

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

**PERIODO: ENERO – DICIEMBRE
2026**

Informe N°. INF-DTRET-2025-087

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE
REGULACIÓN ECONÓMICA
Y TARIFAS**

OCTUBRE 2025

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

CONTENIDO

1.	RESUMEN EJECUTIVO	4
2.	ANTECEDENTES	5
3.	OBJETIVO	13
4.	MARCO NORMATIVO	14
5.	PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN TARIFARIA (GRS-TAR-P001)	24
6.	LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES	27
6.1	Generación y Transmisión	27
6.2	Distribución y Comercialización	29
6.3	Lineamientos adicionales	30
7.	DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	31
7.1	Costo de Generación	31
7.1.1	Componente Fijo del Costo de Generación	32
7.1.2	Artículo 160 RGLOSPEE y oficio Nro. MAE-VEER-2025-0392-OF	33
7.1.3	Resolución Nro. ARCONEL-010/25	33
7.1.4	Componente Variable del Costo de Generación	34
7.1.5	Simulaciones Energéticas	34
7.1.6	Cálculo del Costo Medio de Generación	35
7.2	Costo de Transmisión	36
7.3	Costo de Distribución y Comercialización	37
7.3.1	Anualidad de Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización	37
7.3.2	Balance de electricidad para la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía	38
7.3.3	Costos Agregados de Distribución	39
7.3.4	Costo por Potencia (USD/kW)	40
7.3.5	Costo por Energía (USD/kWh)	40
7.3.6	Costo de Comercialización (USD/Consumidor)	41
7.3.7	Costo Total del Servicio por Nivel de Voltaje	41
7.3.8	Costos Medios de Venta por Nivel de Voltaje	41
7.3.9	Costos Unitarios del SPEE	42
7.3.10	Aplicación del Mecanismo para la Liquidación del Costo de Generación y Transmisión Eléctrica	42
7.3.11	Determinación del Resultado Tarifario	42
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	43
8.1	Conclusiones	43
8.2	Recomendaciones	44

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

9.	FIRMAS DE RESPONSABILIDAD	45
10.	CUADROS.....	45
11.	ANEXOS.....	46

TABLAS

Tabla 1.	Cronograma de entrega de información	6
Tabla 2.	Resumen de las Actividades efectuadas	25
Tabla 3.	Anualidad de costos fijos por empresa generadora MMUSD	33
Tabla 4.	Presupuesto estimado generación emergente o prioritaria MMUSD	34
Tabla 5.	Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados.....	36
Tabla 6.	Costos totales de la componente de transmisión	36
Tabla 7.	Anualidad de costos de la distribución y comercialización	38
Tabla 8.	Balance de electricidad por distribuidora (GWh)	39
Tabla 9.	Costo Medio del SPEE por componente y escenario hidrológico	41

GRÁFICOS

Gráfico 1.	Actividades por etapa del Procedimiento de Gestión Tarifaria	25
Gráfico 2.	Balance de Electricidad.- Cubrimiento de la demanda de energía eléctrica por tecnología	35

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

1. RESUMEN EJECUTIVO

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.

La Regulación Nro. ARCONEL - 004/24 (CODIFICADA) «*Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General*», define entre otros aspectos, las componentes del costo del SPEE y las consideraciones para el presente análisis.

En tal virtud, el objeto del presente informe es exponer, al Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, los resultados del análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica, que comprende los costos vinculados a las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, correspondiente al período enero - diciembre del año 2026.

A continuación, se resumen los principales resultados:

AÑO 2026	MMUSD
COSTO DEL SPEE	3.447,74
GENERACIÓN	1.893,90
TRANSMISIÓN	270,70
DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	1.283,14
FACTURACIÓN SPEE	2.849,45
RESULTADO TARIFARIO	(598,29)

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 nro. MEM-SGTEE-2025-0583-OF, nro. MEM-SDCEE-2025-0626-OF y nro. MAE-VEER-2025-0392-OF; así como, lo dispuesto en el Acuerdo Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0005-AM, en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25, y en la Resolución Nro. ARCONEL-016/25, dentro de las atribuciones de la Agencia y la normativa vigente.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

2. ANTECEDENTES

- ✓ Mediante memorando nro. ARCONEL-CNRSE-2016-0377-M de 17 de octubre de 2016, la entonces Coordinación Nacional de Regulación del Sector Eléctrico (CNRSE), a través de la Dirección Nacional de Regulación Económica (DNRE) socializó a las principales autoridades de la ARCONEL, el documento denominado <<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)>>. Durante el último trimestre del año 2017, se realizó una actualización al citado procedimiento.
- ✓ 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.
- ✓ Con Resoluciones Nro. ARCONEL-007/2024 y Nro. ARCONEL-030/2024 de 25 de septiembre y 17 de diciembre de 2024, el Directorio Institucional expidió y codificó, respectivamente, la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (CODIFICADA) 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 y elaboración de los pliegos tarifarios, tanto para el Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) como para el Servicio de Alumbrado Público General (SAPG), que permitan a las empresas eléctricas habilitadas, prestar dichos servicios garantizando el equilibrio económico-financiero del sector eléctrico.
- ✓ Con Resolución Nro. ARCONEL-017/2024 de 19 de noviembre de 2024, el Directorio de la ARCONEL, resolvió aprobar los costos del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2025, con base en los resultados contenidos en el Informe Técnico Nro. INF-DTRET-2024-043, presentado por el Director Ejecutivo, con oficio Nro. ARCONEL- ARCONEL-2024-1008-OF de 14 de noviembre de 2024.
- ✓ Con Resolución Nro. ARCONEL-022/2024 de 29 de noviembre de 2024, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), aprobó el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) que se aplican en la facturación del SPEE en el año 2025, disponiéndose a mantener la estructura y nivel tarifario de la Categoría Residencial y de la Categoría General aprobadas para el año 2024.
- ✓ Con Resolución Nro. ARCONEL-030/2024 de 17 de diciembre de 2024, se expide la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (codificada) denominada “*Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General*”.
- ✓ 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. ARCONEL-DTRET-2025-0036-M de 18 de febrero de 2025, la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas (DTRET) solicitó a la 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. ARCONEL-CNRE-2025-

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

0053-M y memorando nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0044-ME de 19 y 22 de febrero de 2025, respectivamente.

- ✓ Mediante oficio circular nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0004-CIR y oficio circular nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0005-CIR, ambos de 24 de febrero de 2025, 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 2026, Fase I: Análisis de Costos y Proyección de Subsidios del Sector Eléctrico"**, el mismo que se llevó a cabo en modalidad virtual el 27 de febrero de 2025; así mismo, se solicitó delegar el **Coordinador del Análisis de Costos 2026** y se informó el cronograma de entrega de la información técnica, económica y financiera para la consecución del Análisis de Costos del año 2026.
- ✓ En este sentido, la 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 y segunda entrega, según corresponda, junto con los respectivos documentos de soporte, sea cargada por cada *Coordinador del Análisis de Costos 2026* 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	Primera Entrega 13 de marzo de 2025	Segunda Entrega 25 de marzo de 2025
Etapas de Generación y Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> Datos Técnicos 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> Costos de AOM&C Activos

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

- ✓ Mediante oficios nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0146-OF y nro. ARCONEL-CNRE-2025-0012-O, de 7 de marzo de 2025 y 16 de abril de 2025, respectivamente, la ARCONEL solicitó, al Ministerio de Energía y Minas (MEM), actual Ministerio de Ambiente y Energía (MAE), 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 2026; así como, aquellas relacionadas a mantener o modificar las condiciones actuales de los subsidios otorgados por el Estado ecuatoriano para el servicio público de energía eléctrica.
- ✓ Con memorando nro. ARCONEL-DTEII-2025-0062-M de 25 de marzo de 2025, la Dirección Técnica de Estudios, Información e Innovación (DTEII), en referencia al memorando nro. ARCONEL-DTRET-2025-0058-M de 18 de marzo de 2025, remitió la información correspondiente a cargas singulares y cargas en operación con crecimiento extra tendencial para el año 2026.
- ✓ Una vez que se receiptó, 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; así como, activos del servicio para las etapas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización del SPEE, según corresponda, se procedió con la revisión de la citada información.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ Mediante memorando nro. ARCONEL-DTRET-2025-0077-M de 10 de abril de 2025, la DTRET solicitó a la Dirección Técnica de Control de Generación y Transmisión (DTCGT), Dirección Técnica de Control de Distribución (DTCD) y Dirección Técnica de Control de Comercialización (DTCC), remitir los informes del resultado de las acciones de control de los costos del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) y Servicio de Alumbrado Público General (SAPG), según corresponda, del período enero - diciembre del año 2024.
- ✓ Con memorando nro. ARCONEL-CNRE-2025-0097-M de 16 de abril de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica (CNRE) indicó a la Coordinación de Planificación y Gestión Estratégica (CPGE) que, a través de la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas (DTRET), se encuentra ejecutando las actividades para la elaboración, entre otros informes técnicos, del Informe Técnico – Económico *“Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica. Período enero – diciembre 2026”*. En este sentido, con base a la normativa vigente, especialmente la Regulación Nro. ARCONEL-002/24 denominada *“Aportaciones para el financiamiento del presupuesto de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad a través de las Empresas del Sector Eléctrico”* y a los plazos establecidos en ella, se solicitó gestionar al interior de la CPGE, se remita el valor total de la Proforma Presupuestaria de la ARCONEL para el año 2026, con la correspondiente documentación de sustento, a fin de que dicho valor se considere en el análisis técnico antes referido. La DTRET, a través de la CNRE, recibió la información solicitada a través del memorando nro. ARCONEL-CAF-2025-0169-ME de 01 de mayo de 2025, memorando nro. ARCONEL-CAF-2025-0178-ME de 22 de mayo de 2025 y correo electrónico de 17 junio de 2025.
- ✓ Mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0271-OF de 30 de abril de 2025, la 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-2025-0634-O de 08 de mayo de 2025, en atención al oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0271-OF, CENACE consultó y solicitó a esta Agencia confirmar las hipótesis con las que procederá a ejecutar las simulaciones energéticas.
- ✓ Con Resolución Nro. ARCONEL-004/25 de 12 de mayo de 2025, el Directorio Institucional de la ARCONEL reformó el costo del Servicio Público de Energía Eléctrica. Período enero - diciembre 2025, aprobado mediante Resolución Nro. ARCONEL-017/2024.
- ✓ Mediante oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0654-O de 13 de mayo de 2025, el cual complementa al oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0634-O, CENACE comunicó a la ARCONEL las novedades identificadas en las simulaciones energéticas preliminares correspondientes al proceso de gestión tarifaria 2026 y, solicitó la confirmación de toda la información a la que se hace referencia en el mencionado oficio.
- ✓ Mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0405-OF de 22 de mayo de 2025, en respuesta al oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0654-O y al oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0634-O, la ARCONEL da respuesta a las consultas del CENACE y su vez realiza una insistencia al Operador Nacional, CENACE, para que remita a la brevedad la información faltante (escenarios semiseco y semi-lluvioso) toda vez que los procesos que gestiona la Agencia mantienen plazos establecidos, los cuales son inamovibles.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ Mediante oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0778-O de 24 de mayo de 2025, en atención al oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0271-OF, el Operador Nacional remite las simulaciones energéticas correspondientes a los escenarios semi-lluvioso, semi-seco; así como, información respecto de los servicios complementarios.
- ✓ Mediante oficio nro. MEM-SGTEE-2025-0583-OF de 26 de mayo de 2025, en atención al oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0146-OF, con base a las reuniones de trabajo realizadas entre el MEM y la ARCONEL, se remitió a esta Agencia los lineamientos y directrices a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión 2026, respecto a las etapas de generación y transmisión del SPEE.
- ✓ Mediante oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0790-O de 27 de mayo de 2025, enviado a esta Agencia, el Operador Nacional de Electricidad, 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 las aportaciones de las empresas participantes del sector eléctrico para el funcionamiento del CENACE correspondientes al año 2026.
- ✓ Mediante oficio nro. EEGA-GG-2025-0360-OF de 4 de junio de 2025, la empresa eléctrica de generación ELECAUSTRO indicó a esta Agencia que: *“en atención al artículo 14 y artículo 15 de la Resolución 029/2024, y una vez que el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable otorgó la Habilitación a ELECAUSTRO para el “ALQUILER DE UNA SOLUCIÓN DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA TERRESTRE CON CAPACIDAD DE HASTA 20 MW” mediante Resolución Nro. MEM-VEER-2025-0022-RM del 02 de junio de 2025, solicito señor Director se sirva disponer la inclusión de la valoración de la generación termoeléctrica emergente arrendada por ELECAUSTRO que fue reportada en el estudio de costos por parte de ELECAUSTRO mediante Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0040-OF, en los análisis de costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General del año 2025”*.
- ✓ Mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0450-OF de 05 de junio de 2025, en atención al oficio nro. ARCONEL-2025-0271-OF, se solicitó al CENACE la realización de simulaciones de despacho energético para el proceso de gestión tarifaria 2026. Si bien la delegada institución remitió los escenarios promedio, semi-seco y semi-lluvioso en el oficio nro. CENACE-2025-0778-O, tras revisar la información, se evidencia la omisión de datos críticos solicitados originalmente, los cuales son indispensables para la determinación del Costo Medio de Generación, aspecto por el cual la Agencia requirió el envío de la información complementaria y la recomendación del escenario hidrológico a más tardar el 8 de junio de 2026. Además, se reitera que la Agencia respeta los tiempos establecidos, los cuales son inalterables.
- ✓ Mediante oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0867-O de 11 de junio de 2025, el Operador Nacional de Electricidad adjunta la información técnica sobre: costos variables de producción y potencia efectiva. A través de simulaciones energéticas para 2026, en la que se modelaron dos escenarios hidrológicos, semi-seco (95% probabilidad excedencia) y semi-húmedo (5% probabilidad excedencia), el CENACE recomienda a la ARCONEL considerar el escenario semi-seco para el Análisis y Determinación de Costos del SPEE del 2026.
- ✓ Mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0485-OF de 19 de junio de 2025, la ARCONEL, solicitó al CENACE: *“remitir, hasta el 21 de junio de 2025, el informe técnico que sustente los resultados presentados en las simulaciones energéticas. En particular, dicho informe deberá contener una descripción detallada sobre la determinación metodológica de los escenarios utilizados (promedio, semi-seco y semi lluvioso), la justificación técnica correspondiente a la*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

producción estimada por tipo de tecnología de generación, y los criterios empleados para la estimación de los montos de importación de electricidad incluidos en las simulaciones. La entrega de este documento resulta fundamental, puesto que constituirá un insumo técnico clave para la culminación del proceso de gestión tarifaria correspondiente al ejercicio 2026.”

- ✓ Mediante memorando nro. ARCONEL-DGY-2025-0426-M de 21 de junio de 2025, la Dirección Técnica de Control de Comercialización, a través de la Dirección Distrital de Guayas, en referencia al memorando nro. ARCONEL-DTRET-2025-0077-M, remitió a la DTRET los resultados del control de la ejecución del Análisis y Determinación de los Costos del SPEE y del SAPG de las empresas eléctricas de distribución, periodo enero-diciembre 2024, cuyos resultados se consideran como parámetros para la regulación de los Costos del SPEE 2026.
- ✓ Mediante oficio nro. MEM-SDCEE-2025-0626-OF de 23 de junio de 2025, la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica (SDCEE) en atención al Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0146-OF, emitió los lineamientos y directrices para el Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General 2026.
- ✓ Mediante oficio nro. CENACE-CENACE-2025-0963-O de 25 de junio de 2025, el CENACE remitió a la ARCONEL el informe técnico que sustenta los resultados presentados en las simulaciones energéticas correspondientes al año 2026, en atención al oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0485-OF.
- ✓ En el marco de las atribuciones y competencias de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica (CNRE) a través de la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas (DTRET), conforme el plazo establecido en el artículo 54 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, presentó a la Administración de la ARCONEL la siguiente documentación:

TEMA	DOCUMENTACIÓN	MEMORANDO
Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica. Periodo: enero - diciembre 2026	<ul style="list-style-type: none"> • Informe Técnico: N° INF-DTRET-2025-047 • Informe Jurídico: Memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0157-ME • Proyecto de Resolución 	Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0152-M
Análisis y Determinación del Costo del Servicio de Alumbrado Público General. Periodo: enero - diciembre 2026	<ul style="list-style-type: none"> • Informe Técnico: N°INF-DTRET-2025-043 • Informe Jurídico: Memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0158-ME • Proyecto de Resolución 	Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0154-M
Proyección de los montos de los subsidios otorgados por el Estado ecuatoriano para el período: enero – diciembre 2026.	<ul style="list-style-type: none"> • Informe Técnico: N° INF-DTRET-2025-039 • Informe Jurídico: Memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0156-ME • Proyecto de Resolución 	Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0150-M

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ La Administración de la ARCONEL a la fecha de la presentación de los resultados, en anuencia a los resultados presentados, mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0520-OF de 26 de junio de 2025, convocó a reunión previa de Directorio Institucional (Mesa Técnica) a los delegados del Ministerio de Energía y Minas, actual Ministerio de Ambiente y Energía, de Presidencia y de la Secretaría Nacional de Planificación.
- ✓ El 27 de junio de 2025 en reunión presencial de Mesa Técnica, conforme consta en Acta de Reunión de Trabajo Nro. 9, se efectuaron observaciones por parte de los delegados de los miembros de Directorio Institucional, por lo cual, se solicitó a la ARCONEL, entre otros aspectos, revisar la información de simulaciones energéticas en conjunto con el Operador Nacional de Electricidad (CENACE).
- ✓ Mediante Resolución Nro. ARCONEL-006/25 de 30 de junio de 2025, la ARCONEL expidió la modificación al Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica, que establece la estructura, nivel y régimen tarifario para el año 2025.
- ✓ En reunión de trabajo de 18 de agosto de 2025, convocada mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0806-OF y oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0812-OF de 12 y 13 de agosto, respectivamente, participaron autoridades y delegados del Ministerio de Ambiente y Energía, Operador Nacional de Electricidad (CENACE) y ARCONEL, conforme consta en el acta Nro. ACT-DTRET-2025-013, se acordó revisar, como uno de los inputs de las simulaciones energéticas, la proyección de la demanda presentada por las empresas eléctricas de distribución para el año 2026.
- ✓ Mediante correos electrónicos de 21 de agosto de 2025, la DTRET convocó a los Coordinadores del Análisis de Costos de las empresas eléctricas de distribución a una reunión virtual previa, con el fin de exponer el contexto general y ciertas particularidades a considerarse en la revisión de la demanda presentada por las empresas eléctricas de distribución para el año 2026, previo a las reuniones de trabajo a desarrollarse en conjunto con los delegados del Ministerio de Ambiente y Energía (MAE) y del Operador Nacional de Electricidad (CENACE). El detalle y compromisos de las reuniones efectuadas constan en las actas de reunión de trabajo Nro. ACT-DTRET-2025-015, Nro. ACT-DTRET-2025-016 y Nro. ACT-DTRET-2025-017 de 21 y 22 de agosto de 2025.
- ✓ En atención a la convocatoria realizada mediante oficio circular nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0028-CIR de 24 de agosto de 2025, el 25 de agosto de 2025 se realizaron reuniones de trabajo entre los delegados del Ministerio de Ambiente y Energía (MAE), ARCONEL y CENACE junto con los responsables de las empresas eléctricas de distribución, donde la DTRET expuso a los delegados de las empresas eléctricas de distribución, las principales observaciones que se identificaron en la proyección de la demanda, respecto a la información del PBO y PME, derivado de lo cual, los coordinadores de las empresas eléctricas de distribución acordaron gestionar al interno de sus representadas, elaborar una ayuda memoria de la revisión, justificación o ajuste de la información presentada; así mismo, la DTRET proporcionó un documento de trabajo referencial para facilitar la revisión de lo solicitado, todo esto conforme consta en actas de reunión de trabajo Nro. ACT-DTRET-2025-018, Nro. ACT-DTRET-2025-019 y Nro. ACT-DTRET-2025-020.
- ✓ Del 25 al 27 de agosto de 2025, las empresas eléctricas de distribución, comunicaron de manera oficial, la ratificación o el cumplimiento de la entrega del formulario de la Información Física del Servicio Público de Energía Eléctrica, de acuerdo con la disposición emitida por esta Agencia. Concluida la revisión de los formularios actualizados, donde se solventaron ciertas observaciones y novedades encontradas, conforme las correcciones y/o justificaciones efectuadas por parte de las distribuidoras, se obtuvo la versión final actualizada del *"Balance Energético"*.
- ✓ Mediante oficio nro. MAE-VEER-2025-0381-OF de 16 de septiembre de 2025, el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (VEER) del nuevo Ministerio de Ambiente y Energía (MAE), envió a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), Empresa Electro Generadora del Austro S.A.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

(ELECAUSTRO S.A.) y ARCONEL, las directrices para el abastecimiento de la demanda eléctrica bajo el riesgo de déficit para el estiaje 2025 – 2026 y 2026-2027.

- ✓ Mediante oficio nro. MAE-VEER-2025-0392-OF de 22 de septiembre de 2025, el VEER del MAE, emite los lineamientos para el estudio de costos del año 2026, entre los cuales solicita a la ARCONEL considerar dentro del análisis de costos 2026 los valores que reporte CELEC EP y ELECAUSTRO S.A. en su propuesta técnica – económica para la adquisición y renta de generación eléctrica para el año 2026.
- ✓ El 24 de septiembre de 2025 se llevó a cabo la citada reunión de trabajo con la participación de autoridades del MAE, CENACE, CELEC EP, ELECAUSTRO S.A. y ARCONEL, conforme consta en el acta de reunión Nro. ACT-DTRET-2025-025 como compromisos de la mencionada reunión, entorno a los aspectos que se deben considerar dentro del análisis de costos del SPEE para el año 2026, se detalla lo siguiente: i) Elaborar cronograma valorado de la adquisición y arrendamiento de generación priorizada por parte de CELEC EP, ii) Elaborar cronograma valorado de la adquisición y arrendamiento de generación priorizada por parte de ELECAUSTRO S.A., iii) Solicitar mediante oficio la actualización de las simulaciones energéticas por parte de ARCONEL, iv) Actualizar las simulaciones energéticas para los escenarios promedio, semi seco y seco, en el cual incluirían la recomendación al escenario que más se ajuste a la realidad operativa por parte del CENACE.
- ✓ Mediante oficio nro. EEGA-GG-2025-0797-OF de 29 de septiembre de 2025, ELECAUSTRO S.A. envió su planificación de generación termoeléctrica prioritaria o de emergencia, que le permitirá incorporar 478,5 MW al Sistema Nacional Interconectado (SIN).
- ✓ Mediante oficio nro. CELEC-EP-2025-2571-OFI de 29 de septiembre de 2025, CELEC EP remite a la ARCONEL los proyectos de generación termoeléctrica prioritaria, planificados para el abastecimiento de la demanda eléctrica del año 2026.
- ✓ Mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0977-OF de 29 de septiembre de 2025, esta Agencia, conforme normativa vigente, solicitó al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) se disponga realizar la actualización de las simulaciones de despacho energético - económico, utilizando las herramientas y los criterios propios del Operador, en tres escenarios hidrológicos: promedio, semi-seco y seco, sobre la base de la información actualizada y remitida por las empresas eléctricas de distribución a la ARCONEL; toda vez que, estos sean concordantes con el Plan Anual de Operación del SNI.
- ✓ Mediante oficios circulares Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0039-CIR y Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0040-CIR de 01 de octubre de 2025, esta Agencia solicitó a las empresas eléctricas de generación, transmisor y de distribución y comercialización: “(...) *se identifiquen los rubros que requieren ser ajustados por su relación directa con la eliminación del subsidio al diésel, dispuesto mediante Decreto Ejecutivo Nro. 126, por ejemplo: Combustible de vehículos propios, alquiler de vehículos. (...)*”, y se remitan dichos ajustes en los formularios de recopilación de información, según corresponda.
- ✓ Del 02 al 06 de octubre de 2025, las empresas eléctricas comunicaron de manera oficial, la ratificación o el cumplimiento de la entrega del formulario de la Información de Costos de AO&M del Servicio Público de Energía Eléctrica para cada una de sus etapas, y Costos de AO&M del Servicio de Alumbrado Público General, según corresponda. Concluida la revisión de los formularios actualizados, conforme los ajustes efectuados por parte de las empresas, se obtuvo la versión final de los formularios.
- ✓ Mediante oficio nro. CENACE-CENACE-2025-1452-O de 14 de octubre de 2025 y oficio alcance nro. CENACE-CENACE-2025-1477-O de 19 de octubre de 2025, en atención al oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0977-OF, el CENACE remite a ARCONEL los resultados de la actualización de las simulaciones energéticas y el informe técnico titulado: “*Simulaciones Energéticas Estudio Tarifario 2026*”, en el cual recomienda adoptar el escenario con una

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

probabilidad de excedencia del 75% (denominado Semi-Seco) para la elaboración del Análisis de Costos 2026; junto con las principales hipótesis técnicas en las que se sustentaron dichos análisis, así como, las recomendaciones a considerarse en los procesos subsecuentes.

- ✓ Mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1009-OF y oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1010-OF, ambos de 15 de octubre de 2025, en el marco de lo dispuesto por el MAE en el oficio nro. MAE-VEER-2025-0381-OF, solicitó a ELECAUSTRO y CELEC EP, respectivamente, remitir la propuesta técnica – económica, para la adquisición y renta de la generación a partir de febrero del año 2026; con el objetivo de que la referida valoración económica, de ser el caso, sea considerada en la determinación del costo del SPEE para el año 2026.
- ✓ Mediante oficio nro. MAE-SGTEE-2025-1144-OF de 15 de octubre de 2025, la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (SGTEE) del MAE, en referencia al oficio nro. CELEC-EP-2025-2569-OFI, solicitó a ARCONEL revisar y tomar en consideración la actualización de las fechas de ingreso a operación comercial de los proyectos de generación de energía eléctrica para el periodo Octubre 2025 – Septiembre 2030.
- ✓ Mediante memorando nro. ARCONEL-DTCSA-2025-0180-M de 20 de octubre de 2025, en atención al memorando nro. ARCONEL-DTRET-2025-0172-M de 16 de octubre de 2025, la Dirección Técnica de Control y Seguimiento Ambiental (DTCSA) remitió a la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas (DTRET): “(...) el formato con la información ambiental provistas por las empresas eléctricas conforme lo dispuesto en la circular ARCONEL-ARCONEL-2025-0036-CIR, sin embargo, la información no se encuentra respaldada con pronunciamientos de aprobación de los Planes de Manejo Ambiental y su cronograma valorado durante el año de ejecución.

La información provista por los regulados requiere de tiempo para su recopilación, revisión, verificación, y sistematización, sin embargo, el tiempo con el que ha contado esta Dirección ha sido muy corto y hasta la presente fecha, los regulados no han remitido la información completa a la agencia. Se debe considerar que la información debe ser veraz, consistente, oportuna y actual de acuerdo con los criterios de calidad de la información ambiental, estipulados en la normativa ambiental vigente (Código Orgánico Ambiental).”

- ✓ Mediante oficio nro. EEAGA-GG-2025-0868-OF de 22 de octubre de 2025, la empresa ELECAUSTRO S.A. remitió a la ARCONEL la propuesta técnica – económica, para la adquisición y renta de la generación a partir de febrero del año 2026.
- ✓ Mediante Acuerdo Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0005-AM de 24 de octubre de 2025, el MAE se emite a la ARCONEL, las disposiciones generales respecto de la Tasa de Descuento para la determinación de la anualidad del activo en servicio del SPEE y del SAPG para las empresas eléctricas sujetas a regulación de costos; así como, su consideración a partir del año 2026.
- ✓ El 25 de octubre de 2025, autoridades y equipo técnico de la ARCONEL, participaron en reunión de trabajo en modalidad virtual, con autoridades del Viceministerio de Energía y Electricidad y asesores del MAE, con el objetivo de presentar los resultados preliminares de los costos del sector eléctrico para el 2026, considerando varios escenarios de tasa de descuento diferente de 0% para la determinación de la anualidad de los activos en servicio de las empresas públicas sujetas de regulación de costo. De lo cual se concluyó, que el escenario más conservador a aplicarse sería el 1,42% como tasa de descuento para el cálculo de la anualidad, valor que deberá ser sustentado por la ARCONEL en sus informes técnicos respectivos.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ En cumplimiento a lo dispuesto en Acuerdo Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0005-AM, mediante memorando Nro. ARCONEL-CNRE-2025-0252-M de 29 de octubre de 2025, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica puso en conocimiento de la Administración de la ARCONEL, la documentación elaborada por la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas: i) Informe Técnico Nro. INF-DTRET-2025-083, ii) Informe jurídico Nro. ARCONEL-CJ-2025-0283-ME, y iii) Proyecto de resolución para la aprobación *“Metodología para la determinación de la tasa de descuento aplicable a la anualidad del activo del Servicio Público de Energía Eléctrica – SPEE y del Servicio de Alumbrado Público General – SAPG para empresas eléctricas sujetas a regulación de costos”*.
- ✓ Mediante oficio nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-1050-OF de 29 de octubre de 2025, en cumplimiento al lineamiento para el cálculo de la anualidad del activo en servicio, emitido mediante oficio nro. MAE-VEER-2025-0392-OF, la ARCONEL informó al MAE los resultados del análisis de los costos del SPEE y SAPG del año 2026, contemplando tres escenarios con diferentes tasas de descuento; así como, el análisis de sensibilidad de los costos variables de producción.
- ✓ Con sumilla inserta de 31 de octubre de 2025 se trasladó a la DTRET el oficio nro. EEAGA-GG-2025-0875-OF de 23 de octubre, mediante el cual, en alcance al oficio nro. EEAGA-GG-2025-0868-OF, la empresa ELECAUSTRO S.A. remitió a ARCONEL un ajuste a la propuesta técnica – económica, para la adquisición y renta de la generación a partir de febrero del año 2026.
- ✓ Mediante Resolución Nro. ARCONEL-016/25-0005-AM, en sesión de 31 de octubre de 2025, el Directorio Institucional aprobó la *“Metodología para la determinación de la Tasa de Descuento aplicable a la Anualidad del Activo del Servicio Público de Energía Eléctrica – SPEE y del Servicio de Alumbrado Público General - SAPG para empresas públicas sujetas a regulación de costos”*, de conformidad a lo dispuesto en el Acuerdo Nro. MAE-VEER-2025.

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-2025-084 *“Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Etapa de Generación”*;
- **Anexo Nro. 2:** Informe N°. INF-DTRET-2025-085 *“Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Etapa de Transmisión”*;
- **Anexo Nro. 3:** Informe N°. INF-DTRET-2025-086 *“Consolidación de la Información Base del Servicio Público de Energía Eléctrica: Etapa de 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 2026, 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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

4. MARCO NORMATIVO

✓ **Constitución de la República del Ecuador**, 2008. Asamblea Constituyente de Montecristi:

- **Art. 66:** *“Se reconoce y garantizará a las personas: (...) 25. El derecho a acceder a bienes y servicios públicos y privados de calidad, con eficiencia, eficacia y buen trato, así como a recibir información adecuada y veraz sobre su contenido y características (...).”*
- **Art. 313:** *“El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.”*
- **Art. 314:** *“El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias y los demás que determine la ley.*

El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos y establecerá su control y regulación.”

✓ **Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE**, 2015 y sus posteriores reformas.

- **Artículo 2**, objetivos específicos de la ley:

“Son objetivos específicos de la presente ley: (...) 2. Proveer a los consumidores o usuarios finales un servicio público de energía eléctrica de alta calidad, confiabilidad y seguridad; así como el servicio de alumbrado público general que lo requieran según la regulación específica”.

- **Artículo 8**, rectoría de las políticas públicas para el sector eléctrico:

“Corresponde a la Función Ejecutiva la formulación, definición y dirección de las políticas públicas y servicios públicos que garanticen los derechos reconocidos por la Constitución, para los participantes y consumidores o usuarios finales.

Para tales efectos, la Función Ejecutiva actuará por intermedio del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y demás organismos que se determinan en esta ley.”

- **Artículo 11**, naturaleza jurídica:

Establece la naturaleza jurídica del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), actualmente Ministerio de Ambiente y Energía (MAE), señalando que es el órgano rector y planificador del sector eléctrico, al cual le corresponde definir y aplicar las políticas, así como evaluar el cumplimiento de la regulación y el control, con el fin de estructurar un servicio público de energía eléctrica eficiente.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- **Artículo 12**, atribuciones y deberes: Son atribuciones y deberes del Ministerio de Ambiente y Energía:

“(...) 2. Dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación; 3. Elaborar el Plan Maestro de Electricidad (PME), el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE); (...) 11. Otorgar y extinguir títulos habilitantes para el ejercicio de las actividades del sector eléctrico; 12. Presidir a través del Ministro, o su delegado, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL y coordinar el control de la gestión de dicha, entidad;”.

- **Artículo 14**, naturaleza jurídica de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad:

“Es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final. (...)”

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:

“1. Regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general; (...) 5. Realizar estudios y análisis técnicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control; (...) 18. Efectuar acciones de control a la gestión de las empresas eléctricas públicas, en cuanto al uso de los recursos económicos asignados vía tarifa, específicamente en cuanto a la gestión administrativa, operativa y de mantenimiento y las acciones de control a la gestión operativa y de mantenimiento de las empresas privadas del sector eléctrico;”.

- **Artículo 17**, atribuciones y deberes del Directorio de la ARCONEL:

“1. Aprobar los pliegos tarifarios para el servicio público de energía eléctrica y para el servicio de alumbrado público general; 2. Expedir las regulaciones para el funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico; (...) 8. Conocer y resolver todos los temas que se ponga a su consideración respecto de las atribuciones y deberes de la Agencia del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general; y, 9. Las demás funciones que le asigne esta ley y su reglamento 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.”.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- **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 56**, costo del servicio público de energía eléctrica:

"El costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprenderá los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización; y del servicio de alumbrado público general, los mismos que serán determinados por la Agencia de Regulación y Control Competente.

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 elaborado por la Agencia de Regulación y Control Competente."

- **Artículo 59**, subsidios:

"(...) Si por circunstancias de carácter social o económico, el Estado hubiere otorgado o decidiera otorgar compensaciones, subsidios o rebajas, directos y focalizados en el servicio público de energía eléctrica, a un determinado segmento de la población, mediante leyes, o políticas sectoriales, o si por intermedio de la Agencia de Regulación y Control, se aprobase o hubiere aprobado pliegos tarifarios que se ubiquen por debajo de los costos del servicio público de energía eléctrica, los valores que correspondan a estos subsidios, compensaciones o rebajas serán cubiertos por el Estado, 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. (...)

La aplicación de este artículo estará sujeta al análisis de factibilidad que realice el Ministerio de Energía y Minas y dictamen favorable del Ministerio de Economía y Finanzas."

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- **Artículo 64.-** Sistemas aislados e insulares:

“Los sistemas que, por condiciones especiales, no puedan estar conectados al S.N.I., se considerarán como no incorporados; los clientes regulados de estos sistemas podrán tener cargos tarifarios diferentes de las zonas interconectadas, aprobados por ARCONEL. Los subsidios que se puedan originar en estos sistemas serán cubiertos por los consumidores o usuarios finales del S.N.I. o asumidos por el Estado, según las políticas establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.”.

- ✓ **Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – RGLOSPEE, 2019, y sus posteriores reformas.**

- **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:

“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.”.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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

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

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

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

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

- **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 con los requerimientos y plazos establecidos en la regulación que se expida para el efecto.”.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

○ **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.”.

○ **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 extranjeras 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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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.*

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. 126 emitido por el presidente Constitucional de la República, se reforma al Reglamento Codificado de Regulación de precios de derivados de hidrocarburos, referente a la eliminación del subsidio al diésel.**

- ✓ **Acuerdo Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0005-AM**

- **Artículo 1:** *“Disponer a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL que, en el ámbito de su competencia, establezca y aplique una tasa de descuento superior a cero (0%) para la determinación de la anualidad del activo en servicio para el SPEE y el SAPG para las empresas eléctricas sujetas a regulación de costos.”*
- **Artículo 2:** *“Disponer a la ARCONEL que, en ejercicio de sus atribuciones, apruebe una metodología para la determinación de la tasa de descuento debidamente motivada y sustentada en referentes técnico-económicos admisibles.”*
- **Artículo 3:** *“Disponer a la ARCONEL que, en ejercicio de sus atribuciones investidas en la normativa vigente, aplique estas disposiciones a partir del Estudio de Costos del año 2026 y en adelante.”*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ **Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (Codificada)** *“Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General”.*

- **ARTÍCULO 5.- RESPONSABILIDADES EN LA PRESTACIÓN DE LOS SERVICIOS**

5.1 ARCONEL

Le corresponde a la Administración:

- a) *Gestionar ante el MEM las políticas y directrices complementarias, para la determinación del costo y del pliego tarifario del SPEE y del SAPG.*
- b) *Entregar al CENACE la información técnica para la elaboración de las simulaciones energéticas.*
- c) *Determinar anualmente el costo del SPEE y del SAPG, en cada una de las etapas, que respondan a principios de eficiencia técnica y económica para la correcta prestación de los servicios. (...)*

5.2 CENACE

Le corresponde:

- a) *Efectuar y reportar las simulaciones energéticas, para lo cual considerará los pronósticos de escenarios hidrológicos que serán recomendados a la Administración de la ARCONEL.*
- b) *Entregar a la Administración de la ARCONEL la información dentro del ámbito de su competencia para la elaboración del análisis del costo del SPEE y del SAPG.*
- c) *Aplicar en las transacciones comerciales a los participantes mayoristas los resultados de la determinación del costo del SPEE aprobados por el Directorio de la ARCONEL. (...).*

5.3 EMPRESAS ELÉCTRICAS

Les corresponde a las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, tanto públicas como mixtas, según corresponda:

- a) *Presentar a la Administración de la ARCONEL la información técnica y económica para el análisis del costo del SPEE y del SAPG. (...)*
- c) *Presentar a la Administración de la ARCONEL la información técnica y comercial que sea requerida para la aplicación de la presente regulación, incluyendo a los consumos propios de los autogeneradores y grandes consumidores (consumidores no regulados), base para las simulaciones energéticas que efectúe el CENACE. (...).*

- **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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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**
- 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**

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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:

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

Donde:

CSPEE = Costo del SPEE.

CGx = Costo de Generación.

CTx = Costo de Transmisión.

CDx&Cx = Costo de Distribución y Comercialización.

El costo de generación considerado para la determinación del costo del SPEE excluye el costo de la energía del SAPG definido en el numeral 12.2, así como excluye el uso de la red de distribución para la prestación del SAPG definido en el numeral 12.3.”.

- **ARTÍCULO 31. ENTREGA DE INFORMACIÓN**

“El retraso, no justificado, en la entrega de información, conforme los plazos establecidos por Administración de la ARCONEL, para la determinación del costo y fijación de las tarifas, para la aplicación de esta regulación; así como de las acciones de control, para el SPEE y el SAPG, conforme la LOSPEE, se considerarán como una infracción leve. (...)”

- **ARTÍCULO 32. EXACTITUD DE INFORMACIÓN**

“La inexactitud o distorsión en la información, conforme los formatos y directrices establecidas por la Administración de la ARCONEL, 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 (...)”.

✓ **Resolución Nro. ARCONEL-016/25**

- **Artículo 2:** “Conocer y aprobar la “Metodología para la determinación de la Tasa de Descuento aplicable a la Anualidad del Activo del Servicio Público de Energía Eléctrica – SPEE y del Servicio de Alumbrado Público General - SAPG para empresas públicas sujetas a regulación de costos”, que se adjunta como anexo a la presente Resolución, de conformidad con lo dispuesto en el Acuerdo Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0005-AM, conforme el informe

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

técnico Nro. INF-DTRET-2025-083 y el informe jurídico contenido en el memorando Nro. ARCONEL-CJ-2025-0283-ME, de 29 de octubre de 2025.

Para la aplicación de la metodología se aplicará el valor de la Tasa de Descuento de 1,42%, para la determinación de la anualidad del activo en servicio del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General para el periodo enero a diciembre de 2026, de conformidad con los artículos 1 y 3 del Acuerdo Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0005-AM."

- **Artículo 4:** Sustituir el siguiente texto "La Tasa de Descuento en el valor de 0% para la determinación de la anualidad del activo en servicio para el SPEE y el SAPG para las empresas eléctricas sujetas a regulación de costos." de la Disposición Transitoria Décima Segunda de la Regulación Nro. ARCONEL 004/24 (codificada) denominada "Régimen Económico y Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica y del Servicio de Alumbrado Público General" por: "La Tasa de Descuento resultante de los análisis anuales, conforme la metodología aprobada por ARCONEL, para la determinación de la anualidad del activo en servicio para el SPEE y el SAPG para las empresas eléctricas sujetas a regulación de costos."
- ✓ **«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, 2019.
 - Establece aspectos desde lineamientos, planificación y ejecución de las actividades inherentes a la determinación de los costos y pliegos tarifarios.

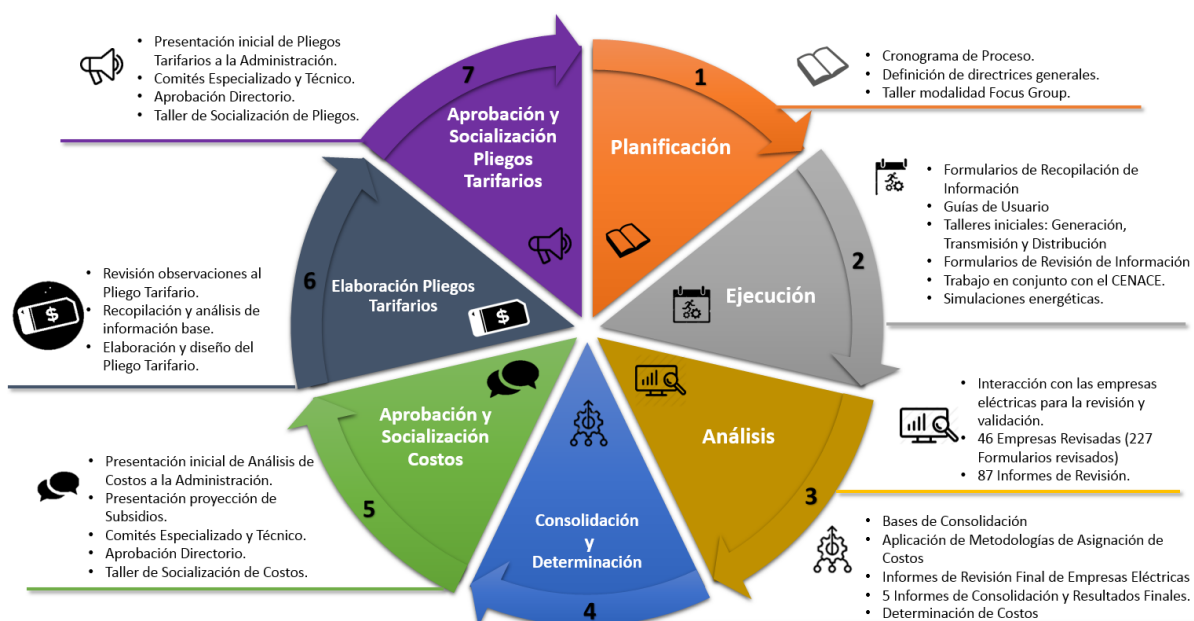
5. PROCEDIMIENTO DE GESTIÓN TARIFARIA (GRS-TAR-P001)

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

En este sentido, con base en el procedimiento antes citado, para la elaboración del análisis y determinación del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica - SPEE y del Servicio de Alumbrado Público General – SAPG, para el periodo enero - diciembre 2026 se han considerado de manera general las actividades para las etapas del proceso de Gestión Tarifaria, fase I, las cuales se presentan a continuación:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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:

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 10 Formularios de Recopilación de la información base para el análisis y determinación de costos del SPEE (4 de generación, 2 de transmisión y 4 de distribución). ✓ Se elaboró 9 guías de usuario para el llenado de los Formularios de Recopilación de la información (3 de generación y 2 de transmisión y 4 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 2026, 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 7 Formularios de Revisión de la información (2 de generación, 2 de transmisión y 3 de distribución). ✓ Se elaboró 4 instructivos de carga de información como soporte a los formularios de revisión de distribución.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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 113 formularios de revisión, correspondientes a la primera, segunda y tercera entrega de información, según corresponda (69 de generación, 2 de transmisión y 42 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, actual Ministerio de Ambiente y Energía, desagregado por empresa eléctrica para cada etapa del SPEE. ✓ Revisión de 13 formularios de recopilación: de 5 empresas eléctricas de distribución y 8 unidades de negocio de CNEL EP, información correspondiente a la actualización de la información física del SPEE. ✓ Segunda revisión y corrección de la información actualizada por las empresas eléctricas de distribución con la finalidad de obtener la versión final de la información física del SPEE y SAPG. ✓ Revisión de 20 formularios de recopilación: de 8 empresas eléctricas de distribución, CNEL EP Oficina Central y 11 unidades de negocio de CNEL EP, información correspondiente a Costos de AOM&C. ✓ Segunda revisión y corrección de la información actualizada por las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, con la finalidad de obtener la versión final de la información de Costos de AOM&C 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 etapas de generación, transmisión y distribución, respectivamente; así como, se elaboró el informe técnico – económico del análisis y determinación del costo del SPEE. ✓ Se elabora un total de 45 <i>Informes de revisión final</i> (23 de generación, 1 de transmisión, 21 de distribución) del cierre de revisiones para cada empresa eléctrica regulada.
APROBACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 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	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Esta etapa se efectuará una vez que se cuente con la aprobación del análisis y determinación del costo del SPEE por parte del Directorio.

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

6. LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES

El Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable del MEM, a través de la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, con oficio nro. MEM-SGTEE-2025-0583-OF de 26 de mayo de 2025; y, a través de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica del MEM, con oficio Nro. MEM-SDCEE-2025-0626-OF de 23 de junio de 2025, y con base a las reuniones de trabajo realizadas entre el MEM y la ARCONEL, remitió los lineamientos y directrices a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión Tarifaria del 2026.

En este contexto, a manera de resumen, se presentan los principales lineamientos establecidos.

6.1 Generación y Transmisión

La Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, remitió los siguientes lineamientos y directrices:

“Gestión Técnica y Operativa

- *El estudio de costos deberá considerar los rubros por concepto de confiabilidad y disponibilidad, administración, operación, mantenimiento y responsabilidad ambiental; conforme lo indicado en el Reglamento General a la LOSPEE.*
- *Se deberá garantizar la asignación de recursos para la contratación y arrendamiento de la generación de emergencia según lo planificado para el año 2026.*
- *Así también reconocer la totalidad de valores para las obras de mitigación de la erosión regresiva del Río Coca.*
- *A efectos de mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico se solicita considerar recursos para la ejecución de proyectos del sistema de transmisión, establecidos en el Plan Maestro de Electricidad.*
- *En lo referente al retiro de unidades de generación para el estudio de costos del año 2026 se deberá considerar el Plan Bianual Operativo del CENACE actualizado.*
- *Se deberá considerar los rubros para la entrada en operación comercial de los siguientes proyectos nuevos que se incorporarían al Sistema Nacional Interconectado en el 2026:*

Gestión de Títulos Habilitantes

Solo la tercera unidad de generación del proyecto “San Bartolo” de la empresa HIDROSANBARTOLO S.A. tiene una alta probabilidad de iniciar su operación comercial en el año 2026, con sus tres unidades de generación operativas el proyecto entregaría una potencia total de 53.18 MW.

Los proyectos indicados en el PME 2023-2032 cuya entrada de operación se señala en el 2026 y actualmente cuentan con un título habilitante son:

- 1. La tercera unidad de generación de TERMOGAS MACHALA de CELEC EP de 77 MW.*
- 2. Mazar – Dudas: unidad de generación Mazar de CELEC EP HIDROAZOGUES de 6.82 MW.*
- 3. El Salto de HIDROEQUINOCCIO EP de 30 MW.*
- 4. Central Soldados de 7.2 MW y Yanuncay de 14.6 MW de ELECAUSTRO S.A.*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Sin embargo, se indica que el inicio de operación comercial dependerá del cumplimiento de los hitos de control y cronograma de ejecución establecido en su título habilitante.

Gestión de Expansión de Generación:

En base al acuerdo ministerial Nro. MEM-MEM-2025-0002-AM, emitido el 24 de enero de 2025, por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Ecuador, se establecieron medidas prioritarias, para fortalecer el sector eléctrico del país, en respuesta al estiaje previsto para el período 2025-2026. Dentro de la disposición emitida en este acuerdo, en lo que corresponde al Fortalecimiento de la infraestructura de generación y transmisión, se instruyó a CELEC EP, iniciar procesos de contratación pública para la adquisición o arrendamiento de capacidad de generación adicional y para la construcción y puesta en servicio de sistemas de transmisión.

Por lo mencionado a través del Oficio Nro. MEM-MEM-2025-0106-OF, se delegó a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP la ejecución de las acciones necesarias para el arrendamiento de hasta 260 MW de generación, que utilicen gas y/o diésel, así como la incorporación de 430 MW de generación firme, compuesta de 260 MW de generación terrestre arrendada en Pascuales y proyecto de Generación Adicional para el Aseguramiento de Soberanía Energética Ecuatoriana de 378 MW, cabe señalar que este último programa consta del ingreso de 4 centrales de generación Concordia (100 MW), Esmeraldas 4 (150 MW), Durán (100 MW) y Santa Elena (28 MW).

En este sentido y para dar cumplimiento a lo establecido en acuerdo ministerial Nro. MEM-MEM-2025-0002-AM, se prevé el ingreso al año 2026 de:

- *Generación terrestre de alquiler en Pascuales de 260 MW.*
- *Generación adquirida en centrales La Concordia 100 MW y Duran 100 MW en agosto 2026.*

Gestión de la Expansión de Transmisión

A efectos de mejorar la confiabilidad del servicio eléctrico se solicita considerar recursos para las obras de ejecución del Sistema de Transmisión que se detalla a continuación:

1. Dentro del proyecto PROGRAMA “MODERNIZACIÓN Y RENOVACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO (BID VI)” se considera para el año 2026 la ejecución del Programa de Reposición y Ampliación de las Instalaciones del SNT, que permitirá asegurar la evacuación de la generación de las nuevas centrales hidroeléctricas Sopladora y San Bartolo a través del Sistema Nacional de Transmisión.

Este programa está constituido por 6 proyectos que constan en el Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027 y están agrupados en dos componentes, de los cuales, los que se extienden hasta el 2026 se muestran a continuación:

Componente 1: Reposición de activos, que contiene los proyectos:

- Nueva Ampliación S/E Posorja, Autotrafo 138/69 kV, 67 MVA y*
- S/E Esmeraldas, Autotransformador Trifásico, 100/133/167 MVA. (Reemplazo Autotransformador AA1)*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Por obsolescencia de equipos que han cumplido o se encuentran cerca de cumplir su vida útil.

Componente 2: Ampliación de subestaciones, que contiene los proyectos:

- a) Ampliación S/E Esclusas 230/69 kV, 225 MVA (enero 2026)*
- b) Ampliación S/E Salitral 230/69 kV, 300 MVA por cargabilidad superior al 80 % (octubre 2026)*

2. Dentro del proyecto PROGRAMA “APOYO AL AVANCE DEL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR (BID V)” que se ejecuta con el objeto de mejorar las condiciones de servicio a todos los usuarios del SNT y que se ajusta al Programa de Transmisión 2012-2022, incluye obras que permiten mejorar la calidad de servicio en los puntos de entrega de las empresas de distribución y la creación de nuevos puntos de conexión. Actualmente se lleva a cabo la ejecución de seis Líneas de Transmisión, cuatro subestaciones y una ampliación, de las cuales la mayoría finalizan el 2025 y las que se extienden al 2026 son:

- a) Línea de Transmisión Conexión S/E Las Orquídeas 230 kV (junio 2026)*
- b) Subestación Las Orquídeas 230 kV (junio 2026).”*

6.2 Distribución y Comercialización

La Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, remitió los siguientes lineamientos y directrices:

- *“Ratificación o rectificación de la proyección de la demanda establecida en el Plan Maestro de Electricidad vigente.*

Al respecto me permito indicar que se dispone de la demanda para actualización del PME que fue entregado por la ARCONEL a la Dirección de Análisis y Prospectiva Energética, mediante Oficio Nro.ARCONEL-DTEII-2025-0005-O y aprobado mediante Oficio Nro. MEM-VEER-2025-0071-OF. Se adjunta documentos de referencia.

- *Niveles de pérdidas de energía y potencia a considerarse para el Balance de Electricidad del año 2026.*

Como parte de la política, se solicita mantener los niveles de pérdidas de energía para el año 2026 de los sistemas de distribución, consideradas en el año 2025, esto corresponde a un valor de 10,00% a nivel nacional. Se remite anexo al presente documento las pérdidas a ser consideradas en el estudio de costos para el año 2026.” (sic).

- *“Detalle de los montos requeridos para la ejecución de los proyectos de distribución y alumbrado público general aprobados en el Plan Maestro de Electricidad, cuyo financiamiento no provenga del Presupuesto General del Estado.*

Como parte de la actualización al PME, las empresas estiman las siguientes inversiones:”

<i>Etapas Funcionales</i>	<i>Inversión</i>
<i>Alumbrado_Público</i>	<i>42.547.272,00</i>
<i>Distribución</i>	<i>170.532.681,86</i>
<i>Subtransmisión</i>	<i>176.497.269,18</i>
<i>Total general</i>	<i>389.577.223,04</i>

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

6.3 Lineamientos adicionales

El Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable del MAE, con oficio nro. MAE-VEER-2025-0392-OF de 22 de septiembre de 2025; y con base a las reuniones de trabajo realizadas entre el MAE y la ARCONEL, remitió lineamientos y directrices adicionales a considerarse para la Fase I del Proceso de Gestión Tarifaria del 2026, en los siguientes términos:

“2. DIRECTRICES

2.1. Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

2.1.1 Niveles de pérdidas de energía y potencia

ARCONEL deberá contemplar niveles de pérdidas de energía que estimulen la mejora de la gestión empresarial y que consideren las características particulares de las empresas eléctricas de distribución del país. Para el efecto podrá tomar como referencia el estudio realizado para la definición del “Plan Estratégico de Distribución 2022-2025” y las metas de pérdidas expuestas en el oficio nro. MEM-SDCEE-2023-0268-OF de 5 de abril de 2023.

2.1.2 Rubros prioritarios del costo de distribución y comercialización

Dentro de los costos de administración, operación, mantenimiento, comercialización, y anualidad, ARCONEL deberá incluir los valores de acuerdo con el detalle de la tabla adjunta, según corresponda. Información disponible en el anexo “Rubros estudio de costos PMIDE”, separa por inversión y mantenimiento.

2.2. Generación y Transmisión de Energía Eléctrica.

Con base al oficio nro. MAE-VEER-2025-0381-OF, de 16 de septiembre de 2025, solicito considerar dentro del estudio de costos 2026, lo siguiente:

- *Los valores para la generación de arrendamiento contratada que mantiene CELEC EP y ELECAUSTRO, a fin de que esté disponible durante todo el año 2026.*
- *Los valores que reporte CELEC EP en su propuesta técnica – económica, para la adquisición y renta de la generación a partir de febrero del año 2026.*
- *Los valores que reporte ELECAUSTRO en su propuesta técnica – económica, para la adquisición y renta de la generación a partir de febrero del año 2026.*

2.3. Consideración de la anualidad del activo

*La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en el artículo 56 menciona: “Para las 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: **la 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(...)”. (resaltado es mío)*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

En relación con lo resaltado en el texto, respecto a la anualidad de los activos en servicio, ARCONEL deberá contemplar una tasa de descuento para valorar la anualidad de los activos en servicio de las empresas eléctricas públicas; para lo cual, se deberá observar la normativa que corresponda, a fin de su implementación.

Este costo deberá ser utilizado por las empresas eléctricas para la reposición del activo o para inversión en nuevos activos para la prestación del servicio público de energía eléctrica o alumbrado público general, según corresponda.”.

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 vigentes para la generación eléctrica; o dependiendo de la modalidad contractual para en el caso de las empresas privadas y autogeneradores.

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

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

La información utilizada para determinar el Costo de Generación comprende:

- 1) Anualidad de costo fijo resultante de la revisión y consolidación de la información económica – financiera de las empresas generadoras públicas y mixtas reguladas, en operación comercial.
- 2) Inversión para la generación pública acorde a los lineamientos del MAE.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- 3) Modalidad de los contratos de la generación privada y autogeneración, conforme la normativa vigente y lo establecido en sus Títulos Habilitantes.
- 4) Simulaciones energéticas y costos variables de producción de las centrales.
- 5) Tratamiento comercial de servicios complementarios derivados de la operación del mercado.

Es importante indicar que el Costo de Generación se encuentra articulado conforme lo dispuesto en la Regulación Nro. ARCERNNR - 001/23 *“Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano”*; y conforme la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (Codificada) 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.

Para la determinación de la anualidad de los activos en servicio, se 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 (Codificada) y la tasa de descuento de 1,42% aprobada en el artículo 2 de la Resolución Nro. ARCONEL-016/25.

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 siguiente tabla:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Tabla 3. Anualidad de costos fijos por empresa generadora MMUSD

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)
MMUSD						
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE ECUADOR CELEC EP	COCA CODO SINCLAIR	47,87	5,15	53,02	89,82	142,84
	ELECTROGUAYAS	53,35	18,57	71,92	16,36	88,28
	CELEC SUR	50,79	2,15	52,94	88,57	141,51
	GENSUR	7,54	4,73	12,27	11,86	24,13
	GUAYAQUIL	5,50	7,54	13,04	2,36	15,40
	HIDROAGUAYÁN	15,91	7,12	23,03	26,52	49,55
	HIDROAZOGUES	1,82	0,48	2,30	1,12	3,42
	HIDRONACIÓN	12,52	1,66	14,18	6,87	21,05
	HIDROTOAPI	15,96	1,87	17,84	10,33	28,17
	TERMOESMERALDAS	15,54	14,31	29,85	7,83	37,68
	TERMOMANABI	15,85	10,58	26,43	8,95	35,38
	TERMOMAS MACHALA	11,14	16,46	27,61	7,31	34,92
	TERMOPICHINCHA	16,81	17,47	34,28	13,31	47,59
	SUBTOTAL - CELEC EP (1)	270,60	108,09	378,69	291,23	669,92
EMPRESAS DE GENERACIÓN	ELECAUSTRO	61,10	0,07	61,17	2,59	63,76
	EPAA MEJIA EP	0,39	0,29	0,68	0,13	0,81
	SERMAA EP	0,24	0,06	0,30	0,11	0,41
	SUBTOTAL - EG (2)	61,72	0,42	62,14	2,83	64,98
EMPRESAS ELÉCTRICAS	AMBATO	0,44	1,39	1,83	1,83	3,66
	COTOPAXI	1,15	0,86	2,02	1,72	3,74
	RIOBAMBA	1,32	0,96	2,29	0,65	2,93
	NORTE	0,59	1,00	1,59	0,54	2,13
	QUITO	12,09	1,56	13,65	15,15	28,80
	SUR	1,31	0,31	1,62	1,31	2,93
	GALÁPAGOS*	4,12	4,65	8,77	2,90	11,67
	SUBTOTAL - EE (3)	21,03	10,73	31,76	24,10	55,86
TOTAL (4) = (1)+(2)+(3)		353,36	119,24	472,60	318,16	790,75

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 – ARCONEL

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 **790,75 MMUSD**.

Con base en lo establecido en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25, los lineamientos emitidos por el Ministerio rector con oficio Nro. MAE-VEER-2025-0392-OF; así como la solicitud efectuada por CELEC EP y ELECAUSTRO S.A, el costo fijo determinado para el año 2026, incluye un monto que asciende a **66,01 MMUSD**, para el pago de los contratos de alquiler, operación y mantenimiento de la generación prioritaria que actualmente se encuentran en operación comercial, dicha determinación contempla los periodos de finalización de los referidos contratos.

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 Artículo 160 RGLOSPEE y oficio Nro. MAE-VEER-2025-0392-OF

Conforme la normativa vigente y los lineamientos emitidos por el Ministerio del Ambiente y Energía, se ha considerado la inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación del Plan Maestro de Electricidad, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del ministerio del ramo, en el monto que asciende a **133,42 MMUSD**, rubro que se activaría a partir de la entrada en operación comercial, conforme la habilitación de autorización de operación del MAE.

7.1.3 Resolución Nro. ARCONEL-010/25

En lo que se refiere, a la contratación y alquiler de nueva generación firme, para el abastecimiento de la demanda eléctrica del país, con el objetivo de cubrir el déficit informado por el Operador Nacional de Electricidad en el informe denominado *"PERSPECTIVA ENERGÉTICA DEL SNI PARA EL PERIODO*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

JULIO 2025 - JUNIO 2030", conforme lo dispuesto en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25 y el oficio Nro. MAE-VEER-2025-0392-OF; así como, los requerimientos formulados para la contratación de alquiler de generación flotante y terrestre por ELECAUSTRO S.A. a través de los oficios Nros. EEGA-GG-2025-0797-OF, EEGA-GG-2025-0868-OF, y por CELEC EP mediante oficio Nro. CELEC-EP-2025-2571-OFI se incluye un presupuesto estimado para el año 2026 de **497,48 MMUSD**, conforme el siguiente detalle:

Tabla 4. Presupuesto estimado generación emergente o prioritaria MMUSD

Empresa	Central de Generación	Tipo	Potencia MW	Valor estimado* MMUSD
ELECAUSTRO S.A.	CENTRAL TERMOELÉCTRICA FLOTANTE MURAT BEY 95 MW	Contrato de Alquiler	95	88,42
	CENTRAL TERMOELÉCTRICA 230 MW		230	69,43
	CENTRAL TERMOELÉCTRICA FLOTANTE ERIN SULTAN 100 MW		100	90,56
	CENTRAL TERMOELÉCTRICA GASVESUBIO 13,5 MW		13,5	1,49
	SUBTOTAL ELECAUSTRO S.A.		438,5	249,90
CELEC EP	GENERACIÓN 260 MW		260	138,94
	KPS 100 MW		100	108,64
	SUBTOTAL CELEC EP		360	247,58
TOTAL			798,5	497,48

(*) Incluye IVA y costos administrativos, no incluye costo variable.

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

7.1.4 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. ARCONEL-001/25, conforme lo dispuesto en el Anexo A *"Declaración de Costos Variables de Producción"*.

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

7.1.5 Simulaciones Energéticas

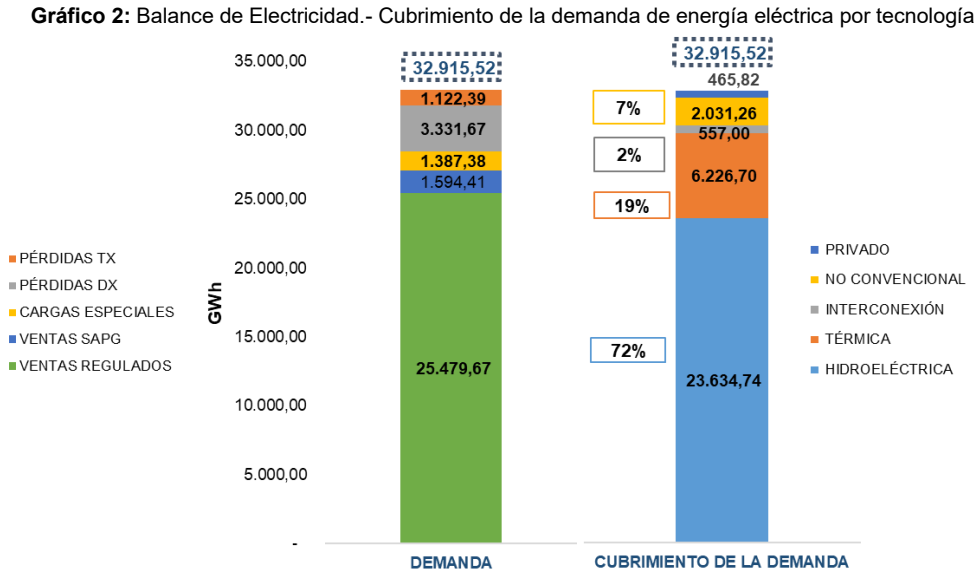
La demanda de energía a suplir por el parque generador ecuatoriano, es la principal variable en la determinación de los costos de la etapa de generación, ya que el balance del mismo determina el uso de los recursos disponibles y directamente sus costos de producción.

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, semi-seco (probabilidad de excedencia del 75%) y seco (probabilidad de excedencia del 90%).
- La simulación del despacho del sistema eléctrico ecuatoriano es coordinada con el sistema colombiano, así como la operación de la interconexión con el sistema peruano. Los precios estimados de importación de electricidad de Colombia y Perú, corresponden a la información proporcionada por el Operador Nacional de Electricidad. No se han considerado potenciales exportaciones de energía a otros países.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Con base en lo antes indicado, la proyección de la demanda de energía eléctrica en bornes de generación para el año 2026 para el escenario hidrológico semi-seco, se ubicó en **32.915,52 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.



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

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 72%; mientras que la participación de los generadores térmicos aporta al abastecimiento con el 19% 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 y un requerimiento de importación del 2%.

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

7.1.6 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 turbo vapor de conformidad con lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNR-001/23. La Tabla 5, muestra los resultados del CMG para los escenarios hidrológicos analizados.

Como se puede evidenciar, para efectos del presente análisis se ha considerado que, el costo de generación total, para el período enero - diciembre 2026 del escenario hidrológico semi-seco, se ubica en **2.018,65 MMUSD**, mismo que referido en la energía producida, se obtiene un valor de CMG en el orden de los **6,133 ¢USD/kWh**. El detalle de este costo se muestra en el Cuadro Nro. 2 del presente

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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.

Tabla 5. Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados

Costo	Tipo	Promedio	Semi Seco	Seco
Variable	Hidroeléctrica	60,83	60,05	58,27
	Térmica	289,82	306,71	341,82
	Interconexión	34,66	50,87	68,36
	No convencional	141,06	140,46	136,18
	Privado	31,39	31,74	31,23
	Total Variable	557,75	589,82	635,86
Fijo	<i>Resolución Nro. ARCONEL-010/25</i>	<i>497,48</i>	<i>497,48</i>	<i>497,48</i>
	CELEC EP	247,57	247,57	247,57
	ELECAUSTRO S.A.	249,90	249,90	249,90
	<i>Art.160 RGLOSPÉE y oficio Nro. MAE-VEER-2025-0392-OF</i>	<i>133,42</i>	<i>133,42</i>	<i>133,42</i>
	CELEC EP	103,42	103,42	103,42
	ELECAUSTRO S.A.	30,00	30,00	30,00
	Público	790,75	790,75	790,75
	Privado	4,95	4,95	4,95
Otros	Total Fijo	1.426,61	1.426,61	1.426,61
	Otros Operación	2,22	2,22	2,22
	Total Otros	2,22	2,22	2,22
Costo Total (MMUSD)		1.986,58	2.018,65	2.064,68
Producción (GWh)		32.915,52		
Costo Unitario (cUSD/kWh)		6,035	6,133	6,273

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

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

Para la determinación de la anualidad de los activos en servicio, se 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 (Codificada) y la tasa de descuento de 1,42% aprobada en el artículo 2 de la Resolución Nro. ARCONEL-016/25.

Es importante considerar que, dentro de la anualidad del activo en servicio se contempla un valor de 88,07 MMUSD correspondientes a las obras requeridas para el Sistema Nacional de Transmisión, conforme el requerimiento efectuado por el Ministerio de Ambiente y Energía mediante Oficio Nro. MEM-SGTEE-2025-0583-OF y la planificación que consta en el PME.

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 siguiente tabla:

Tabla 6. Costos totales de la componente de transmisión

EMPRESA	UNIDAD DE NEGOCIO	AO&M	ANUALIDAD	COSTO TRANSMISIÓN
		MMUSD		
CELEC EP	TRANSELECTRIC	96,53	189,10	285,63

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Sobre la base de la información antes citada, se establece que el costo total de la etapa de transmisión se ubica en **285,63 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 **5.679,80 MW-mes**, lo cual, determina un costo medio de transmisión referido a potencia en el orden de los **4,19 USD/kW-mes**; en tanto que, referido a la energía transportada para el escenario semi-seco, determinan un costo medio anual de **1,103 ¢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 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 1,42% en función del Informe Nro. INF-DTRET-2025-082 denominado "Determinación de la tasa de descuento para el cálculo de la anualidad del activo en servicio del SPEE y del SAPG para el año 2026".

El resultado de este proceso por distribuidora se muestra en la siguiente Tabla 7, en cuyo detalle se presenta los valores asignados por cada uno de los conceptos para las empresas eléctricas de distribución.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Tabla 7. Anualidad de costos de la distribución y comercialización

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	AO&M	COMERCIAL	ANUALIDAD DEL ACTIVO	EXPANSIÓN	COSTO DE DISTRIBUCIÓN
		MMUSD				
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	20,21	8,20	20,03	9,70	58,14
	AZOGUES	4,38	1,12	1,97	0,16	7,63
	CENTRO SUR	46,25	8,44	26,74	10,53	91,96
	COTOPAXI	13,16	3,48	10,45	4,01	31,10
	NORTE	18,87	6,34	9,88	8,24	43,33
	QUITO	90,88	27,85	72,30	24,65	215,67
	RIOBAMBA	14,59	2,87	7,97	8,13	33,55
	SUR	20,92	6,31	7,16	13,83	48,22
	GALÁPAGOS	4,47	1,57	2,02	1,10	9,16
	SUBTOTAL - EE (1)	233,73	66,17	158,51	80,36	538,77
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	11,86	3,07	4,05	8,39	27,36
	UN - EL ORO	27,06	14,06	5,79	31,23	78,13
	UN - ESMERALDAS	18,03	4,66	6,58	17,09	46,36
	UN - GUAYAQUIL	104,24	15,06	27,49	29,12	175,91
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	46,98	24,05	14,07	27,34	112,44
	UN - LOS RÍOS	16,25	3,78	4,58	5,24	29,85
	UN - MANABÍ	42,13	14,37	12,52	22,15	91,16
	UN - MILAGRO	23,49	4,50	5,67	12,93	46,59
	UN - SANTA ELENA	18,63	4,43	4,42	26,40	53,87
	UN - SANTO DOMINGO	29,21	9,81	8,71	17,88	65,60
	UN - SUCUMBÍOS	12,50	3,37	4,52	12,69	33,07
	SUBTOTAL - CNEL (2)	350,36	101,16	98,40	210,44	760,35
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	584,08	167,33	256,91	290,80	1.299,126

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

Sobre la base de la información antes citada, se establece que el costo total de la etapa de distribución y comercialización se ubica en **1.299,13 MMUSD**.

El detalle de los valores de los costos de CAOM&C, Anualidad del Activo en Servicio, Expansión; y, el 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 de Distribución, 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 con las metas propias establecidas por el Ministerio de Ambiente y Energía.

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

parte de las distribuidoras; y el segundo, sumarse a las cargas en cuanto a la utilización de las instalaciones, es decir, previamente deben ser transportadas y transformadas, dependiendo del nivel de voltaje en donde se produzcan.

El detalle de la revisión conjunta de la información técnica con cada una de las distribuidoras se encuentra en el Anexo Nro. 3 del presente informe; en tanto que, los resultados de los balances de electricidad por distribuidora se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Balance de electricidad por distribuidora (GWh)

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	2026				
		GWh			GWh	%
		DISPONIBILIDAD TOTAL*	VENTAS**	GC/CPA	PÉRDIDAS TOTALES***	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	812,11	753,64	2,76	55,71	6,86%
	AZOGUES	112,91	79,33	26,05	7,53	6,67%
	CENTRO SUR	1.393,92	1.241,70	46,23	105,99	7,60%
	COTOPAXI	693,40	562,97	74,36	56,07	8,09%
	NORTE	778,24	703,11	7,69	67,44	8,67%
	QUITO	4.817,67	3.981,36	504,59	331,72	6,89%
	RIOBAMBA	473,60	407,01	28,66	37,93	8,01%
	SUR	499,08	445,06	-	54,02	10,82%
	GALÁPAGOS	84,27	80,27	-	4,00	4,74%
	SUBTOTAL - EE (1)	9.665,20	8.254,45	690,34	720,40	7,45%
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	122,72	110,72	-	12,00	9,78%
	UN - EL ORO	1.869,31	1.613,98	20,71	234,62	12,55%
	UN - ESMERALDAS	827,10	672,82	1,87	152,41	18,43%
	UN - GUAYAQUIL	7.805,64	6.421,11	564,01	820,53	10,51%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	4.285,43	3.409,81	411,20	464,42	10,84%
	UN - LOS RÍOS	702,76	583,23	19,12	100,41	14,29%
	UN - MANABÍ	2.813,17	2.281,57	76,56	455,04	16,18%
	UN - MILAGRO	1.762,18	1.508,44	86,34	167,39	9,50%
	UN - SANTA ELENA	848,30	732,96	1,86	113,48	13,38%
	UN - SANTO DOMINGO	1.115,57	986,57	16,67	112,33	10,07%
	SUBTOTAL - CNEL (2)	22.713,50	18.819,62	1.198,34	2.695,54	11,87%
NACIONAL	TOTAL (3) = (1)+(2)	32.378,69	27.074,08	1.888,68	3.415,94	10,55%

(*) Dentro de la Disponibilidad Total no se considera las Cargas conectadas al transmisor: 1.387,38 GWh.

(**) Considera ventas en Alumbrado Público.

(***) Se ha considerado las metas de pérdidas de energía establecidas por el MEM; 9,88% corresponde al SPEE y 0,67% a las pérdidas del SAPG.

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

Como se observa en la Tabla 8, la disponibilidad en bornes de distribución se ubica en el orden de los **32.378,69 GWh**, en la cual, se incluye **1.888,68 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;

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- 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.

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. ARCONEL-004/24 (codificada) 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. ARCONEL-004/24 (codificada) y su aplicación en las transacciones comerciales conforme lo dispuesto en la Regulación Nro. ARCERNR-001/23.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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 5,94 millones de usuarios para el 2026.

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, respectivamente. 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 12,833 ¢USD/kWh para el escenario hidrológico semi-seco.

En la Tabla 9, 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, el costo medio para los escenarios promedio, semi-seco y seco se encuentra en el orden de 12,735 ¢USD/kWh, 12,833 ¢USD/kWh y 12,972 ¢USD/kWh, respectivamente.

Tabla 9. Costo Medio del SPEE por componente y escenario hidrológico

	PROMEDIO	SEMI-SECO	SECO
	¢USD/kWh		
GENERACIÓN	6,035	6,133	6,273
TRANSMISIÓN	1,103	1,103	1,103
DISTRIBUCIÓN	5,597	5,597	5,597
COSTO DEL SERVICIO	12,735	12,833	12,972

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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. ARCONEL-004/24 (codificada), en el contexto de que los ingresos permitan cubrir los costos, se activaría este mecanismo de liquidación; cuyo objetivo es permitir la gestión de los ingresos de las empresas distribuidoras para el cubrimiento de los costos del servicio eléctrico, resultantes de la aplicación de la tarifa única a nivel nacional.

El mismo que para efectos de este informe, su aplicación en el año 2026, sería de acuerdo con 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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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. ARCONEL-004/24 (codificada), 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...”*.

En este sentido, los resultados obtenidos para el costo del SPEE se ubicarían en el orden de los **3.447,74 MMUSD** que corresponde a un costo medio de **12,833 ¢USD/kWh**; y considerando la facturación estimada del SPEE, en aplicación del Pliego Tarifario aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-05/2025, se ubicaría en el orden de los **2.849,45 MMUSD**, equivalente a un precio medio aplicado a nivel nacional de **10,61 ¢USD/kWh**; por lo cual, se determina un monto estimado de **598,29 MMUSD** por concepto de déficit tarifario para el año 2026, cuyo detalle se presenta en el Cuadro Nro. 25.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones

- ❖ 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 nro. MEM-SGTEE-2025-0583-OF, nro. MEM-SDCEE-2025-0626-OF y nro. MAE-VEER-2025-0392-OF; así como, lo dispuesto en el Acuerdo Ministerial Nro. MAE-VEER-2025-0005-AM, en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25, y en la Resolución Nro. ARCONEL-016/25, dentro de las atribuciones de la Agencia y la normativa vigente.
- ❖ La información reportada por las empresas eléctricas; así como, los montos requeridos por el Ministerio de Ambiente y Energía son de su exclusiva responsabilidad, los cuales sirven de base para la determinación del costo del SPEE del 2026.
- ❖ Conforme los lineamientos emitidos por el Ministerio Rector con oficios Nro. MAE-VEER-2025-0392-OF, Nro. MEM-SGTEE-2025-0583-OF y Nro. MEM-SDCEE-2025-0626-OF, se ha incluido el valor de los requerimientos para la inversión en las componentes de generación, transmisión y distribución por **133,42 MMUSD**; **88,07 MMUSD**; y, **290,80 MMUSD**, respectivamente.
- ❖ 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, 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 (codificada) y la tasa de descuento de **1,42%** establecida en el Artículo 2 de la Resolución Nro. ARCONEL-016/25.
- ❖ Los costos para la actividad de la generación se ubican en el orden de los **2.018,65 MMUSD**, el cual comprende, un monto de **1.893,90 MMUSD** del SPEE y **124,75 MMUSD** del SAPG, considerando el escenario hidrológico semi-seco, monto que comprende una anualidad de costo fijo para los generadores públicos determinada en el valor de los **790,75 MMUSD**. Con base a los costos y a la demanda de energía eléctrica en bornes de generación **32.915,52 GWh-año**, se establece un Costo Medio de Generación de **6,133 ¢USD/kWh**.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ❖ Los costos para la actividad de la transmisión se ubican en el orden de los **285,63 MMUSD**, los cuales conforme la metodología de costeo se recuperaría, **270,70 MMUSD** por medio de los consumidores regulados y **14,93 MMUSD** por medio de los consumidores no regulados; 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, **5.679,80 MW**, se establece un Costo de Transmisión de **4,19 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 **1,103 ¢USD/kWh**.
- ❖ Los costos para la actividad de la distribución y comercialización se ubican en el orden de los **1.299,13 MMUSD**, los cuales conforme la metodología de costeo se recuperaría, **1.283,14 MMUSD** por medio de los consumidores regulados y **15,99 MMUSD** por medio de los consumidores no regulados, 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 **5,597 ¢USD/kWh**.
- ❖ Concomitante con lo anteriormente expuesto, el costo del servicio público de energía eléctrica a nivel nacional, para el escenario semi-seco, asciende a los **3.447,74 MMUSD**, equivalente a un costo medio a nivel nacional que se ubica en los **12,833 ¢USD/kWh**, lo cual se complementaría con el costo de la energía del SAPG por un monto de **124,75 MMUSD**, y la aplicación de los peajes a los consumidores no regulados por un valor de **30,92 MMUSD**.
- ❖ La facturación estimada del Servicio Público de Energía Eléctrica, en aplicación del Pliego Tarifario aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-05/2025, se ubicaría en el orden de los **2.849,45 MMUSD**, equivalente a un precio medio aplicado a nivel nacional de **10,61 ¢USD/kWh**. Determinándose un diferencial tarifario, resultante para el año 2026, que asciende a **598,29 MMUSD**.
- ❖ 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.

8.2 Recomendaciones

- ❖ Con base a la recomendación técnica emitida por el CENACE mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2025-1452-O: “(...) *ante la necesidad de establecer un escenario hidrológico de referencia para la toma de decisiones estratégicas y la presentación al Directorio, se recomienda adoptar el escenario con una probabilidad de excedencia del 75% (denominado Semi-Seco)*”, se recomienda al Directorio Institucional conocer y aprobar los resultados del escenario semi-seco.
- ❖ Conforme el Procedimiento de Gestión Tarifaria, el presente Informe Técnico y el Proyecto de Resolución sean elevados a la Coordinación de Asesoría Jurídica Institucional para que emita el respectivo informe 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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO – DICIEMBRE 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

y regulatorio vigente; a fin de que, tanto el presente Informe técnico y jurídico sean puestos en conocimiento para resolución y aprobación por parte del Directorio Institucional.

9. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD

	Responsable	Firma
Aprobado por:	Mgs. Danilo Ojeda <i>Coordinador Nacional de Regulación Eléctrica</i>	
Revisado por:	Mgs. Luis Miguel Salazar <i>Director Técnico de Regulación Económica y Tarifas</i>	
Elaborado por:	Dra. Verónica Marcillo <i>Especialista Regulación Económica</i>	
	Mgs. Adrián Ulloa <i>Especialista Regulación Económica</i>	
	Econ. Claudia Moya <i>Especialista</i>	
	Ing. Jefferson Jiménez <i>Analista Regulación Económica</i>	

10. CUADROS



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE GENERACIÓN

COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN								
EMPRESA GENERADORA	UNIDAD DE NEGOCIO / GENERADORA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA NOMINAL	COSTOS DE AO&M	ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	TOTAL	TOTAL MENSUAL
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC EP	ELECTROGUAYAS	COCA CODO SINCLAIR	P	1500	42.084.471,59	80.501.308,45	122.585.780,04	10.215.481,67
		MANDURIACU	P	65	10.934.616,19	9.320.339,91	20.254.956,10	1.687.913,01
		ENRIQUE GARCÍA	G	102	8.283.100,62	1.714.994,97	9.998.095,60	833.174,63
		GONZALO ZEVALLOS	V	146	13.091.048,92	4.024.177,15	17.115.226,06	1.426.268,84
		GONZALO ZEVALLOS	G	20	3.389.276,22	633.275,37	4.022.551,59	335.212,63
		SANTA ELENA II	MCI	90	17.212.407,54	4.048.854,81	21.261.262,35	1.771.771,86
		SANTA ELENA III	MCI	42	4.640.597,64	2.056.991,45	6.697.589,09	558.132,42
		TRINITARIA	V	133	12.760.372,37	3.886.428,83	16.646.801,21	1.387.233,43
		GENERADOR TÉRMICO FLOTANTE ESCLUSAS (*)	MCI	100	12.538.369,61	-	12.538.369,61	6.269.184,81
		AGOYÁN	P	156	9.014.024,01	7.826.481,64	16.840.505,65	1.403.375,47
	HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	E	73	3.488.898,93	5.988.021,86	9.476.920,79	789.743,40
		SAN FRANCISCO	P	230	10.527.875,93	12.705.603,04	23.233.478,97	1.936.123,25
	HIDROAZOGUES	ALAJÁN	P	6	2.298.448,08	1.117.630,30	3.416.078,38	284.673,20
	HIDRONACIÓN	MARCEL LANIADO	E	213	14.178.037,20	6.871.724,31	21.050.761,50	1.754.230,13
		MAZAR	E	170	6.701.629,63	15.140.051,02	21.841.680,65	1.820.140,07
	CELEC SUR	MOLINO	E	1075	23.823.382,92	27.435.611,03	51.258.993,95	4.271.582,83
		SOPLADORA	P	487	11.145.827,56	25.328.393,61	36.474.221,17	3.039.518,43
		MINAS SAN FRANCISCO	P	270	11.270.003,03	20.667.979,92	31.937.982,95	2.661.498,58
	HIDROTOAPI	SARAPULLO	P	48	6.071.343,59	8.403.079,36	14.474.422,94	1.206.201,91
		ALLURIQUIN	P	204	11.691.376,44	1.903.476,46	13.594.852,90	1.132.904,41
	GENSUR	MINI CENTRAL	P	1	75.519,14	27.500,00	103.019,14	8.584,93
		DELSITANISAGUA	P	180	12.270.580,60	11.858.449,66	24.129.030,27	2.010.752,52
	GUAYAQUIL	ÁLVARO TINAJERO	G	85	8.374.640,85	1.085.736,03	9.460.376,89	788.364,74
		ANIBAL SANTOS	V	33	945.879,22	300.253,22	1.246.132,45	103.844,37
		ANIBAL SANTOS	G	104	3.721.015,69	970.850,32	4.691.866,01	390.988,83
	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	V	133	17.157.685,78	2.498.049,56	19.655.735,34	1.637.977,95
		ESMERALDAS II	MCI	103	9.868.168,59	4.678.632,89	14.546.801,48	1.212.233,46
		ESMERALDAS III	MCI	91	348.833,33	411.954,50	760.787,83	760.787,83
	TERMOMANABI	PROPICIA	MCI	11	2.472.335,88	245.874,91	2.718.210,80	226.517,57
		JARAMILLO	MCI	149	15.468.921,61	6.118.535,72	21.587.457,33	1.798.954,78
		MANTA II	MCI	20	4.346.181,94	1.027.426,54	5.373.608,48	447.800,71
		MIRAFLORES	MCI	37	3.042.345,09	910.195,08	3.952.540,16	329.378,35
		MIRAFLORES	G	12	2.156.839,55	847.730,71	3.004.570,26	250.380,85
	TERMOGAS MACHALA	PEDERNALES	MCI	5	1.414.676,28	48.211,52	1.462.887,80	121.907,32
		TERMOGAS MACHALA I	G	139	14.153.787,30	3.186.682,08	17.340.469,38	1.445.039,11
	TERMOPICHINCHA	TERMOGAS MACHALA II	G	114	13.453.480,86	4.125.060,37	17.578.541,23	1.464.878,44
		CELSO CASTELLANOS	MCI	20	853.566,08	32.404,36	885.970,44	73.830,87
		DAYUMA	MCI	4	333.608,69	23.379,12	356.987,81	29.748,98
		PAYAMINO	MCI	2	29.638,06	13.666,86	43.304,92	3.608,58
		GUANGOPOLO	MCI	45	1.844.161,63	1.127.327,56	2.971.489,19	247.624,10
		GUANGOPOLO II	MCI	104	4.297.934,83	2.997.287,53	7.295.222,37	607.935,20
		JIVINO I	MCI	6	282.234,96	-	282.234,96	23.519,58
		JIVINO II	MCI	22	4.593.087,06	74.474,24	4.667.561,30	388.963,44
		JIVINO III	MCI	93	6.673.391,76	2.518.062,90	9.191.454,65	765.954,55
		MACAS	MCI	4	189.643,71	47.572,73	237.216,44	19.768,04
	TERMOPICHINCHA	PUNA	MCI	7	569.066,96	89.779,44	658.846,40	54.903,87
		QUEVEDO	MCI	204	9.857.880,40	5.021.123,96	14.879.004,35	1.239.917,03
		SANTA ROSA	G	102	2.842.924,12	1.249.049,56	4.091.973,68	340.997,81
		SISTEMAS MENORES	MCI	21	1.908.555,31	117.427,92	2.025.983,23	168.831,94
		SISTEMAS INSULARES	Varias	38	8.765.207,94	2.900.041,03	11.665.248,97	972.104,08
	ELECAUSTRO	EL DESCANSO	MCI	19	1.468.981,09	258.968,12	1.727.949,21	143.995,77
		EL DESCANSO II	MCI	20	1.060.000,00	955.992,00	2.015.992,00	251.999,00
		SAUCAY	P	24	3.686.470,62	970.028,62	4.656.499,24	388.041,60
		SAYMIRIN III-IV	P	8	1.483.735,69	404.293,66	1.888.029,34	157.335,78
		GENERADOR TÉRMICO FLOTANTE ESCLUSAS II (**)	MCI	90-120	37.525.416,65	-	37.525.416,65	7.505.083,33
		GENERADOR TÉRMICO EL DESCANSO II (****)	MCI	20	9.425.601,17	-	9.425.601,17	785.466,76
		GENERADOR TÉRMICO GAS VESUBIO (****)	G	14	4.842.092,37	-	4.842.092,37	456.801,17
	AMBATO	GENERADOR TÉRMICO FLOTANTE ESCLUSAS III (*****)	MCI	95	1.676.050,99	-	1.676.050,99	1.676.050,99
		LA PENINSULA	P	3	1.117.819,53	1.377.972,36	2.495.791,89	207.982,66
		ILLUGA	MCI	3	713.624,32	452.097,71	1.165.722,03	97.143,50
	COTOPAXI	ANGAMARCA	P	0	50.054,80	76.090,74	126.145,55	10.512,13
		CATAZACON	P	1	228.672,73	253.900,96	482.573,69	40.214,47
		EL ESTADO	P	2	361.803,68	181.507,97	543.311,65	45.275,97
		ILLUCHI I	P	4	711.297,89	991.712,81	1.703.010,70	141.917,56
		ILLUCHI II	P	5	665.060,51	216.186,84	881.247,35	73.437,28
	RIOBAMBA	ALAO	P	10	1.490.291,78	421.231,05	1.911.522,83	159.293,57
		RIO BLANCO	P	3	470.065,65	168.134,50	638.200,15	53.183,35
	NORTE	NIZAG	P	1	326.799,47	56.539,28	383.338,75	31.944,90
		EL AMBI	P	8	827.935,12	175.966,75	1.003.901,87	83.658,49
		LA PLAYA	P	1	399.215,22	148.301,35	547.516,57	45.626,38
	QUITO	SAN MIGUEL DE CAR	P	3	361.278,79	212.681,72	573.960,51	47.830,04
		LOS CHILLOS	P	2	552.375,65	640.311,69	1.192.687,33	99.390,61
		PASOCHOA	P	5	742.155,73	570.396,60	1.312.552,33	109.379,36
		GUALBERTO HERNÁNDEZ	MCI	34	6.108.179,11	4.677.000,02	10.785.179,13	898.764,93
		GUANGOPOLO	P	21	1.719.541,79	2.632.271,30	4.351.813,09	362.651,09
		CUMBAYÁ	P	40	3.203.229,63	4.467.588,13	7.670.817,76	639.234,81
		NAYÓN	P	30	1.327.254,83	2.163.452,16	3.490.706,99	290.892,25
	SUR	CARLOS MORA	P	2	479.818,84	125.067,12	604.885,96	50.407,16
		CATAMAYO	MCI	21	1.139.466,67	1.189.527,44	2.328.994,10	194.082,84
	EPAA MEJIA EP	LA CALERA	P	2	678.218,50	132.637,54	810.856,04	67.571,34
	SERMAA EP	INDUSTRIAL ALGODONERA ATUNTAQUI	P	1	295.831,02	111.715,77	407.546,79	33.962,23
TOTAL					472.596.239,29	318.158.738,03	790.754.977,31	

Notas:

(*) Inclusión conforme lo descrito en el Contrato Nro. CELEC-EP-EGU-ESCLUSAS-001, en referencia a los oficios Nros. CELEC-EP-2024-2800-OFI y CELEC-EP-2025-0213-OFI, en concordancia con lo establecido en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25.

(**) Inclusión conforme lo descrito en el Contrato Nro. 2025-005, en referencia al oficio Nro. EEGA-GG-2025-0084-OF, en concordancia con lo establecido en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25.

(****) Inclusión conforme lo descrito en el Contrato Nro. 2024-088, en referencia al oficio Nro. EEGA-GG-2025-0040-OF, en concordancia con lo establecido en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25.

(*****) Inclusión conforme lo descrito en el Contrato Nro. 2025-0099, en referencia al oficio Nro. EEGA-GG-2025-0417-OF, en concordancia con lo establecido en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25. Para el periodo enero-octubre la mensualidad es de 456.801,17 USD. Para el mes de noviembre es de 274.080,70 (18 días de operación comercial).

(*****) Inclusión conforme lo descrito en el Contrato Nro. 2025-0057, en referencia al oficio Nro. EEGA-GG-2025-0818-OF, en concordancia con lo establecido en la Resolución Nro. ARCONEL-010/25. El costo fijo asciende a 1.676.050,99 USD (7 días de operación comercial).



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE GENERACIÓN

COSTO MEDIO DE GENERACIÓN	
COSTOS	USD
COMPONENTE DE ENERGÍA (COSTO VARIABLE)	589.824.287,34
HIDROELÉCTRICA	60.049.844,13
TÉRMICA	306.707.996,90
INTERCONEXIÓN	50.866.298,30
NO CONVENCIONAL	140.460.309,45
PRIVADOS	31.739.838,56
COSTOS FIJOS IMPUTABLES AL SERVICIO	1.426.605.097,16
RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL-010/25	497.475.279,60
CELEC EP	247.571.242,96
ELECAUSTRO S.A.	249.904.036,63
Art. 160 RGLOSPEE y oficio Nro. MAE-VEER-2025-0392-OF	133.420.405,05
CELEC EP	103.420.405,05
ELECAUSTRO S.A.	30.000.000,00
GENERADORES PÚBLICOS	790.754.977,31
GENERADORES PRIVADOS	4.954.435,20
OTROS COSTOS	2.218.214,88
SEGURIDAD, REGULACIÓN Y OTROS	2.218.214,88
COSTO TOTAL	2.018.647.599,38
ENERGÍA GENERADA (GWh)	32.915,52
COSTO MEDIO DE GENERACIÓN - USD¢/kWh	6,13



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE TRANSMISIÓN

CÁLCULO DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN

COSTOS	USD
ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	96.531.551,05
ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	189.095.393,22
TOTAL	285.626.944,26
DATOS TÉCNICOS	
ENERGÍA ANUAL - GWh	31.793,12
POTENCIA ANUAL - MW	5.679,80
TARIFA MEDIA	
POTENCIA - USD/kW - Año	50,29
ENERGÍA - USD¢/kWh	0,8984
POTENCIA - USD/kW - Mes	4,19



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN

USD

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	526.225,80	3.072.685,70	237.502,11	1.761.355,97	9.603.802,91	4.693.633,50	8.515.732,45	28.410.938,44
	AZOGUES	240.787,63	485.678,12	2.372.147,22	343.539,34	373.328,34	506.908,20	1.175.579,44	5.497.968,29
	CENTRO SUR	1.981.523,62	6.009.201,71	14.577.125,48	5.687.986,51	10.758.808,89	6.438.685,43	9.234.857,65	54.688.189,29
	COTOPAXI	1.193.236,25	1.184.884,93	1.743.064,55	1.610.840,40	4.621.971,18	2.587.310,26	3.702.097,61	16.643.405,18
	NORTE	906.490,07	3.044.910,18	8.264.866,33	2.081.749,95	134.889,71	3.676.717,53	7.096.091,01	25.205.714,78
	QUITO	15.413.061,52	421.575,55	2.476.305,16	24.022.654,06	29.525.322,08	17.632.914,29	29.238.617,78	118.730.450,44
	RIOBAMBA	624.590,51	1.247.942,90	7.982.746,34	1.695.339,10	89.705,55	2.684.819,21	3.128.260,33	17.453.403,94
	SUR	1.460.872,65	3.448.991,51	9.168.649,38	2.037.020,27	222.634,15	4.120.645,08	6.770.651,93	27.229.464,97
	GALÁPAGOS	1.358.232,33	482.609,41	36.316,43	672.971,99	12.068,07	402.357,78	3.078.335,56	6.042.891,57
	SUBTOTAL - EE (1)	23.705.020,38	19.398.480,01	46.858.723,00	39.913.457,59	55.342.530,88	42.743.991,28	71.940.223,76	299.902.426,90
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	936.346,80	2.500.608,70	3.483.244,80	1.097.018,85	2.537.178,22	987.591,57	3.381.842,39	14.923.831,33
	UN - EL ORO	1.835.700,35	8.241.023,60	10.458.576,54	2.451.129,25	656.200,02	2.363.913,02	15.106.336,74	41.112.879,52
	UN - ESMERALDAS	2.711.906,47	5.064.893,30	4.120.615,66	1.387.084,44	2.021.299,84	2.370.035,07	5.018.682,53	22.694.517,31
	UN - GUAYAQUIL	5.356.646,26	15.355.032,82	20.567.368,87	11.612.494,14	6.733.293,79	43.918.852,99	15.758.000,80	119.301.689,67
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	7.685.263,55	8.265.565,46	6.770.196,29	8.772.546,31	6.982.272,20	7.306.703,44	25.246.729,95	71.029.277,20
	UN - LOS RÍOS	1.675.490,27	2.477.876,90	5.694.426,31	2.663.781,56	903.791,64	2.545.840,43	4.066.618,87	20.027.825,98
	UN - MANABÍ	11.266.552,14	430.927,95	8.601.893,64	6.466.746,37	1.440.927,52	12.383.058,74	15.902.893,86	56.493.000,22
	UN - MILAGRO	2.234.549,73	4.548.294,94	3.152.076,60	2.305,72	4.082.215,66	9.148.568,28	4.824.903,02	27.992.913,95
	UN - SANTA ELENA	2.641.097,72	3.813.795,33	2.786.192,46	1.928.227,54	2.698.409,16	4.177.007,31	5.010.871,71	23.055.601,23
	UN - SANTO DOMINGO	1.244.672,33	3.214.077,53	8.208.237,49	3.317.208,00	4.250.521,95	8.219.569,76	10.561.804,35	39.016.091,41
	UN - SUCUMBIÓS	1.037.213,27	2.238.268,93	2.454.547,20	1.887.998,34	3.831.633,22	731.962,30	3.683.139,95	15.864.763,21
	SUBTOTAL - CNEL (2)	38.625.438,89	56.150.365,46	76.297.375,86	41.586.540,52	36.137.743,22	94.153.102,91	108.561.824,17	451.512.391,03
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	62.330.459,27	75.548.845,47	123.156.098,86	81.499.998,11	91.480.274,10	136.897.094,19	180.502.047,93	751.414.817,93

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTO DE ANUALIDAD DEL ACTIVO (COSTO DE CAPITAL)

USD

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	407.293,10	2.869.032,08	2.495.507,14	1.739.443,99	6.147.933,42	6.373.972,52	20.033.182,25
	AZOGUES	97.317,58	216.405,05	997.828,45	161.061,50	145.259,73	354.906,85	1.972.779,16
	CENTRO SUR	860.379,28	3.630.417,91	7.620.951,01	3.522.981,85	5.542.563,35	5.561.746,26	26.739.039,66
	COTOPAXI	423.199,74	542.027,97	535.815,05	732.975,41	1.848.175,71	6.363.904,22	10.446.098,10
	NORTE	280.510,60	1.299.843,58	3.599.393,02	928.622,29	1.586.841,99	2.187.161,77	9.882.373,25
	QUITO	8.872.053,38	818.999,84	1.544.801,57	19.241.065,50	21.863.251,10	19.955.121,23	72.295.292,62
	RIOBAMBA	323.509,13	701.455,54	2.938.700,58	951.899,61	1.122.165,32	1.932.510,15	7.970.240,33
	SUR	448.812,63	1.238.475,15	1.778.276,22	706.034,56	961.308,92	2.023.943,04	7.156.850,52
	GALÁPAGOS	-	-	924.140,00	341.525,49	520.785,79	230.524,28	2.016.975,56
	SUBTOTAL - EE (1)	11.713.075,44	11.316.657,12	22.435.413,04	28.325.610,20	39.738.285,33	44.983.790,32	158.512.831,45
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	232.586,06	837.579,63	1.231.516,40	410.761,80	840.313,65	493.101,31	4.045.858,85
	UN - EL ORO	359.308,83	1.578.394,50	2.201.465,88	639.841,76	159.938,43	855.667,30	5.794.616,70
	UN - ESMERALDAS	740.494,66	1.885.834,80	1.478.090,87	531.689,70	669.690,87	1.274.885,60	6.580.686,50
	UN - GUAYAQUIL	906.172,82	3.581.249,41	4.363.752,27	2.818.069,50	1.389.944,35	14.434.206,02	27.493.394,37
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1.657.974,16	2.719.637,07	1.846.305,11	2.841.229,20	1.961.055,84	3.043.746,41	14.069.947,79
	UN - LOS RÍOS	349.784,94	710.061,76	1.483.271,41	781.282,24	248.139,38	1.008.257,44	4.580.797,17
	UN - MANABÍ	2.378.910,18	293.687,75	2.662.894,56	1.886.788,86	436.202,93	4.861.284,91	12.519.769,19
	UN - MILAGRO	497.858,95	1.054.206,67	713.893,76	141.935,41	781.786,45	2.476.795,92	5.666.477,16
	UN - SANTA ELENA	433.494,68	993.019,10	607.217,19	455.926,61	579.790,51	1.348.154,70	4.417.602,79
	UN - SANTO DOMINGO	228.752,74	1.009.318,01	2.040.981,30	968.439,68	1.070.379,89	3.391.653,22	8.709.524,84
	UN - SUCUMBÍOS	297.531,62	863.898,42	882.207,55	731.076,71	1.333.546,85	410.473,40	4.518.734,55
	SUBTOTAL - CNEL (2)	8.082.869,64	15.526.887,12	19.511.596,30	12.207.041,47	9.470.789,15	33.598.226,23	98.397.409,91
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	19.795.945,08	26.843.544,24	41.947.009,34	40.532.651,67	49.209.074,48	78.582.016,55	256.910.241,36

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTO PARA LA EXPANSIÓN

USD

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	276.325,45	1.429.081,98	1.403.729,63	866.427,41	3.458.229,47	2.261.849,65	9.695.643,59
	AZOGUES	10.510,52	17.159,64	89.351,03	12.771,22	13.007,35	20.048,73	162.848,49
	CENTRO SUR	454.656,62	1.408.504,05	3.338.978,05	1.366.821,76	2.428.371,12	1.537.249,85	10.534.581,45
	COTOPAXI	254.502,71	239.318,69	267.160,81	323.626,69	921.512,23	2.001.752,46	4.007.873,59
	NORTE	314.189,03	1.068.909,00	3.342.580,12	763.640,13	1.473.622,49	1.281.334,02	8.244.274,79
	QUITO	4.091.766,01	277.318,20	590.704,34	6.515.138,69	8.360.114,11	4.813.718,91	24.648.760,26
	RIOBAMBA	444.713,44	707.948,65	3.349.344,83	960.710,99	1.278.972,97	1.389.489,28	8.131.180,16
	SUR	1.192.328,24	2.415.605,20	3.916.884,78	1.377.097,27	2.117.407,99	2.812.346,03	13.831.669,51
	GALÁPAGOS	-	-	537.756,46	175.981,93	303.044,91	84.623,98	1.101.407,28
	SUBTOTAL - EE (1)	7.038.992,02	7.563.845,41	16.836.490,05	12.362.216,09	20.354.282,64	16.202.412,91	80.358.239,12
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	624.493,54	1.651.118,66	2.741.544,44	809.733,72	1.870.667,11	692.500,58	8.390.058,05
	UN - EL ORO	2.553.891,99	8.236.792,06	12.973.507,80	3.338.990,04	942.536,73	3.181.114,40	31.226.833,02
	UN - ESMERALDAS	2.549.541,82	4.767.072,47	4.219.414,20	1.344.021,95	1.911.724,92	2.295.890,30	17.087.665,66
	UN - GUAYAQUIL	1.472.140,32	4.271.502,32	5.877.722,55	3.361.226,50	1.872.174,86	12.265.091,38	29.119.857,93
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	4.321.509,49	5.204.470,71	3.989.991,79	5.437.157,15	4.237.975,97	4.149.596,72	27.340.701,83
	UN - LOS RÍOS	537.650,25	801.314,08	1.890.297,62	881.687,33	316.231,59	810.606,14	5.237.787,01
	UN - MANABÍ	5.795.831,18	525.329,05	5.379.011,47	3.374.962,00	881.124,09	6.194.816,82	22.151.074,61
	UN - MILAGRO	1.645.172,38	2.557.636,11	1.955.912,82	344.352,91	2.141.923,96	4.280.899,46	12.925.897,64
	UN - SANTA ELENA	3.590.960,65	6.039.380,37	4.170.438,77	2.772.871,36	3.982.069,16	5.841.257,05	26.396.977,36
	UN - SANTO DOMINGO	677.722,30	2.195.439,05	5.013.434,03	2.106.521,71	2.629.264,15	5.255.773,16	17.878.154,40
	UN - SUCUMBIÓS	1.072.321,85	2.285.928,39	2.636.171,28	1.934.473,97	3.984.842,23	773.778,70	12.687.516,42
	SUBTOTAL - CNEL (2)	24.841.235,77	38.535.983,27	50.847.446,77	25.705.998,64	24.770.534,77	45.741.324,71	210.442.523,93
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	31.880.227,79	46.099.828,68	67.683.936,82	38.068.214,73	45.124.817,41	61.943.737,62	290.800.763,05



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTOS TOTALES

USD

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN			ACOMETIDAS Y MEDIDORES	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL
		LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1.209.844,35	7.370.799,76	4.136.738,88	4.367.227,37	19.209.965,80	13.329.455,67	8.515.732,45	58.139.764,28
	AZOGUES	348.615,73	719.242,81	3.459.326,70	517.372,06	531.595,42	881.863,78	1.175.579,44	7.633.595,94
	CENTRO SUR	3.296.559,52	11.048.123,67	25.537.054,54	10.577.790,12	18.729.743,36	13.537.681,54	9.234.857,65	91.961.810,40
	COTOPAXI	1.870.938,70	1.966.231,59	2.546.040,41	2.667.442,50	7.391.659,12	10.952.966,94	3.702.097,61	31.097.376,87
	NORTE	1.501.189,70	5.413.662,76	15.206.839,47	3.774.012,37	3.195.354,19	7.145.213,32	7.096.091,01	43.332.362,82
	QUITO	28.376.880,91	1.517.893,59	4.611.811,07	49.778.858,25	59.748.687,29	42.401.754,43	29.238.617,78	215.674.503,32
	RIOBAMBA	1.392.813,08	2.657.347,09	14.270.791,75	3.607.949,70	2.490.843,84	6.006.818,64	3.128.260,33	33.554.824,43
	SUR	3.102.013,52	7.103.071,86	14.863.810,38	4.120.152,10	3.301.351,06	8.956.934,15	6.770.651,93	48.217.985,00
	GALÁPAGOS	1.358.232,33	482.609,41	1.498.212,89	1.190.479,41	835.898,77	717.506,04	3.078.335,56	9.161.274,41
	SUBTOTAL - EE (1)	42.457.087,84	38.278.982,54	86.130.626,09	80.601.283,88	115.435.098,85	103.930.194,51	71.940.223,76	538.773.497,47
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	1.793.426,40	4.989.306,99	7.456.305,64	2.317.514,37	5.248.158,98	2.173.193,46	3.381.842,39	27.359.748,23
	UN - EL ORO	4.748.901,17	18.056.210,16	25.633.550,22	6.429.961,05	1.758.675,18	6.400.694,72	15.106.336,74	78.134.329,24
	UN - ESMERALDAS	6.001.942,95	11.717.800,57	9.818.120,73	3.262.796,09	4.602.715,63	5.940.810,97	5.018.682,53	46.362.869,47
	UN - GUAYAQUIL	7.734.959,40	23.207.784,55	30.808.843,69	17.791.790,14	9.995.413,00	70.618.150,39	15.758.000,80	175.914.941,97
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	13.664.747,20	16.189.673,24	12.606.493,19	17.050.932,66	13.181.304,01	14.500.046,57	25.246.729,95	112.439.926,82
	UN - LOS RÍOS	2.562.925,46	3.989.252,74	9.067.995,34	4.326.751,13	1.468.162,61	4.364.704,01	4.066.618,87	29.846.410,16
	UN - MANABÍ	19.441.293,50	1.249.944,75	16.643.799,67	11.728.497,23	2.758.254,54	23.439.160,47	15.902.893,86	91.163.844,02
	UN - MILAGRO	4.377.581,06	8.160.137,72	5.821.883,18	488.594,04	7.005.926,07	15.906.263,66	4.824.903,02	46.585.288,75
	UN - SANTA ELENA	6.665.553,05	10.846.194,80	7.563.848,42	5.157.025,51	7.260.268,83	11.366.419,06	5.010.871,71	53.870.181,38
	UN - SANTO DOMINGO	2.151.147,37	6.418.834,59	15.262.652,82	6.392.169,39	7.950.165,99	16.866.996,14	10.561.804,35	65.603.770,65
	UN - SUCUMBÍOS	2.407.066,74	5.388.095,74	5.972.926,03	4.553.549,02	9.150.022,30	1.916.214,40	3.683.139,95	33.071.014,18
	SUBTOTAL - CNEL (2)	71.549.544,30	110.213.235,85	146.656.418,93	79.499.580,63	70.379.067,14	173.492.653,85	108.561.824,17	760.352.324,87
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	114.006.632,14	148.492.218,39	232.787.045,02	160.100.864,51	185.814.165,99	277.422.848,36	180.502.047,93	1.299.125.822,34



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

DEMANDAS DE POTENCIA

kW

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD	CARGAS ESPECIALES	DISPONIBILIDAD	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
		TRANSMISIÓN - PUNTO DE ENTREGA	S/E TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN - PUNTO DE ENTREGA	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	148.374,95	-	148.374,95	147.652,77	145.070,52	142.903,98	114.993,77	112.508,36	84.563,14	27.945,22
	AZOGUES	20.352,44	-	20.352,44	20.123,04	15.302,14	15.190,12	12.082,66	11.828,24	8.002,58	3.825,66
	CENTRO SUR	225.998,55	-	225.998,55	224.320,73	210.931,48	208.252,84	133.975,49	130.834,35	92.845,06	37.989,29
	COTOPAXI	126.878,74	-	126.878,74	125.755,74	105.312,53	90.668,85	59.939,95	57.640,29	46.387,62	11.252,67
	NORTE	126.633,32	-	126.633,32	125.571,57	120.310,47	118.060,07	87.020,35	86.192,48	61.421,42	24.771,06
	QUITO	771.844,19	-	771.844,19	763.943,26	753.496,27	740.686,90	519.699,49	516.536,87	457.438,98	59.097,90
	RIOBAMBA	80.801,34	-	80.801,34	80.193,66	61.128,69	60.088,86	52.885,50	51.937,37	38.961,32	12.976,06
	SUR	193.576,15	105.394,73	88.181,42	86.483,83	85.863,17	84.474,61	72.319,99	71.611,51	58.742,48	12.869,04
	GALÁPAGOS	14.789,10	-	14.789,10	14.701,70	14.654,03	14.462,12	11.882,56	11.697,08	10.755,28	941,79
	SUB TOTAL - EE (1)	1.709.248,79	105.394,73	1.603.854,06	1.588.746,31	1.512.069,29	1.474.788,35	1.064.799,75	1.050.786,55	859.117,87	191.668,68
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	22.783,30	-	22.783,30	22.484,30	22.249,30	21.872,42	17.323,61	17.036,48	12.081,40	4.955,08
	UN - EL ORO	317.912,22	-	317.912,22	306.342,96	290.770,82	276.143,79	158.700,04	155.992,66	132.309,86	23.682,79
	UN - ESMERALDAS	183.585,84	-	183.585,84	181.866,32	144.139,58	138.041,62	91.470,19	88.198,22	74.562,20	13.636,02
	UN - GUAYAQUIL	1.350.113,26	-	1.350.113,26	1.344.527,86	1.131.449,30	1.098.208,81	782.623,56	750.438,25	695.087,52	55.350,73
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	728.473,88	-	728.473,88	719.280,93	481.427,45	476.298,90	345.798,17	329.560,79	301.593,25	27.967,54
	UN - LOS RÍOS	125.203,16	-	125.203,16	124.778,94	120.869,21	113.932,73	91.484,13	88.447,05	78.555,59	9.891,46
	UN - MANABÍ	448.141,54	-	448.141,54	444.455,24	404.818,93	382.792,02	248.789,16	238.074,41	199.341,53	38.732,88
	UN - MILAGRO	332.306,14	48.693,46	283.612,68	276.222,14	173.688,13	163.647,85	92.990,74	89.118,92	77.280,90	11.838,02
	UN - SANTA ELENA	152.583,16	-	152.583,16	149.718,26	128.905,72	127.587,94	81.595,36	81.464,67	72.658,93	8.805,74
	UN - SANTO DOMINGO	181.129,64	-	181.129,64	176.216,53	162.302,49	154.418,52	108.393,67	106.174,28	87.002,43	19.171,85
NACIONAL	UN - SUCUMBIOS	143.111,21	53.680,15	89.431,06	88.304,49	80.720,43	78.808,99	67.618,44	66.107,07	56.067,81	10.039,26
	SUB TOTAL - CNEL (2)	3.985.343,34	102.373,61	3.882.969,73	3.834.197,96	3.141.341,36	3.031.753,59	2.086.787,08	2.010.612,79	1.786.541,42	224.071,37
	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.694.592,13	207.768,34	5.486.823,79	5.422.944,26	4.653.410,65	4.506.541,94	3.151.586,83	3.061.399,35	2.645.659,29	415.740,06



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1,0337	1,0049	1,0091	1,0152	1,0345	1,0221	1,0099	1,1182
	AZOGUES	1,0337	1,0114	1,0034	1,0074	1,0508	1,0215	1,0304	1,1416
	CENTRO SUR	1,0337	1,0075	1,0042	1,0129	1,0539	1,0240	1,0343	1,1523
	COTOPAXI	1,0337	1,0089	1,0137	1,0179	1,0461	1,0399	1,0741	1,1743
	NORTE	1,0337	1,0085	1,0010	1,0191	1,0279	1,0096	1,0876	1,1412
	QUITO	1,0337	1,0103	1,0075	1,0173	1,0390	1,0061	1,0365	1,1478
	RIOBAMBA	1,0337	1,0076	1,0078	1,0173	1,0401	1,0183	1,0561	1,1554
	SUR	1,0337	1,0196	1,0072	1,0164	1,0565	1,0099	1,0361	1,2178
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0059	1,0033	1,0133	1,0210	1,0159	1,0105	1,1520
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	1,0337	1,0133	1,0106	1,0172	1,0377	1,0169	1,0353	1,1716
	UN - EL ORO	1,0337	1,0378	1,0058	1,0530	1,0405	1,0174	1,1181	1,1533
	UN - ESMERALDAS	1,0337	1,0095	1,0037	1,0442	1,0244	1,0371	1,5341	1,2519
	UN - GUAYAQUIL	1,0337	1,0042	1,0016	1,0303	1,0254	1,0429	1,1378	1,0932
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1,0337	1,0128	1,0068	1,0108	1,0245	1,0493	1,2357	1,1039
	UN - LOS RÍOS	1,0337	1,0034	1,0029	1,0609	1,0240	1,0343	1,1423	1,1277
	UN - MANABÍ	1,0337	1,0083	1,0034	1,0575	1,0253	1,0450	1,2331	1,1407
	UN - MILAGRO	1,0337	1,0268	1,0092	1,0614	1,0574	1,0434	1,1058	1,1340
	UN - SANTA ELENA	1,0337	1,0191	1,0055	1,0103	1,0157	1,0016	1,3563	1,1267
	UN - SANTO DOMINGO	1,0337	1,0279	1,0076	1,0322	1,0473	1,0209	1,0395	1,1582
	UN - SUCUMBÍOS	1,0337	1,0128	1,0120	1,0243	1,0347	1,0229	1,0739	1,1218



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
DEMANDAS DE ENERGÍA
kWh

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD	CARGAS ESPECIALES	DISPONIBILIDAD	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
		TRANSMISIÓN - PUNTO DE ENTREGA	S/E TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN - PUNTO DE ENTREGA	LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	812.112.662,61	-	812.112.662,61	809.420.471,15	796.745.560,82	788.668.986,45	574.283.150,70	565.017.831,06	442.894.163,89	122.123.667,17
	AZOGUES	112.911.617,88	-	112.911.617,88	112.035.617,88	85.786.991,17	85.359.246,88	66.698.708,26	65.727.135,88	49.237.050,44	16.490.085,44
	CENTRO SUR	1.393.918.251,38	-	1.393.918.251,38	1.385.844.433,78	1.294.447.846,02	1.281.106.108,53	824.364.230,13	809.863.290,47	642.282.700,04	167.580.590,43
	COTOPAXI	693.403.452,55	-	693.403.452,55	688.763.528,26	532.208.222,26	448.712.154,67	284.342.803,05	275.793.063,32	227.634.650,08	48.158.413,24
	NORTE	778.242.181,47	-	778.242.181,47	773.372.328,48	738.341.209,28	728.019.477,14	580.544.620,37	576.747.453,02	467.616.797,83	109.130.655,19
	QUITO	4.817.665.651,54	-	4.817.665.651,54	4.788.540.379,50	4.733.828.784,62	4.673.412.250,36	3.250.976.566,96	3.236.059.823,23	2.981.271.370,86	254.788.452,38
	RIOBAMBA	473.599.552,16	-	473.599.552,16	471.039.568,44	378.099.652,66	373.719.159,54	326.252.685,71	322.258.533,38	265.715.330,89	56.543.202,49
	SUR	1.335.351.256,41	836.275.363,36	499.075.893,05	492.358.465,24	489.033.042,67	483.538.460,71	418.446.454,25	415.643.001,93	360.250.214,21	55.392.787,72
	GALÁPAGOS	84.267.675,38	-	84.267.675,38	83.917.639,11	83.726.692,46	82.958.098,21	72.813.945,51	72.071.088,96	68.013.608,22	4.057.480,74
	SUBTOTAL - EE (1)	10.501.472.301,39	836.275.363,36	9.665.196.938,03	9.605.292.431,84	9.132.218.001,95	8.945.493.942,48	6.398.723.164,96	6.339.181.221,25	5.504.915.886,46	834.265.334,79
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	122.723.748,01	-	122.723.748,01	121.036.417,49	119.612.568,39	118.246.994,66	105.195.270,60	104.154.872,54	83.000.818,20	21.154.054,35
	UN - EL ORO	1.869.308.440,89	-	1.869.308.440,89	1.820.292.282,26	1.743.284.016,49	1.681.312.817,13	900.581.075,55	889.110.533,52	785.830.747,63	103.279.785,89
	UN - ESMERALDAS	827.104.903,05	-	827.104.903,05	815.917.570,38	647.725.828,02	625.361.517,41	451.938.356,20	436.642.832,35	381.677.190,71	54.965.641,64
	UN - GUAYAQUIL	7.805.638.495,16	-	7.805.638.495,16	7.769.671.594,76	6.128.635.560,89	5.973.299.187,36	3.748.902.670,37	3.578.301.981,52	3.337.137.222,38	241.164.759,15
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	4.285.428.250,96	-	4.285.428.250,96	4.232.984.307,55	2.820.896.559,82	2.793.826.607,87	1.987.151.757,57	1.918.299.249,29	1.796.159.095,27	122.140.154,02
	UN - LOS RÍOS	702.757.354,15	-	702.757.354,15	700.562.486,39	672.066.596,59	645.021.667,33	467.010.960,04	454.348.261,42	411.562.676,75	42.785.584,67
	UN - MANABÍ	2.813.171.897,40	-	2.813.171.897,40	2.784.370.778,75	2.517.458.031,21	2.396.371.226,99	1.532.153.982,79	1.481.095.478,16	1.309.605.411,34	171.490.066,82
	UN - MILAGRO	1.964.945.400,23	202.768.028,24	1.762.177.371,99	1.727.604.729,43	1.009.918.270,94	962.950.277,20	540.503.675,59	528.190.488,08	475.923.266,19	52.267.221,89
	UN - SANTA ELENA	848.300.070,24	-	848.300.070,24	837.318.603,60	719.238.009,73	709.997.164,98	430.697.018,17	430.196.074,06	392.168.299,04	38.027.775,02
	UN - SANTO DOMINGO	1.115.567.494,16	-	1.115.567.494,16	1.092.945.014,80	1.009.048.847,14	971.942.803,06	646.595.402,17	636.376.192,27	551.815.422,45	84.560.769,82
	UN - SUCUMBIÓS	909.654.929,97	348.335.028,22	561.319.901,75	554.086.183,37	499.172.890,86	490.066.611,61	420.553.771,14	413.353.480,91	368.962.793,14	44.390.687,77
	SUBTOTAL - CNEL (2)	23.264.600.984,22	551.103.056,46	22.713.497.927,76	22.456.789.968,79	17.887.057.180,08	17.368.396.875,59	11.231.283.940,18	10.870.069.444,12	9.893.842.943,09	976.226.501,03
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	33.766.073.285,61	1.387.378.419,82	32.378.694.865,78	32.062.082.400,63	27.019.275.182,03	26.313.890.818,07	17.630.007.105,14	17.209.250.665,36	15.398.758.829,54	1.810.491.835,82



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1,0333	1,0033	1,0062	1,0102	1,0258	1,0164	1,0071	1,1174
	AZOGUES	1,0333	1,0078	1,0023	1,0050	1,0352	1,0148	1,0186	1,1234
	CENTRO SUR	1,0333	1,0058	1,0035	1,0104	1,0342	1,0179	1,0226	1,1606
	COTOPAXI	1,0333	1,0067	1,0101	1,0204	1,0361	1,0310	1,0552	1,1480
	NORTE	1,0333	1,0063	1,0007	1,0142	1,0192	1,0066	1,0510	1,1479
	QUITO	1,0333	1,0061	1,0049	1,0129	1,0294	1,0046	1,0262	1,1463
	RIOBAMBA	1,0333	1,0054	1,0053	1,0117	1,0274	1,0124	1,0339	1,1494
	SUR	1,0333	1,0136	1,0068	1,0114	1,0386	1,0067	1,0298	1,1968
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0042	1,0023	1,0093	1,0137	1,0103	1,0066	1,1398
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	1,0333	1,0139	1,0119	1,0115	1,0225	1,0100	1,0183	1,1420
	UN - EL ORO	1,0333	1,0269	1,0045	1,0369	1,0353	1,0129	1,0815	1,1483
	UN - ESMERALDAS	1,0333	1,0137	1,0045	1,0358	1,0314	1,0350	1,2618	1,1522
	UN - GUAYAQUIL	1,0333	1,0046	1,0019	1,0260	1,0218	1,0477	1,1157	1,0875
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1,0333	1,0124	1,0054	1,0097	1,0231	1,0359	1,1572	1,1006
	UN - LOS RÍOS	1,0333	1,0031	1,0031	1,0419	1,0226	1,0279	1,1121	1,1137
	UN - MANABÍ	1,0333	1,0103	1,0036	1,0505	1,0268	1,0345	1,1606	1,1530
	UN - MILAGRO	1,0333	1,0200	1,0074	1,0488	1,0462	1,0233	1,0784	1,1431
	UN - SANTA ELENA	1,0333	1,0131	1,0084	1,0130	1,0227	1,0012	1,2293	1,1108
	UN - SANTO DOMINGO	1,0333	1,0207	1,0057	1,0235	1,0365	1,0161	1,0284	1,1664
	UN - SUCUMBIOS	1,0333	1,0131	1,0092	1,0186	1,0266	1,0174	1,0524	1,1325

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

VENTAS DE POTENCIA POR NIVEL DE VOLTAJE

kW

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO	TOTAL DISTRIBUCIÓN	ALUMBRADO PÚBLICO
			VOLTAJE				
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	1.258,26	23.369,02	83.731,19	108.358,47	24.990,76
	AZOGUES	-	-	2.493,08	7.766,80	10.259,88	3.351,27
	CENTRO SUR	-	6.029,51	67.060,92	89.769,99	162.860,41	32.967,30
	COTOPAXI	-	19.000,00	27.966,83	43.187,19	90.154,02	9.582,39
	NORTE	-	5.141,54	18.950,02	56.472,16	80.563,72	21.705,63
	QUITO	-	4.780,64	129.916,09	441.328,03	576.024,75	51.487,18
	RIOBAMBA	-	10.596,91	4.954,06	36.892,64	52.443,61	11.231,18
	SUR	105.394,73	-	8.070,72	56.693,85	170.159,30	10.567,18
	GALÁPAGOS	-	-	2.330,55	10.643,30	12.973,85	817,56
	SUB TOTAL - EE (1)	105.394,73	46.806,85	285.111,29	826.485,15	1.263.798,02	166.700,45
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	3.895,93	11.669,65	15.565,58	4.229,23
	UN - EL ORO	-	8.246,01	111.014,63	118.332,67	237.593,31	20.535,35
	UN - ESMERALDAS	-	37.196,66	43.852,18	48.604,00	129.652,84	10.891,96
	UN - GUAYAQUIL	-	153.937,86	279.697,00	610.909,74	1.044.544,59	50.632,05
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	166.200,63	119.927,24	244.059,12	530.186,98	25.334,63
	UN - LOS RÍOS	-	1.185,66	20.256,72	68.770,22	90.212,59	8.770,99
	UN - MANABÍ	-	25.249,02	126.690,99	161.655,11	313.595,12	33.956,13
	UN - MILAGRO	48.693,46	87.720,03	65.320,60	69.886,91	271.621,00	10.439,56
	UN - SANTA ELENA	-	19.711,57	44.714,66	53.573,01	117.999,25	7.815,83
	UN - SANTO DOMINGO	-	12.675,83	40.353,94	83.693,31	136.723,08	16.552,50
	UN - SUCUMBÍOS	53.680,15	6.615,51	8.843,31	52.208,87	121.347,84	8.949,07
	SUB TOTAL - CNEL (2)	102.373,61	518.738,76	864.567,19	1.523.362,61	3.009.042,18	198.107,31
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	207.768,34	565.545,61	1.149.678,49	2.349.847,76	4.272.840,20	364.807,76



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

VENTAS DE ENERGÍA POR NIVEL DE VOLTAJE

kWh

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO	TOTAL DISTRIBUCIÓN	ALUMBRADO PÚBLICO
			VOLTAJE				
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	7.739.226,00	196.815.491,74	439.792.763,93	644.347.481,67	109.294.553,17
	AZOGUES	-	-	16.314.448,00	48.336.706,44	64.651.154,44	14.678.569,00
	CENTRO SUR	-	40.673.087,77	428.542.912,41	628.086.725,30	1.097.302.725,48	144.396.758,76
	COTOPAXI	-	151.189.678,35	154.100.431,25	215.735.984,49	521.026.094,09	41.948.573,66
	NORTE	-	34.482.721,01	128.642.200,41	444.916.411,64	608.041.333,06	95.070.641,14
	QUITO	-	31.608.319,48	822.203.452,56	2.905.282.694,36	3.759.094.466,39	222.263.652,12
	RIOBAMBA	-	62.929.890,61	37.886.807,90	257.000.637,91	357.817.336,43	49.192.586,16
	SUR	836.275.363,36	-	48.931.849,63	349.840.733,61	1.235.047.946,60	46.284.265,40
	GALÁPAGOS	-	-	9.146.862,91	67.565.116,20	76.711.979,11	3.559.916,40
	SUBTOTAL - EE (1)	836.275.363,36	328.622.923,23	1.842.584.456,81	5.356.557.773,88	8.364.040.517,28	726.689.515,81
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	10.686.105,02	81.508.902,90	92.195.007,92	18.524.035,01
	UN - EL ORO	-	48.449.663,49	748.968.424,05	726.612.741,75	1.524.030.829,29	89.944.828,38
	UN - ESMERALDAS	-	165.281.462,90	157.349.945,57	302.481.592,82	625.113.001,29	47.706.804,29
	UN - GUAYAQUIL	-	1.180.622.727,61	2.027.596.100,30	2.991.120.116,58	6.199.338.944,50	221.768.396,22
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	994.318.503,47	752.319.414,46	1.552.193.059,73	3.298.830.977,67	110.975.626,82
	UN - LOS RÍOS	-	7.270.440,00	167.458.458,44	370.087.924,61	544.816.823,05	38.416.953,65
	UN - MANABÍ	-	185.661.621,83	818.752.475,15	1.128.432.610,59	2.132.846.707,58	148.727.633,65
	UN - MILAGRO	202.768.028,24	623.901.709,69	397.482.699,54	441.334.506,89	1.665.486.944,37	45.725.285,40
	UN - SANTA ELENA	-	110.191.960,06	269.529.630,91	319.009.970,52	698.731.561,49	34.233.343,91
	UN - SANTO DOMINGO	-	78.194.786,63	299.298.516,84	536.578.498,51	914.071.801,99	72.499.940,22
	UN - SUCUMBÍOS	348.335.028,22	50.299.054,00	58.330.377,22	350.578.484,50	807.542.943,95	39.196.925,29
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	551.103.056,46	3.444.191.929,69	5.707.772.147,51	8.799.938.409,42	18.503.005.543,08	867.719.772,84
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	1.387.378.419,82	3.772.814.852,91	7.550.356.604,33	14.156.496.183,30	26.867.046.060,36	1.594.409.288,64



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

ENTREGAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR PUNTO DE CONEXIÓN - TERCEROS

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN		SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN		ALIMENTADORES PRIMARIOS		TOTAL	
		POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh	POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh	POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh	POTENCIA - kW	ENERGÍA - kWh
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	-	-	-	569,21	2.763.291,00	569,21	2.763.291,00
	AZOGUES	4.769,45	26.052.135,05	-	-	-	-	4.769,45	26.052.135,05
	CENTRO SUR	6.471,95	46.227.131,73	-	-	-	-	6.471,95	46.227.131,73
	COTOPAXI	-	-	13.019,68	74.360.416,23	-	-	13.019,68	74.360.416,23
	NORTE	-	-	-	-	9.661,10	7.693.578,47	9.661,10	7.693.578,47
	QUITO	-	-	-	-	70.793,03	504.587.909,50	70.793,03	504.587.909,50
	RIOBAMBA	7.991,22	28.001.236,82	-	-	131,09	656.319,97	8.122,31	28.657.556,78
	SUR	-	-	-	-	-	-	-	-
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUBTOTAL - EE (1)	19.232,62	100.280.503,60	13.019,68	74.360.416,23	81.154,44	515.701.098,93	113.406,73	690.342.018,76
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	-	-
	UN - EL ORO	5.635,83	20.708.853,38	-	-	-	-	5.635,83	20.708.853,38
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	-	488,59	1.874.436,95	488,59	1.874.436,95
	UN - GUAYAQUIL	57.340,93	448.823.813,16	-	-	16.032,33	115.181.625,59	73.373,26	564.005.438,76
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	68.380,85	402.665.687,46	-	-	2.091,26	8.536.932,32	70.472,10	411.202.619,79
	UN - LOS RÍOS	2.367,70	19.115.000,03	-	-	-	-	2.367,70	19.115.000,03
	UN - MANABÍ	13.006,82	72.158.126,33	-	-	1.025,03	4.402.958,35	14.031,84	76.561.084,68
	UN - MILAGRO	13.223,33	86.343.731,02	-	-	-	-	13.223,33	86.343.731,02
	UN - SANTA ELENA	396,13	1.858.946,93	-	-	-	-	396,13	1.858.946,93
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	2.915,60	14.229.112,15	543,46	2.439.450,69	3.459,06	16.668.562,84
	UN - SUCUMBÍOS	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUBTOTAL - CNEL (2)	160.351,58	1.051.674.158,31	2.915,60	14.229.112,15	20.180,67	132.435.403,90	183.447,85	1.198.338.674,36
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	179.584,20	1.151.954.661,91	15.935,28	88.589.528,38	101.335,10	648.136.502,83	296.854,58	1.888.680.693,12

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTO PROPIO DE POTENCIA

USD/kW-mes

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
CUADRO Nro. 3			RELACIÓN ENTRE CUADRO Nro. 7 Y CUADRO Nro. 8 (*)						
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	4,19	0,68	4,23	2,41	3,16	14,23	13,27	18,65
	AZOGUES	4,19	1,44	3,92	18,98	3,57	3,75	9,46	23,53
	CENTRO SUR	4,19	1,22	4,36	10,22	6,58	11,93	12,57	22,26
	COTOPAXI	4,19	1,24	1,56	2,34	3,71	10,69	21,13	22,38
	NORTE	4,19	1,00	3,75	10,73	3,61	3,09	10,54	16,05
	QUITO	4,19	3,10	0,17	0,52	7,98	9,64	8,01	30,43
	RIOBAMBA	4,19	1,45	3,62	19,79	5,69	4,00	13,57	15,23
	SUR	4,19	2,99	6,89	14,66	4,75	3,84	13,17	29,70
	GALÁPAGOS	0,00	7,70	2,74	8,63	8,35	5,96	5,62	65,76
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEI EP	UN - BOLÍVAR	4,19	6,65	18,69	28,41	11,15	25,67	15,52	74,13
	UN - EL ORO	4,19	1,29	5,17	7,74	3,38	0,94	4,51	18,03
	UN - ESMERALDAS	4,19	2,75	6,77	5,93	2,97	4,35	10,19	48,33
	UN - GUAYAQUIL	4,19	0,48	1,71	2,34	1,89	1,11	9,63	15,35
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	4,19	1,58	2,80	2,21	4,11	3,33	4,95	19,38
	UN - LOS RÍOS	4,19	1,71	2,75	6,63	3,94	1,38	5,29	28,06
	UN - MANABÍ	4,19	3,65	0,26	3,62	3,93	0,97	12,08	13,71
	UN - MILAGRO	4,19	1,32	3,92	2,96	0,44	6,55	18,97	25,93
	UN - SANTA ELENA	4,19	3,71	7,01	4,94	5,27	7,43	17,68	26,40
	UN - SANTO DOMINGO	4,19	1,02	3,30	8,24	4,91	6,24	16,79	26,81
	UN - SUCUMBÍOS	4,19	2,27	5,56	6,32	5,61	11,53	3,06	27,69

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

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTO ACUMULADO DE POTENCIA

USD/kW-mes

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	4,19	4,89	9,17	11,72	15,29	29,86	43,42	52,04
	AZOGUES	4,19	5,68	9,62	28,67	33,69	38,16	48,78	67,10
	CENTRO SUR	4,19	5,45	9,83	20,18	27,85	40,44	54,40	68,87
	COTOPAXI	4,19	5,47	7,10	9,57	13,72	24,95	47,93	51,68
	NORTE	4,19	5,22	8,98	19,88	24,05	27,37	40,31	47,29
	QUITO	4,19	7,33	7,55	8,20	16,50	26,24	35,21	60,55
	RIOBAMBA	4,19	5,67	9,34	29,29	36,15	40,80	56,66	62,37
	SUR	4,19	7,26	14,21	29,10	35,50	39,69	54,29	78,04
	GALÁPAGOS	0,00	7,70	10,47	19,24	27,99	34,39	40,37	105,38
	UN - BOLÍVAR	4,19	10,89	29,70	58,62	71,97	98,86	117,86	189,96
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - EL ORO	4,19	5,64	10,85	19,16	23,31	24,66	32,07	46,46
	UN - ESMERALDAS	4,19	6,98	13,78	20,32	23,78	29,02	54,70	84,66
	UN - GUAYAQUIL	4,19	4,69	6,40	8,94	11,06	12,64	24,02	29,17
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	4,19	5,83	8,67	10,97	15,35	19,44	28,97	40,84
	UN - LOS RÍOS	4,19	5,92	8,68	15,85	20,17	22,24	30,70	53,14
	UN - MANABÍ	4,19	7,87	8,15	12,25	16,49	18,19	34,52	34,46
	UN - MILAGRO	4,19	5,62	9,59	13,14	14,34	21,51	42,75	50,32
	UN - SANTA ELENA	4,19	7,98	15,04	20,13	25,71	33,18	62,68	63,79
	UN - SANTO DOMINGO	4,19	5,32	8,66	17,18	22,90	29,62	47,59	61,12
	UN - SUCUMBIOS	4,19	6,52	12,16	18,77	25,03	37,14	42,94	69,35



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

PEAJE DE POTENCIA POR ETAPA FUNCIONAL

USD/kW-mes

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	4,19	0,70	4,98	7,53	11,10	25,67
	AZOGUES	4,19	1,49	5,43	24,48	29,50	33,97
	CENTRO SUR	4,19	1,26	5,64	15,99	23,66	36,25
	COTOPAXI	4,19	1,28	2,91	5,38	9,52	20,76
	NORTE	4,19	1,03	4,79	15,69	19,86	23,18
	QUITO	4,19	3,14	3,36	4,01	12,31	22,05
	RIOBAMBA	4,19	1,48	5,15	25,10	31,96	36,61
	SUR	4,19	3,07	10,02	24,91	31,31	35,50
	GALÁPAGOS	0,00	7,70	10,47	19,24	27,99	34,39
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	4,19	6,70	25,50	54,42	67,78	94,67
	UN - EL ORO	4,19	1,45	6,66	14,97	19,12	20,46
	UN - ESMERALDAS	4,19	2,79	9,59	16,13	19,59	24,83
	UN - GUAYAQUIL	4,19	0,50	2,21	4,75	6,87	8,45
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	4,19	1,64	4,48	6,78	11,16	15,24
	UN - LOS RÍOS	4,19	1,73	4,49	11,66	15,98	18,05
	UN - MANABÍ	4,19	3,68	3,96	8,06	12,29	14,00
	UN - MILAGRO	4,19	1,43	5,40	8,95	10,14	17,32
	UN - SANTA ELENA	4,19	3,79	10,85	15,94	21,52	28,99
	UN - SANTO DOMINGO	4,19	1,13	4,47	12,99	18,71	25,43
	UN - SUCUMBÍOS	4,19	2,33	7,97	14,58	20,84	32,95



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTO ACUMULADO DE ENERGÍA

USD/kWh

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN				ALUMBRADO PÚBLICO
				LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA	BAJA	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,0613	0,0634	0,0636	0,0640	0,0646	0,0663	0,0674	0,0679	0,0753
	AZOGUES	0,0613	0,0634	0,0639	0,0640	0,0643	0,0666	0,0676	0,0688	0,0759
	CENTRO SUR	0,0613	0,0634	0,0637	0,0640	0,0646	0,0668	0,0680	0,0696	0,0790
	COTOPAXI	0,0613	0,0634	0,0638	0,0644	0,0658	0,0681	0,0702	0,0741	0,0806
	NORTE	0,0613	0,0634	0,0638	0,0638	0,0647	0,0660	0,0664	0,0698	0,0762
	QUITO	0,0613	0,0634	0,0638	0,0641	0,0649	0,0668	0,0671	0,0689	0,0769
	RIOBAMBA	0,0613	0,0634	0,0637	0,0641	0,0648	0,0666	0,0674	0,0697	0,0775
	SUR	0,0613	0,0634	0,0642	0,0647	0,0654	0,0679	0,0684	0,0704	0,0819
	GALÁPAGOS	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	0,0613	0,0634	0,0643	0,0650	0,0658	0,0673	0,0679	0,0692	0,0776
	UN - EL ORO	0,0613	0,0634	0,0651	0,0654	0,0678	0,0702	0,0711	0,0769	0,0816
	UN - ESMERALDAS	0,0613	0,0634	0,0642	0,0645	0,0668	0,0689	0,0714	0,0900	0,0822
	UN - GUAYAQUIL	0,0613	0,0634	0,0637	0,0638	0,0654	0,0669	0,0701	0,0782	0,0762
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0613	0,0634	0,0642	0,0645	0,0651	0,0666	0,0690	0,0799	0,0760
	UN - LOS RÍOS	0,0613	0,0634	0,0636	0,0638	0,0664	0,0679	0,0698	0,0777	0,0778
	UN - MANABÍ	0,0613	0,0634	0,0640	0,0643	0,0675	0,0693	0,0717	0,0832	0,0827
	UN - MILAGRO	0,0613	0,0634	0,0646	0,0651	0,0683	0,0714	0,0731	0,0788	0,0836
	UN - SANTA ELENA	0,0613	0,0634	0,0642	0,0647	0,0656	0,0671	0,0671	0,0825	0,0746
	UN - SANTO DOMINGO	0,0613	0,0634	0,0647	0,0650	0,0666	0,0690	0,0701	0,0721	0,0818
	UN - SUCUMBIÓS	0,0613	0,0634	0,0642	0,0648	0,0660	0,0678	0,0689	0,0725	0,0781



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

PEAJE DE ENERGÍA POR ETAPA FUNCIONAL

USD/kWh

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TRANSMISIÓN	SUBTRANSMISIÓN		DISTRIBUCIÓN		
			LÍNEAS	S/E	PRIMARIA	TRAFOS	SECUNDARIA
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	0,0020	0,0002	0,0006	0,0013	0,0029	0,0040
	AZOGUES	0,0020	0,0005	0,0006	0,0010	0,0032	0,0042
	CENTRO SUR	0,0020	0,0004	0,0006	0,0013	0,0035	0,0047
	COTOPAXI	0,0020	0,0004	0,0011	0,0024	0,0048	0,0069
	NORTE	0,0020	0,0004	0,0004	0,0014	0,0026	0,0030
	QUITO	0,0020	0,0004	0,0007	0,0015	0,0034	0,0037
	RIOBAMBA	0,0020	0,0003	0,0007	0,0014	0,0032	0,0040
	SUR	0,0020	0,0009	0,0013	0,0020	0,0046	0,0050
	GALÁPAGOS	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	0,0020	0,0009	0,0016	0,0024	0,0039	0,0046
	UN - EL ORO	0,0020	0,0017	0,0020	0,0044	0,0068	0,0077
	UN - ESMERALDAS	0,0020	0,0009	0,0012	0,0035	0,0056	0,0080
	UN - GUAYAQUIL	0,0020	0,0003	0,0004	0,0021	0,0035	0,0067
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0020	0,0008	0,0011	0,0018	0,0033	0,0056
	UN - LOS RÍOS	0,0020	0,0002	0,0004	0,0031	0,0046	0,0065
	UN - MANABÍ	0,0020	0,0007	0,0009	0,0041	0,0059	0,0083
	UN - MILAGRO	0,0020	0,0013	0,0017	0,0049	0,0081	0,0097
	UN - SANTA ELENA	0,0020	0,0008	0,0014	0,0022	0,0037	0,0038
	UN - SANTO DOMINGO	0,0020	0,0013	0,0017	0,0032	0,0056	0,0067
	UN - SUCUMBÍOS	0,0020	0,0008	0,0014	0,0026	0,0044	0,0056



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

VALORES DEL COSTO DE COMERCIALIZACIÓN

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CONSUMIDORES / USUARIOS / CLIENTES				TOTAL	COSTO COMERCIALIZACIÓN USD	USD/CONSUMIDOR MES
		CARGAS ESPECIALES	ALTO	MEDIO	BAJO			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	1	2.349	319.944	322.294	8.515.732,45	2,20
	AZOGUES	-	-	181	43.458	43.639	1.175.579,44	2,24
	CENTRO SUR	-	2	11.187	459.129	470.318	9.234.857,65	1,64
	COTOPAXI	-	2	914	158.183	159.099	3.702.097,61	1,94
	NORTE	-	2	2.220	292.148	294.370	7.096.091,01	2,01
	QUITO	-	3	1.392	1.320.242	1.321.637	29.238.617,78	1,84
	RIOBAMBA	-	2	41	197.228	197.271	3.128.260,33	1,32
	SUR	4	-	1.209	245.450	246.663	6.770.651,93	2,29
	GALÁPAGOS	-	-	30	15.533	15.563	3.078.335,56	16,48
	SUBTOTAL - EE (1)	4	12	19.523	3.051.315	3.070.854	71.940.223,76	1,95
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	368	75.175	75.543	3.381.842,39	3,73
	UN - EL ORO	-	6	3.138	287.132	290.276	15.106.336,74	4,34
	UN - ESMERALDAS	-	5	998	132.605	133.608	5.018.682,53	3,13
	UN - GUAYAQUIL	-	65	3.734	773.845	777.644	15.758.000,80	1,69
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	41	3.542	373.733	377.316	25.246.729,95	5,58
	UN - LOS RÍOS	-	3	1.360	159.209	160.572	4.066.618,87	2,11
	UN - MANABÍ	-	11	4.244	366.221	370.476	15.902.893,86	3,58
	UN - MILAGRO	1	27	887	168.211	169.126	4.824.903,02	2,38
	UN - SANTA ELENA	-	6	1.045	110.032	111.083	5.010.871,71	3,76
	UN - SANTO DOMINGO	-	7	1.820	285.938	287.765	10.561.804,35	3,06
	UN - SUCUMBÍOS	1	1	112	116.467	116.581	3.683.139,95	2,63
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2	172	21.248	2.848.568	2.869.990	108.561.824,17	3,15
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	6	184	40.771	5.899.883	5.940.844	180.502.047,93	2,53



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTOS DEL SERVICIO POR NIVEL DE VOLTAJE

USD

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CARGAS ESPECIALES			ALTO VOLTAJE			MEDIO VOLTAJE			BAJO VOLTAJE			COMERCIALIZACIÓN	TOTAL	ALUMBRADO PÚBLICO		
		POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL			POTENCIA	ENERGÍA	TOTAL
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	-	-	73.895,08	492.080,00	565.975,08	3.287.759,92	12.720.507,18	16.008.267,10	43.630.382,36	29.844.530,57	73.474.912,93	8.515.732,45	98.564.887,56	15.607.685,98	8.229.332,91	23.837.018,88
	AZOGUES	-	-	-	-	-	-	857.629,78	1.049.579,76	1.907.209,54	4.546.685,94	3.327.525,20	7.874.211,14	1.175.579,44	10.957.000,12	2.698.336,85	1.114.428,55	3.812.765,40
	CENTRO SUR	-	-	-	394.088,83	2.592.543,52	2.986.632,35	16.239.211,33	27.696.100,49	43.935.311,82	58.598.306,75	43.698.386,45	102.296.693,20	9.234.857,65	158.453.495,02	27.244.677,33	11.401.523,66	38.646.200,99
	COTOPAXI	-	-	-	1.246.681,44	9.645.707,53	10.892.388,98	3.210.336,69	10.132.711,06	13.343.047,75	24.840.789,71	15.989.204,64	40.829.994,35	3.702.097,61	68.767.528,69	5.942.536,94	3.382.678,01	9.325.214,95
	NORTE	-	-	-	322.211,14	2.198.992,53	2.521.203,67	4.521.234,24	8.326.111,95	12.847.346,19	27.319.673,42	31.049.371,13	58.369.044,55	7.096.091,01	80.833.685,42	12.316.834,99	7.246.185,83	19.563.020,82
	QUITO	-	-	-	420.473,92	2.015.259,60	2.435.733,51	12.786.752,62	53.358.270,40	66.145.023,03	186.463.817,98	200.084.724,16	386.548.542,14	29.238.617,78	484.367.916,46	37.412.889,84	17.099.844,62	54.512.734,46
	RIOBAMBA	-	-	-	720.985,68	4.009.654,56	4.730.640,24	1.741.220,51	2.455.275,03	4.196.495,54	25.084.212,61	17.910.069,58	42.994.282,19	3.128.260,33	55.049.678,30	8.406.537,39	3.811.194,06	12.217.731,45
	SUR	5.300.108,99	52.996.280,68	58.296.389,67	-	-	-	2.818.759,93	3.200.540,23	6.019.300,16	36.933.972,67	24.638.357,99	61.572.330,66	6.770.651,93	132.658.672,42	9.895.341,73	3.788.442,81	13.683.784,54
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	538.083,95	-	538.083,95	5.156.180,37	-	5.156.180,37	3.078.335,56	8.772.599,88	1.033.844,30	-	1.033.844,30
	SUBTOTAL - EE (1)	5.300.108,99	52.996.280,68	58.296.389,67	3.178.336,09	20.954.237,74	24.132.573,83	46.000.988,97	118.939.096,11	164.940.085,08	412.574.021,82	366.542.169,72	779.116.191,54	71.940.223,76	1.098.425.463,88	120.558.685,33	56.073.630,45	176.632.315,79
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	2.740.344,88	702.836,04	3.443.180,93	16.505.161,67	5.637.567,50	22.142.729,17	3.381.842,39	28.967.752,49	9.640.500,98	1.436.822,09	11.077.323,08
	UN - EL ORO	-	-	-	558.166,09	3.153.019,76	3.711.185,85	25.522.575,90	50.765.683,19	76.288.259,09	45.546.153,95	55.854.266,42	101.400.420,36	15.106.336,74	196.506.202,05	11.449.758,11	7.340.787,69	18.790.545,79
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	3.115.800,72	10.617.800,15	13.733.600,87	10.691.070,37	10.516.809,42	21.207.879,79	31.902.494,77	27.233.344,57	59.135.839,34	5.018.682,53	99.096.002,54	11.065.335,97	3.921.896,03	14.987.232,00
	UN - GUAYAQUIL	-	-	-	8.659.004,77	75.164.539,22	83.823.543,98	29.992.153,33	132.694.624,16	162.686.777,49	176.059.497,51	233.790.498,80	409.849.996,32	15.758.000,80	672.118.318,59	17.723.252,21	16.895.328,41	34.618.580,63
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	-	-	11.622.191,79	63.792.435,04	75.414.626,83	15.784.848,42	48.995.108,45	64.779.956,88	84.839.941,26	123.968.094,15	208.808.035,41	25.246.729,95	374.249.349,07	12.414.601,04	8.429.922,58	20.844.523,62
	UN - LOS RÍOS	-	-	-	84.180,21	462.184,42	546.364,63	3.851.782,45	11.126.571,35	14.978.353,80	25.331.849,36	28.743.009,78	54.074.859,15	4.066.618,87	73.666.196,45	5.593.232,41	2.988.090,39	8.581.322,80
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	2.384.696,80	11.887.415,20	14.272.112,00	18.619.497,67	55.270.309,41	73.889.807,07	66.957.987,29	93.904.190,33	160.862.177,62	15.902.893,86	264.926.990,56	14.041.992,62	12.296.555,69	26.338.548,31
	UN - MANABÍ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	UN - MILAGRO	2.448.705,41	12.849.776,29	15.298.481,70	5.919.498,61	40.329.004,38	46.248.502,99	10.302.204,91	27.145.012,60	37.447.217,51	35.853.206,74	34.795.724,70	70.648.931,44	4.824.903,02	174.468.036,66	6.303.600,18	3.821.363,64	10.124.963,82
	UN - SANTA ELENA	-	-	-	1.887.798,71	7.074.646,75	8.962.445,46	10.802.271,19	17.676.777,19	28.479.048,38	40.298.115,74	26.333.980,89	66.632.096,63	5.010.871,71	109.084.462,18	5.982.554,96	2.553.553,42	8.536.108,38
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	809.955,94	5.057.913,82	5.867.869,76	8.317.645,91	19.927.317,58	28.244.963,49	47.793.120,83	38.692.941,34	86.486.062,16	10.561.804,35	131.160.699,76	12.140.049,49	5.929.346,61	18.069.396,10
	UN - SUCUMBÍOS	2.699.476,72	22.074.620,08	24.774.096,80	517.256,60	3.229.156,00	3.746.412,60	1.991.555,80	3.849.603,02	5.841.158,83	26.902.457,66	25.433.178,26	52.335.635,91	3.683.139,95	90.380.444,09	7.446.991,16	3.059.919,04	10.506.910,20
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	5.148.182,13	34.924.396,37	40.072.578,50	35.558.550,24	220.768.114,74	256.326.664,98	138.615.950,83	378.670.652,42	517.286.603,25	597.989.986,78	694.386.796,74	1.292.376.783,52	108.561.824,17	2.214.624.454,41	113.801.869,13	68.673.585,59	182.475.454,72
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	10.448.291,12	87.920.677,05	98.368.968,17	38.736.886,32	241.722.352,48	280.459.238,81	184.616.939,79	497.609.748,53	682.226.688,33	1.010.564.008,60	1.060.928.966,45	2.071.492.975,06	180.502.047,93	3.313.049.918,30	234.360.554,46	124.747.216,04	359.107.770,50



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
COSTOS DEL SERVICIO POR NIVEL DE VOLTAJE
USD

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	-	-	-	73.895,08	492.080,00	565.975,08	3.287.759,92	12.720.507,18	16.008.267,10	53.643.800,26	29.844.530,57	83.488.330,83	8.515.732,45	108.578.305,46	5.594.268,07	8.229.332,91	13.823.600,98
	AZOGUES	-	-	-	-	-	-	857.629,78	1.049.579,76	1.907.209,54	6.298.665,91	3.327.525,20	9.626.191,11	1.175.579,44	12.708.980,09	946.356,88	1.114.428,55	2.060.785,43
	CENTRO SUR	-	-	-	394.088,83	2.592.543,52	2.986.632,35	16.239.211,33	27.696.100,49	43.935.311,82	77.035.701,19	43.698.386,45	120.734.087,65	9.234.857,65	176.890.889,46	8.807.282,88	11.401.523,66	20.208.806,55
	COTOPAXI	-	-	-	1.246.681,44	9.645.707,53	10.892.388,98	3.210.336,69	10.132.711,06	13.343.047,75	28.209.687,51	15.989.204,64	44.198.892,15	3.702.097,61	72.136.426,49	2.573.639,15	3.382.678,01	5.956.317,15
	NORTE	-	-	-	322.211,14	2.198.992,53	2.521.203,67	4.521.234,24	8.326.111,95	12.847.346,19	35.455.968,71	31.049.371,13	66.505.339,84	7.096.091,01	88.969.980,71	4.180.539,70	7.246.185,83	11.426.725,53
	QUITO	-	-	-	420.473,92	2.015.259,60	2.435.733,51	12.786.752,62	53.358.270,40	66.145.023,03	205.075.622,54	200.084.724,16	405.160.346,70	29.238.617,78	502.979.721,02	18.801.085,28	17.099.844,62	35.900.929,90
	RIOBAMBA	-	-	-	720.985,68	4.009.654,56	4.730.640,24	1.741.220,51	2.455.275,03	4.196.495,54	31.437.934,90	17.910.069,58	49.348.004,48	3.128.260,33	61.403.400,59	2.052.815,10	3.811.194,06	5.864.009,16
	SUR	5.300.108,99	52.996.280,68	58.296.389,67	-	-	-	2.818.759,93	3.200.540,23	6.019.300,16	43.063.056,06	24.638.357,99	67.701.414,05	6.770.651,93	138.787.755,81	3.766.258,34	3.788.442,81	7.554.701,15
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	538.083,95	-	538.083,95	5.544.854,90	-	5.544.854,90	3.078.335,56	9.161.274,41	645.169,76	-	645.169,76
SUBTOTAL - EE (1)		5.300.108,99	52.996.280,68	58.296.389,67	3.178.336,09	20.954.237,74	24.132.573,83	46.000.988,97	118.939.096,11	164.940.085,08	485.765.291,98	366.542.169,72	852.307.461,70	71.940.223,76	1.171.616.734,04	47.367.415,17	56.073.630,45	103.441.045,62
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	2.740.344,88	702.836,04	3.443.180,93	22.383.291,60	5.637.567,50	28.020.859,10	3.381.842,39	34.845.882,42	3.762.371,05	1.436.822,09	5.199.193,15
	UN - EL ORO	-	-	-	558.166,09	3.153.019,76	3.711.185,85	25.522.575,90	50.765.683,19	76.288.259,09	52.552.991,69	55.854.266,42	108.407.258,11	15.106.336,74	203.513.039,79	4.442.920,36	7.340.787,69	11.783.708,05
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	3.115.800,72	10.617.800,15	13.733.600,87	10.691.070,37	10.516.809,42	21.207.879,79	36.650.395,67	27.233.344,57	63.883.740,24	5.018.682,53	103.843.903,44	6.317.435,07	3.921.896,03	10.239.331,10
	UN - GUAYAQUIL	-	-	-	8.659.004,77	75.164.539,22	83.823.543,98	29.992.153,33	132.694.624,16	162.686.777,49	184.455.930,24	233.790.498,80	418.246.429,05	15.758.000,80	680.514.751,32	9.326.819,48	16.895.328,41	26.222.147,90
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	-	-	11.622.191,79	63.792.435,04	75.414.626,83	15.784.848,42	48.995.108,45	64.779.956,88	91.362.746,36	123.968.094,15	215.330.840,51	25.246.729,95	380.772.154,17	5.891.795,94	8.429.922,58	14.321.718,52
	UN - LOS RÍOS	-	-	-	84.180,21	462.184,42	546.364,63	3.851.782,45	11.126.571,35	14.978.353,80	27.971.963,33	28.743.009,78	56.714.973,11	4.066.618,87	76.306.310,41	2.953.118,45	2.988.090,39	5.941.208,84
	UN - MANABÍ	-	-	-	2.384.696,80	11.887.415,20	14.272.112,00	18.619.497,67	55.270.309,41	73.889.807,07	75.413.874,74	93.904.190,33	169.318.065,07	15.902.893,86	273.382.878,01	5.586.105,17	12.296.555,69	17.882.660,86
	UN - MILAGRO	2.448.705,41	12.849.776,29	15.298.481,70	5.919.498,61	40.329.004,38	46.248.502,99	10.302.204,91	27.145.012,60	37.447.217,51	38.908.714,40	34.795.724,70	73.704.439,10	4.824.903,02	177.523.544,32	3.248.092,52	3.821.363,64	7.069.456,16
	UN - SANTA ELENA	-	-	-	1.887.798,71	7.074.646,75	8.962.445,46	10.802.271,19	17.676.777,19	28.479.048,38	43.804.430,36	26.333.980,89	70.138.411,25	5.010.871,71	112.590.776,80	2.476.240,34	2.553.553,42	5.029.793,75
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	809.955,94	5.057.913,82	5.867.869,76	8.317.645,91	19.927.317,58	28.244.963,49	54.607.997,82	38.692.941,34	93.300.939,16	10.561.804,35	137.975.576,75	5.325.172,49	5.929.346,61	11.254.519,11
	UN - SUCUMBIÓS	2.699.476,72	22.074.620,08	24.774.096,80	517.256,60	3.229.156,00	3.746.412,60	1.991.555,80	3.849.603,02	5.841.158,83	31.376.387,03	25.433.178,26	56.809.565,29	3.683.139,95	94.854.373,46	2.973.061,79	3.059.919,04	6.032.980,83
	SUBTOTAL - CNEL (2)	5.148.182,13	34.924.396,37	40.072.578,50	35.558.550,24	220.768.114,74	256.326.664,98	138.615.950,83	378.670.652,42	517.286.603,25	659.488.723,25	694.386.796,74	1.353.875.519,98	108.561.824,17	2.276.123.190,88	52.303.132,66	68.673.585,59	120.976.718,25
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	10.448.291,12	87.920.677,05	98.368.968,17	38.736.886,32	241.722.352,48	280.459.238,81	184.616.939,79	497.609.748,53	682.226.688,33	1.145.254.015,23	1.060.928.966,45	2.206.182.981,68	180.502.047,93	3.447.739.924,92	99.670.547,84	124.747.216,04	224.417.763,87



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

COSTOS MEDIOS DE VENTA POR NIVEL DE TENSIÓN

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ALTO VOLTAJE			MEDIO VOLTAJE			BAJO VOLTAJE			COMERCIALIZACIÓN	COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA			COSTO DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL		
		SUBTOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO	SUBTOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO	SUBTOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO		TOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO	TOTAL	VENTAS	COSTO MEDIO
		USD	kWh	USD/kWh	USD	kWh	USD/kWh	USD	kWh	USD/kWh		USD	kWh	USD/kWh	USD	kWh	USD/kWh
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	565.975	7.739.226	0,0731	16.008.267	196.815.492	0,0813	83.488.331	439.792.764	0,1898	8.515.732	108.578.305	644.347.482	0,1685	13.823.600,98	109.294.553,17	0,1265
	AZOGUES	-	-	-	1.907.210	16.314.448	0,1169	9.626.191	48.336.706	0,1991	1.175.579	12.708.980	64.651.154	0,1966	2.060.785,43	14.678.569,00	0,1404
	CENTRO SUR	2.986.632	40.673.088	0,0734	43.935.312	428.542.912	0,1025	120.734.088	628.086.725	0,1922	9.234.858	176.890.889	1.097.302.725	0,1612	20.208.806,55	144.396.758,76	0,1400
	COTOPAXI	10.892.389	151.189.678	0,0720	13.343.048	154.100.431	0,0866	44.198.892	215.735.984	0,2049	3.702.098	72.136.426	521.026.094	0,1385	5.956.317,15	41.948.573,66	0,1420
	NORTE	2.521.204	34.482.721	0,0731	12.847.346	128.642.200	0,0999	66.505.340	444.916.412	0,1495	7.096.091	88.969.981	608.041.333	0,1463	11.426.725,53	95.070.641,14	0,1202
	QUITO	2.435.734	31.608.319	0,0771	66.145.023	822.203.453	0,0804	405.160.347	2.905.282.694	0,1395	29.238.618	502.979.721	3.759.094.466	0,1338	35.900.929,90	222.263.652,12	0,1615
	RIOBAMBA	4.730.640	62.929.891	0,0752	4.196.496	37.886.808	0,1108	49.348.004	257.000.638	0,1920	3.128.260	61.403.401	357.817.336	0,1716	5.864.009,16	49.192.586,16	0,1192
	SUR	-	-	-	6.019.300	48.931.850	0,1230	67.701.414	349.840.734	0,1935	6.770.652	138.787.756	1.235.047.947	0,1124	7.554.701,15	46.284.265,40	0,1632
	GALÁPAGOS	-	-	-	538.084	9.146.863	0,0588	5.544.855	67.565.116	0,0821	3.078.336	9.161.274	76.711.979	0,1194	645.169,76	3.559.916,40	0,1812
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	SUBTOTAL - EE (1)	24.132.574	328.622.923	0,0734	164.940.085	1.842.584.457	0,0895	852.307.462	5.356.557.774	0,1591	71.940.224	1.171.616.734	8.364.040.517	0,1401	103.441.045,62	726.689.515,81	0,1423
	UN - BOLÍVAR	-	-	-	3.443.181	10.686.105	0,3222	28.020.859	81.508.903	0,3438	3.381.842	34.845.882	92.195.008	0,3780	5.199.193,15	18.524.035,01	0,2807
	UN - EL ORO	3.711.186	48.449.663	0,0766	76.288.259	748.968.424	0,1019	108.407.258	726.612.742	0,1492	15.106.337	203.513.040	1.524.030.829	0,1335	11.783.708,05	89.944.828,38	0,1310
	UN - ESMERALDAS	13.733.601	165.281.463	0,0831	21.207.880	157.349.946	0,1348	63.883.740	302.481.593	0,2112	5.018.683	103.843.903	625.113.001	0,1661	10.239.331,10	47.706.804,29	0,2146
	UN - GUAYAQUIL	83.823.544	1.180.622.728	0,0710	162.686.777	2.027.596.100	0,0802	418.246.429	2.991.120.117	0,1398	15.758.001	680.514.751	6.199.338.944	0,1098	26.222.147,90	221.768.396,22	0,1182
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	75.414.627	994.318.503	0,0758	64.779.957	752.319.414	0,0861	215.330.841	1.552.193.060	0,1387	25.246.730	380.772.154	3.298.830.978	0,1154	14.321.718,52	110.975.626,82	0,1291
	UN - LOS RÍOS	546.365	7.270.440	0,0751	14.978.354	167.458.458	0,0894	56.714.973	370.087.925	0,1532	4.066.619	76.306.310	544.816.823	0,1401	5.941.208,84	38.416.953,65	0,1547
	UN - MANABÍ	14.272.112	185.661.622	0,0769	73.889.807	818.752.475	0,0902	169.318.065	1.128.432.611	0,1500	15.902.894	273.382.878	2.132.846.708	0,1282	17.882.660,86	148.727.633,65	0,1202
	UN - MILAGRO	46.248.503	623.901.710	0,0741	37.447.218	397.482.700	0,0942	73.704.439	441.334.507	0,1670	4.824.903	177.523.544	1.665.486.944	0,1066	7.069.456,16	45.725.285,40	0,1546
	UN - SANTA ELENA	8.962.445	110.191.960	0,0813	28.479.048	269.529.631	0,1057	70.138.411	319.009.971	0,2199	5.010.872	112.590.777	698.731.561	0,1611	5.029.793,75	34.233.343,91	0,1469
	UN - SANTO DOMINGO	5.867.870	78.194.787	0,0750	28.244.963	299.298.517	0,0944	93.300.939	536.578.499	0,1739	10.561.804	137.975.577	914.071.802	0,1509	11.254.519,11	72.499.940,22	0,1552
	UN - SUCUMBÍOS	3.746.413	50.299.054	0,0745	5.841.159	58.330.377	0,1001	56.809.565	350.578.485	0,1620	3.683.140	94.854.373	807.542.944	0,1175	6.032.980,83	39.196.925,29	0,1539
	SUBTOTAL - CNEL (2)	256.326.665	3.444.191.930	0,0744	517.286.603	5.707.772.148	0,0906	1.353.875.520	8.799.938.409	0,1539	108.561.824	2.276.123.191	18.503.005.543	0,1230	120.976.718,25	867.719.772,84	0,1394
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	280.459.239	3.772.814.853	0,0743	682.226.688	7.550.356.604	0,0904	2.206.182.982	14.156.496.183	0,1558	180.502.048	3.447.739.925	26.867.046.060	0,1283	224.417.763,87	1.594.409.288,64	0,1408

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
COSTOS UNITARIOS DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TOTAL COSTOS	TOTAL VENTAS	COSTO MEDIO
		USD	kWh	USD/kWh
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	108.578.305	644.347.482	0,1685
	AZOGUES	12.708.980	64.651.154	0,1966
	CENTRO SUR	176.890.889	1.097.302.725	0,1612
	COTOPAXI	72.136.426	521.026.094	0,1385
	NORTE	88.969.981	608.041.333	0,1463
	QUITO	502.979.721	3.759.094.466	0,1338
	RIOBAMBA	61.403.401	357.817.336	0,1716
	SUR	138.787.756	1.235.047.947	0,1124
	GALÁPAGOS	9.161.274	76.711.979	0,1194
	SUBTOTAL - EE (1)	1.171.616.734	8.364.040.517	0,1401
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	34.845.882	92.195.008	0,3780
	UN - EL ORO	203.513.040	1.524.030.829	0,1335
	UN - ESMERALDAS	103.843.903	625.113.001	0,1661
	UN - GUAYAQUIL	680.514.751	6.199.338.944	0,1098
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	380.772.154	3.298.830.978	0,1154
	UN - LOS RÍOS	76.306.310	544.816.823	0,1401
	UN - MANABÍ	273.382.878	2.132.846.708	0,1282
	UN - MILAGRO	177.523.544	1.665.486.944	0,1066
	UN - SANTA ELENA	112.590.777	698.731.561	0,1611
	UN - SANTO DOMINGO	137.975.577	914.071.802	0,1509
	UN - SUCUMBÍOS	94.854.373	807.542.944	0,1175
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2.276.123.191	18.503.005.543	0,1230
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	3.447.739.925	26.867.046.060	0,1283

GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
USD/kWh		
0,0613	0,0110	0,0962
0,0613	0,0110	0,1242
0,0613	0,0110	0,0888
0,0613	0,0110	0,0661
0,0613	0,0110	0,0740
0,0613	0,0110	0,0614
0,0613	0,0110	0,0992
0,0613	0,0110	0,0400
-	-	0,1194
0,0613	0,0110	0,0677
0,0613	0,0110	0,3056
0,0613	0,0110	0,0612
0,0613	0,0110	0,0938
0,0613	0,0110	0,0374
0,0613	0,0110	0,0431
0,0613	0,0110	0,0677
0,0613	0,0110	0,0558
0,0613	0,0110	0,0342
0,0613	0,0110	0,0888
0,0613	0,0110	0,0786
0,0613	0,0110	0,0451
0,0613	0,0110	0,0507
0,0613	0,0110	0,0560



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN
MECANISMO DE LIQUIDACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ÍNDICES
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	1,000
	AZOGUES	1,000
	CENTRO SUR	1,000
	COTOPAXI	1,000
	NORTE	1,000
	QUITO	1,000
	RIOBAMBA	1,000
	SUR	1,000
	GALÁPAGOS	1,000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP		1,000



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026

COSTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

ESTIMACIÓN DEL DIFERENCIAL TARIFARIO

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	COSTO MEDIO	PRECIO MEDIO APLICADO	DÉFICIT TARIFARIO
		¢USD/kWh		USD
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	16,851	11,055	37.342.830,60
	AZOGUES	19,658	11,549	5.242.151,82
	CENTRO SUR	16,121	11,490	50.810.870,33
	COTOPAXI	13,845	11,524	12.093.964,79
	NORTE	14,632	10,694	23.944.723,82
	QUITO	13,380	10,215	119.006.309,25
	RIOBAMBA	17,161	12,336	17.262.705,30
	SUR	11,237	9,673	19.325.565,54
	GALÁPAGOS	11,942	10,611	1.021.473,30
	E.E.	14,008	10,588	286.050.594,76
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	37,796	11,315	
	UN - EL ORO	13,354	10,876	
	UN - ESMERALDAS	16,612	10,654	
	UN - GUAYAQUIL	10,977	10,673	
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	11,543	10,960	
	UN - LOS RÍOS	14,006	10,742	
	UN - MANABÍ	12,818	10,465	
	UN - MILAGRO	10,659	9,693	
	UN - SANTA ELENA	16,114	10,933	
	UN - SANTO DOMINGO	15,095	10,970	
	UN - SUCUMBÍOS	11,746	9,669	
	SUBTOTAL - CNEL (2)	12,301	10,614	312.235.279,19
NACIONAL	TOTAL	12,833	10,606	598.285.873,95



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2026
COSTO DE GENERACIÓN
REGULACIÓN DE COSTOS SISTEMAS INSULARES
EMPRESA ELÉCTRICA GALÁPAGOS

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	ANUALIDAD (USD)
COSTO FIJO	AO&M	8.765.207,94
	ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	2.900.041,03
	TOTAL (*)	11.665.248,97
COSTO VARIABLE (**)		6.208.573,00
COSTO TOTAL		17.873.821,97

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 2026 Informe N°. INF-DTRET-2025-087	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

11. ANEXOS