

REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG

PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025

**REF: RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL-017/2024
RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL-018/2024**

Informe N°. INF-DTRET-2025-006

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE
REGULACIÓN ECONÓMICA
Y TARIFAS**

ENERO 2025

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

CONTENIDO

CONTENIDO	2
TABLAS	3
GRÁFICOS	3
1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. ANTECEDENTES	1
3. OBJETIVO	4
4. MARCO NORMATIVO	5
5. LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES	18
6. REFORMA DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	19
6.1 Costo de Generación	19
6.1.1 Componente Fijo del Costo de Generación.	20
6.1.2 Componente Variable del Costo de Generación	25
6.1.3 Simulaciones Energéticas	25
6.1.4 Cálculo del Costo Medio de Generación	27
6.2 Costo de Transmisión	28
6.3 Costo de Distribución y Comercialización	28
6.3.1 Anualidad de Costos de Administración, Operación, Mantenimiento y Comercialización	28
6.3.2 Balance de electricidad para la valoración económica de las pérdidas de potencia y energía	29
6.3.3 Costos Agregados de Distribución	30
6.3.4 Costo por Potencia (USD/kW)	30
6.3.5 Costo por Energía (USD/kWh)	30
6.3.6 Costo de Comercialización (USD/Consumidor)	31
6.3.7 Costo Total del Servicio por Nivel de Voltaje	31
6.3.8 Costos Medios de Venta por Nivel de Voltaje	31
6.3.9 Costos Unitarios del SPEE	32
6.3.10 Aplicación del Mecanismo para la Liquidación del Costo de Generación y Transmisión Eléctrica	32
6.3.11 Determinación del Resultado Tarifario	32
7. REFORMA DEL COSTO DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL	34
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	36
8.1 Conclusiones	36
8.2 Recomendaciones	37
9. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD	37
10. CUADROS	39

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

11.	ANEXOS.....	40
-----	-------------	----

TABLAS

Tabla 1.	Presupuesto Bloque I de Emergencia – CELEC EP.....	21
Tabla 2.	Presupuesto Bloque I de Emergencia – CELEC EP.....	22
Tabla 3.	Costo Fijo ESCLUSAS 1 solicitado ELECAUSTRO S.A.	22
Tabla 4.	Costo Fijo ESCLUSAS 1 mensual solicitado ELECAUSTRO S.A.....	22
Tabla 5.	Costo Fijo revisado “Generador Térmico Flotante ESCLUSAS 1” de ELECAUSTRO S.A.	23
Tabla 6.	Expansión Generación PBO ene25-dic26	24
Tabla 7.	Anualidad de costos fijos por empresa generadora.....	25
Tabla 8.	Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados.....	27
Tabla 9.	Costos totales de la componente de transmisión	28
Tabla 10.	Anualidad de costos de la distribución y comercialización	29
Tabla 11.	Balance de electricidad por distribuidora	29
Tabla 12.	Costo Medio del SPEE por componente y escenario hidrológico	31
Tabla 13.	Facturación del SPEE año 2025	33
Tabla 14.	Diferencial Tarifario año 2025	33
Tabla 15.	Costo de la energía del SAPG	34
Tabla 16.	Costo del SAPG reformado.....	35
Tabla 17.	Diferencial Tarifario del SAPG	35

GRÁFICOS

Gráfico 1:	Balance de Electricidad.- Cubrimiento de la demanda de energía eléctrica por tecnología	26
------------	---	----

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), mediante Resolución Nro. ARCONEL-017/2024 y Resolución Nro. ARCONEL-018/2024, ambas de 19 de noviembre de 2024, aprobó los costos de los servicios Público de Energía Eléctrica y del Alumbrado Público General para el año 2025, con base en los resultados contenidos en el Informe Técnico Nro. INF-DTRET-2024-043 denominado *"Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE). Período Enero - Diciembre 2025"* y el Informe Técnico Nro. INF-DTRET-2024-044 denominado *"Análisis y Determinación del Costo del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG). Período Enero - Diciembre 2025"*, respectivamente.

Con las Resoluciones Nro. ARCONEL-021/2024 y Nro. ARCONEL-029/2024, se expidieron las disposiciones normativas de carácter excepcional aplicables para la generación termoeléctrica adicional emergente, que sea habilitada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y que resulte de los procesos de contratación para la adquisición y/o arrendamiento que realice la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) la empresa Electro Generadora del Austro – ELECAUSTRO S.A, respectivamente, para coadyuvar en la mitigación de los efectos derivados de la evaluación energética realizada por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), lo que permitirá atender la demanda de energía a nivel nacional, adicional a las estrategias dentro del Plan Maestro de Electricidad.

Mediante Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2025-0002-AM de 24 de enero de 2025, el Ministerio de Energía y Minas, *"declara como prioritaria la atención al sector eléctrico con el objetivo de ejecutar todas las acciones que se consideren necesarias junto con las ya tomadas y gestionadas actualmente, para enfrentar el estiaje 2025 - 2026, con la finalidad de garantizar la sostenibilidad energética,*

siendo de vital importancia continuar ejecutando el ingreso de nueva generación y de elementos de transmisión que permitan robustecer el sistema nacional de transmisión; y, salvaguardar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica al país".

La Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, atendiendo el requerimiento solicitado por la Agencia, con Oficio Nro. MEM-SGTEE-2025-0097-OF de 27 de enero de 2025, remitió a la ARCONEL los lineamientos y directrices a considerarse para la reforma de los costos del SPEE y SAPG para el año 2025.

En este contexto, la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica, a través de la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas elabora el presente informe para la reforma del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE) y del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG), en el que se destacan los principales ajustes:

- Actualización de las simulaciones energéticas realizadas por el CENACE con base al PBO enero 2025 - diciembre 2026.
- Incorporación de los valores de la generación termoeléctrica emergente para el año 2025 conforme lo dispuesto en las Resoluciones Nro. ARCONEL- 021/2024 y Nro. ARCONEL-029/2024.
- Ajuste de la facturación del SPEE conforme la Resolución Nro. ARCONEL-022/2024, mediante la cual, la Agencia aprobó y expidió el Pliego Tarifario del SPEE para el año 2025, disponiéndose mantener la estructura y nivel tarifario de la Categoría Residencial y de la Categoría General aprobadas para el año 2024.
- Ajuste del costo de la energía del SAPG, por efecto del incremento en el costo total de generación del SPEE.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

2. ANTECEDENTES

- ✓ Mediante Resoluciones Nro. ARCONEL-007-2024 y Nro. ARCONEL-030-2024 de 25 de septiembre y 17 de diciembre de 2024, se aprobó 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 del servicio y de la fijación de las tarifas, tanto para el servicio público de energía eléctrica como para el servicio de alumbrado público general, que permitan a las empresas eléctricas prestar dichos servicios garantizando el equilibrio económico del sector eléctrico.
- ✓ Con Resolución Nro. ARCONEL-014/2024 de 30 de octubre de 2024, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) aprobó la modificación del nivel tarifario de la Tarifa Industrial Grupo AV2, en base de lo cual, se aprobó y expidió la codificación del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2024.
- ✓ El Directorio de la ARCONEL, mediante Resolución Nro. ARCONEL-017/2024 de 19 de noviembre de 2024, aprobó 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 denominado *"Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE). Período Enero - Diciembre 2025"*.
- ✓ El Directorio de la ARCONEL, mediante Resolución Nro. ARCONEL-018/2024 de 19 de noviembre de 2024, aprobó los costos del Servicio de Alumbrado Público General para el año 2025, con base en los resultados contenidos en el Informe Técnico Nro. INF-DTRET-2024-044 denominado *"Análisis y Determinación del Costo del Servicio de Alumbrado Público General (SAPG). Período Enero - Diciembre 2025"*.
- ✓ Con Resolución Nro. ARCONEL-021/2024 de 19 de noviembre de 2024, se expidió las disposiciones normativas de carácter excepcional aplicables para la generación termoeléctrica adicional emergente, que sea habilitada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y que resulte de los procesos de contratación para la adquisición y/o arrendamiento que realice la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), para coadyuvar en la mitigación de los efectos derivados de la evaluación energética realizada por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), lo que permitirá atender la demanda de energía a nivel nacional, adicional a las estrategias dentro del Plan Maestro de Electricidad.
- ✓ El Directorio de la ARCONEL, mediante Resolución Nro. ARCONEL-022/2024 de 29 de noviembre de 2024 aprobó y expidió el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2025, disponiéndose mantener la estructura y nivel tarifario de la Categoría Residencial y de la Categoría General.
- ✓ Con Resolución Nro. ARCONEL-029/2024 de 14 de diciembre de 2024, se expidieron las disposiciones normativas de carácter excepcional aplicables a la generación termoeléctrica emergente a ser habilitada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y que resulte de los procesos de contratación que realice la empresa Electro Generadora del Austro – ELECAUSTRO S.A., para coadyuvar en la mitigación de los efectos derivados de la crisis energética identificados en la evaluación realizada por el Operador nacional de Electricidad (CENACE); así como, las disposiciones emitidas en el Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0027-AM.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ Mediante Oficio Nro. MEM-MEM-2024-1447-OF de 24 de diciembre de 2024, el Ministerio de Energía y Minas instruye lo siguiente:

“Con base en los antecedentes mencionados y en cumplimiento con lo establecido en el Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0027-AM, de 15 de agosto de 2024, se amplía la delegación contenida en el Oficio Nro. MEM-MEM-2024-1154-OF de la siguiente manera:

- 1.- Se delega a la empresa ELECAUSTRO S.A., debido a que posee la competencia como agente generador del sector eléctrico ecuatoriano, para que realice las acciones necesarias dentro del marco jurídico y normativo, a fin de incorporar 160 MW, mediante el alquiler de generación termoeléctrica flotante temporal, en el lugar y nivel de voltaje que determinen los análisis técnicos para su conexión.*
- 2.- ELECAUSTRO determinará el procedimiento de contratación y será responsable de la incorporación de esta nueva generación al S.N.I, en cumplimiento estricto de la normativa legal vigente.*
- 3.- Se delega a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP - TRANSELECTRIC, la puesta en servicio de los sistemas de interconexión necesarios para la conexión y evacuación de energía de la solución de generación temporal, resultado del proceso que llevará adelante la empresa ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A.”.*

AMPLIACIÓN DE LA DELEGACIÓN:

Con base a los antecedentes mencionados y en función a las delegaciones efectuadas mediante Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2024-0027-AM de 15 de agosto de 2024, se amplía y se ratifica las delegaciones contenidas en el Oficio Nro. MEM-MEM-2024-1372-OF y Oficio Nro. MEM-VEER-2024-0372-OF, conforme el siguiente detalle:

- 1. Se delega a la empresa ELECAUSTRO S.A., debido a que posee la competencia como agente generador del sector eléctrico ecuatoriano, para que realice las acciones necesarias dentro del marco jurídico y normativo, con el fin de incorporar hasta 260 MW, mediante el alquiler de generación termoeléctrica terrestre, por un período de 18 meses, en el lugar que se determinen las facilidades técnicas de conexión y conforme los informes técnicos respectivos.(...)”.*
- ✓ Mediante Oficio Nro. CELEC-EP-2024-2800-OFI de 26 de diciembre de 2024, la Empresa Pública Estratégica - CELEC EP, solicitó a la Agencia:

“Requerimiento

Considerando que el Oficio Nro. CELEC-EP-2024-1220-OFI de 15 de junio de 2024 contemplaba el presupuesto estimado para la ejecución de los diferentes proyectos que conforman el Bloque I de Emergencia; y, que CELEC EP ha suscrito los contratos relacionados a dicho bloque, agradezco realizar las gestiones pertinentes, para actualizar el Estudio de Costos 2025, (..)”.

- ✓ Mediante Memorando Nro. ARCONEL-DTRET-2025-0003-M de 13 de enero de 2025, la Dirección Técnica de Regulación Económica y Tarifas (DTRET), solicitó a la Dirección Técnica de Regulación (DTR) de la Agencia, se remita el documento denominado *“Propuesta de ELECAUSTRO para incorporar generación termoeléctrica emergente”*, misma que aportó como sustento para la aprobación de la Resolución Nro. ARCONEL-029/2024; la documentación solicitada fue remitida a la DTRET mediante Memorando Nro. ARCONEL-DTR-2025-0002-M de 15 de enero de 2024.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ Con Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0030-OF de 15 de enero de 2025, la ARCONEL solicitó a ELECAUSTRO se remita la documentación que será considerada dentro de la Reforma del Análisis de Costos 2025, con base a lo dispuesto en la Resolución Nro. ARCONEL-029/2024.
- ✓ Con Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0029-OF de 16 de enero de 2025, la empresa ELECAUSTRO S.A. indica a la ARCONEL que *“(...) realizó el análisis y correspondiente valoración de los costos de los procesos de contratación para esta generación emergente ESCLUSAS 1 - FLOTANTE 100 MW, así como de los gastos que incurrirá ELECAUSTRO en la administración de este proyecto integral de generación emergente. Se ha elaborado, por tanto, el Estudio de Costos y la memoria alcance al Estudio de Costos de ELECAUSTRO del año 2025, documentos que se adjuntan.*

El análisis de costos remitido por ELECAUSTRO tiene el sustento técnico de los valores presentados y respalda los montos de recursos necesarios para la operación y mantenimiento, así como para la administración del generador termoeléctrico emergentes contratado.

Por todo lo indicado solicito señor Director, en atención al artículo 14 de la Resolución 029/2024, se sirva disponer la inclusión de la valoración de la generación termoeléctrica emergente arrendada por ELECAUSTRO y reportada en este estudio, en los análisis de costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General del año 2025.”.

- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0045-OF de 22 de enero de 2025, la ARCONEL conforme normativa vigente y las disposiciones contenidas en las precitadas Resolución Nro. ARCONEL-021/2024 y Resolución Nro. ARCONEL-029/2024, 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 Nacional de Electricidad.

Así mismo, conforme reunión de trabajo de 17 de enero de 2025, mantenida con los delegados del Operador Nacional de Electricidad; esta Agencia ratifica que, las simulaciones energéticas se deben efectuar con la información enviada con oficio nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0366-OF, respecto de la demanda total, resultado de la información remitida por las empresas eléctricas de distribución y comercialización, a cuya demanda y energía se debe incluir las pérdidas de transmisión, conforme lo descrito en el oficio nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0425-OF.

- ✓ En sesión de 21 de enero de 2025 del Comité de Coordinación para la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (COCSE), conforme consta en la página 4 del Acta Nro. COCSE 01-2025, respecto a la situación energética del Sistema Nacional Interconectado y previsiones de corto plazo, se manifiesta por parte del CENACE:

“(...) En el análisis estocástico periodo 2025-2026, se observa que existen señales de déficit durante el periodo entre enero y mayo 2025; así como entre nov y dic 2026, por lo que se requiere ingreso de nueva generación adicional a la planificada. (...) Con base a lo cual determinó que para el estiaje septiembre 2025 a marzo 2026, el sistema requiere, adicional a lo señalado en las tablas precedentes, la incorporación de 430 MW de generación de energía firme con un factor de planta de 0.85 para cumplir con el criterio de mantener reservas del 10% con el 90% de probabilidad de excedencia en una operación autónoma.”. Por lo que, el COCSE resuelve: **“RESOLUCIÓN 03-01-2025:** *Con el objetivo de garantizar el abastecimiento de electricidad a mediano y largo plazo, se resuelve que toda contratación de nueva generación que se requiera para afrontar el estiaje 2025-2026, sea con adquisición de generación propia”.*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

- ✓ Mediante Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0044-OF de 22 de enero de 2025, la ARCONEL solicitó al Ministerio de Energía y Minas, se sirva impartir a esta Agencia, las directrices, lineamientos y/o políticas, en el ámbito de sus competencias y atribuciones, que deban considerarse y, de ser el caso, incluirse en la reforma del análisis y determinación de los costos del SPEE y del SAPG relacionados la generación, transmisión, distribución y comercialización.
- ✓ Con Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0048-OF de 23 de enero de 2025, la empresa ELECAUSTRO S.A. indica a la ARCONEL: *“(...) Posterior, con Oficio Nro. MEM-MEM-2024-1447-OF, de 24 de diciembre de 2024 [5], la señora Ministra de Energía y Minas encargada, amplió y se ratificó en las delegaciones contenidas en los oficios Nro. MEM-MEM-2024-1372-OF y Nro. MEM-VEER-2024-0372-OF, conforme el siguiente detalle:*

“1. Se delega a la empresa ELECAUSTRO S.A., debido a que posee la competencia como agente generador del sector eléctrico ecuatoriano, para que realice las acciones necesarias dentro del marco jurídico y normativo, con el fin de incorporar hasta 260 MW, mediante el alquiler de generación termoeléctrica terrestre, por un período de 18 meses, en el lugar que se determinen las facilidades técnicas de conexión y conforme los informes técnicos respectivos.”.
- ✓ Con Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2025-0002-AM de 24 de enero de 2025, el Ministerio de Energía y Minas, *“declara como prioritaria la atención al sector eléctrico con el objetivo de ejecutar todas las acciones que se consideren necesarias junto con las ya tomadas y gestionadas actualmente, para enfrentar el estiaje 2025 - 2026, con la finalidad de garantizar la sostenibilidad energética, siendo de vital importancia continuar ejecutando el ingreso de nueva generación y de elementos de transmisión que permitan robustecer el sistema nacional de transmisión; y, salvaguardar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica al país”.*
- ✓ Mediante Oficio Nro. CENACE-CENACE-2025-0097-O de 24 de enero de 2025, el CENACE remitió a la ARCONEL, los resultados de la simulación energética para el año 2025 relacionada con el escenario promedio y el escenario semi-seco.
- ✓ Mediante Oficio Nro. MEM-SGTEE-2025-0097-OF de 27 de enero de 2025, la Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, atendiendo el requerimiento solicitado por la Agencia con Oficio Nro. ARCONEL-ARCONEL-2025-0044-OF, remitió a la ARCONEL, los lineamientos y directrices a considerarse para la reforma de los costos del análisis y determinación de los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y, de alumbrado público general para el año 2025.

3. OBJETIVO

- Exponer al Directorio de la ARCONEL, los resultados de la reforma del análisis y determinación del costo del SPEE y del SAPG, por la incorporación de los valores de generación derivados de la operación del sistema eléctrico en el periodo de estiaje 2025-2026, que incluye la actualización del componente fijo de generación correspondiente al año 2025 a considerarse en las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano, 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	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

4. MARCO NORMATIVO

✓ Constitución de la República del Ecuador:

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

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

✓ Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), 2015 y sus posteriores reformas:

- **Artículo 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 7,** Deber del Estado:

“Constituye deber y responsabilidad privativa del Estado, a través del Gobierno Central, satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general del país, mediante el aprovechamiento eficiente de sus recursos, de conformidad con el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Maestro de Electricidad, y los demás planes sectoriales que fueren aplicables. (...)”

Corresponde al Gobierno Central la toma de decisiones en torno a la planificación, construcción e instalación de sistemas eléctricos para entregar energía a los usuarios finales, así como también el mantenimiento, operación y desarrollo sustentable del sector eléctrico, a fin de satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica.”

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

*“(...) 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*

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL y coordinar el control de la gestión de dicha, entidad;”.

- **Artículo 14**, Naturaleza jurídica:

“La Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, 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, numeral 1, 5 y 18:

“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, numeral 1:

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

- **Artículo 20**, Naturaleza jurídica:

“El Operador Nacional de Electricidad, CENACE, constituye un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio rector de energía y electricidad. Actuará como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continuo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector.

El Operador Nacional de Electricidad, CENACE, en el cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), sujetándose a las regulaciones que expida la agencia de regulación y control competente.”.

- **Artículo 21**, Atribuciones y deberes: Son atribuciones y deberes del Operador Nacional de Electricidad, CENACE:

“1. Efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazos para el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo posible, optimizando las transacciones de electricidad en los ámbitos nacional e internacional; (...) 4. Administrar y liquidar comercialmente las transacciones del sector eléctrico en el ámbito, mayorista; 5. Administrar técnica y

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico; (...) 8. Supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico;”.

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

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

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

- **Artículo 54**, precios sujetos a regulación. Tarifas:

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

- **Artículo 55**, principios tarifarios:

“(...) La tarifa será única en todo el territorio nacional según las modalidades de consumo y niveles de tensión. Adicionalmente, se deberán considerar principios de responsabilidad social y ambiental.”.

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

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

Para 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: 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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

políticas sectoriales, o si por intermedio de la Agencia de Regulación y Control, se aprobare o hubiere aprobado pliegos tarifarios que se ubiquen por debajo de los costos del servicio público de energía eléctrica, los valores que correspondan a estos subsidios, compensaciones o rebajas serán cubiertos por el Estado, previo análisis de factibilidad que realice el Ministerio de Economía y Finanzas con base en las reglas de gasto público y principios de sostenibilidad fiscal.

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

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

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

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.”

○ **Artículo 62,** Alumbrado público y semaforización:

“El Estado, a través de las empresas públicas que realizan la actividad de distribución, será responsable de la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de alumbrado público general. Además, dichas empresas suministrarán la energía eléctrica para la semaforización, sistemas destinados a la seguridad ciudadana, alumbrado público ornamental e intervenido.

La construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de alumbrado público general serán realizados por las empresas públicas de distribución. El Estado, por intermedio del Ministerio del ramo podrá delegar a empresas mixtas donde el estado tenga participación mayoritaria y, de forma excepcional, a empresas privadas, empresas estatales extranjeras o empresas de economía popular y solidaria, en los términos que se establezcan en las autorizaciones de operación y en los contratos de concesión, para realizar las actividades referidas. Además, dichas empresas suministrarán energía eléctrica para la semaforización, sistemas destinados a la seguridad ciudadana, alumbrado público ornamental e intervenido en coordinación con el GAD correspondiente. Al final del plazo de la delegación la infraestructura implementada en estos proyectos será revertida al Estado sin costo alguno. (...)

La agencia de regulación y control competente regulará los aspectos técnicos, económicos, tarifarios y de calidad del alumbrado público general para la prestación de un servicio eficiente. Corresponde al consumidor o usuario final del servicio de energía eléctrica, el pago por el servicio de alumbrado público general, así como por el consumo de energía eléctrica del sistema de semaforización, alumbrado público ornamental e intervenido.”.

○ **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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

subsidios que se puedan originar en estos sistemas serán cubiertos por los consumidores o usuarios finales del S.N.I. o asumidos por el Estado, según las políticas establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.”.

- **Disposición Reformativa, QUINTA**

“Dentro del ordenamiento jurídico ecuatoriano, sustituyese la referencia “Ministerio de Electricidad y Energía Renovable” por “Ministerio del ramo”; y “ARCONEL” por “Agencia de Regulación y Control Competente”;

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

- **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.”.

- **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.”.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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

○ **Artículo 160,** Costo de generación:

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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.

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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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.

○ **Artículo 171.- Subsidios:**

“En el caso de que el Estado decida otorgar compensaciones, subsidios o rebajas directos y focalizados en el servicio público de energía eléctrica, dentro del primer semestre de cada año, la ARCONEL presentará al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables una proyección del monto de las compensaciones, subsidios o rebajas otorgadas por el Estado, a fin de que éste gestione el correspondiente dictamen favorable previo ante el Ministerio de Economía y Finanzas para su inclusión obligatoria en el Presupuesto General del Estado del año siguiente.

ARCONEL reportará mensualmente la información consolidada sobre los valores realmente incurridos para su retribución mensual por parte del Ministerio de Economía y Finanzas.”

- ✓ **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. (...)

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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.

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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

8.1.2. COMPONENTE DE TRANSMISIÓN

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

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

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

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

8.1.3 COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

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

Los costos imputables a esta componente son:

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

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

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

8.2 COSTOS DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

Comprende los costos para la prestación del SAPG, cuya responsabilidad les corresponde a las empresas eléctricas de distribución y comercialización, y, según sea el caso, de las empresas mixtas autorizadas y de las empresas privadas, empresas estatales extranjeras y empresas de economía popular y solidaria delegadas por el MEM.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

El costo del SAPG será determinado, de forma anual, por la Administración de la ARCONEL sobre la base de la información reportada por las empresas eléctricas y comprende los siguientes conceptos relacionados con dichos costos:

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

La anualidad de los activos en servicio del prestador del SAPG, 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 AP del PME, en los casos que corresponda y conforme la instrucción del MEM.

○ **10.7 REVISIÓN Y/O REFORMA DE LOS COSTOS DEL SERVICIO**

A partir de su aprobación, la revisión de los costos del SPEE y del SAPG, según corresponda, se efectuará única y exclusivamente previa motivación y sustento jurídico, técnico y económico de las partes involucradas, bajo las siguientes condiciones:

- a) Cuando el Directorio de la ARCONEL apruebe una revisión tarifaria.*
- b) Cuando se presente una variación acumulada de los costos fijos y/o variables que supere el 5% respecto de la base de cálculo, en los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, considerados individualmente o en su conjunto, y del SAPG.*
- c) Cuando se presente una variación que supere el 10% por debajo de la proyección de la demanda, respecto de la proyección de las distribuidoras y considerada por la Administración de la ARCONEL en el análisis del costo aprobado por el Directorio.*

Las revisiones y/o reforma de los costos del servicio deberán ser conocidas y aprobadas por el Directorio de la ARCONEL.

○ **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.”

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

○ **ARTÍCULO 12 COSTO DEL SAPG**

12.1 COSTO PROPIO

El costo propio del SAPG comprende la sumatoria de la estructura de costos conforme la siguiente expresión:

$$CPSAPG = CAO\&M + CAA + CE + CCEP [USD]$$

Donde:

CPSAPG = Costo Propio del SAPG.

CAO&M = Costo de Administración, Operación y Mantenimiento.

CAA = Costo de Anualidad del Activo (Costo de Capital).

CE = Costo para la Expansión del SAPG.

CCEP = Costos de concesión de empresas de AP privados, estatales extranjeras y/o de economía popular y solidaria.

○ **ARTÍCULO 33. ENTREGA DE INFORMACIÓN**

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

○ **ARTÍCULO 34. EXACTITUD DE INFORMACIÓN**

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

○ **DISPOSICIÓN GENERAL**

“Décima: 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, conforme la metodología y procedimiento que la Administración de la ARCONEL para el efecto defina.

El financiamiento del resultado tarifario anual será concordante con lo establecido en la regulación de tratamiento de subsidios vigente.”

✓ **Resolución Nro. ARCONEL-021/2024:**

- **Artículo 5.-** *“Disponer a la CELEC EP, la venta de la energía de la generación térmica emergente (temporal o permanente) a la demanda regulada, por lo tanto, previo a la entrada de operación comercial, la CELEC EP deberá suscribir o actualizar, según corresponda, los contratos regulados con las empresas de distribución.*

Los contratos regulados deberán contener para su remuneración un cargo fijo y un cargo variable, conforme lo establecido en la LOSPEE y su Reglamento General de aplicación.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

El cargo fijo corresponderá a la anualidad incluida por la Administración de la ARCONEL según lo establecido en la Regulación No. ARCONEL 004/24 “Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los Servicios Públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General”, el cual será informado al CENACE para su aplicación en los procesos comerciales y considerará un canon o anualidad asociada al costo del o los Contratos de Servicio de Alquiler o Contrato de Adquisición (anticipo, mensualidad e impuestos) así como los gastos de administración que incurra la CELEC EP en la Administración de los contratos antes citados. Este cargo deberá ser el que resulte del proceso de contratación y será evaluado con base a su disponibilidad, conforme lo establece la Regulación No. ARCERNNR 001/23 “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano”.

El cargo variable, para la generación emergente temporal o permanente, corresponderá al Costo Variable de Producción, declarado por la CELEC EP conforme el Anexo A de la Regulación Nro. ARCERNNR 004/20 “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia.” (Codificada) y las particularidades establecidas en la presente Resolución, multiplicado por la energía neta medida en el punto de conexión de cada bloque de generación térmica emergente.”.

- **Artículo 13.-** “Disponer a la Administración de la ARCONEL, efectúe la inclusión de la valoración de la generación termoeléctrica emergente temporal y permanente en los análisis de costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General que correspondan, con base en el “ANÁLISIS DE SUFICIENCIA EN EL MEDIANO PLAZO PARA EL ABASTECIMIENTO DE ELECTRICIDAD DURANTE EL SIGUIENTE ESTIAJE (2024-2025)” elaborado por el CENACE, y los informes “Propuesta para Incorporar 475 MW de Generación Termoeléctrica para inicio de operación en el período de Estiaje 2024 – 2025” e “Informe de Seguimiento Generación Ministerial Nro. MEM - MEM-2024-0027-AM de Emergencia Bloques I y II, corte 29 octubre 2024 - DPDPEDPEX- INF-2024-019” desarrollados por la CELEC EP, acorde con el numeral 10.7 de la Regulación Nro. ARCONEL-004/24.”.
- **Artículo 14.-** “Disponer a la CELEC EP, una vez que cuente con el o los Contratos del Servicio de Alquiler, Operación y Mantenimiento o Contrato de Adquisición suscrito(s) y, de la habilitación respectiva de la generación termoeléctrica temporal o permanente, deberá remitir a la Administración de la ARCONEL los valores de cargo fijo y cargo variable, a fin de que se proceda con la consignación de los mismos a la unidad o las unidades de negocio asignadas, así como se informe al CENACE y a las empresas eléctricas de distribución.”.
- **Artículo 16.-** “Disponer a la Administración de la ARCONEL emita, de ser el caso, los pronunciamientos regulatorios y de control complementarios, que se requiera, para solventar consultas puntuales y específicas para la plena aplicación de los procesos operativos y comerciales a los que tenga que sujetarse la generación térmica temporal o permanente, incluyendo también los aspectos asociados al Análisis de Costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General.”.

✓ **Resolución Nro. ARCONEL-029/2024:**

- **Artículo 6.-** “Disponer a ELECAUSTRO S.A., la venta de la energía de la generación térmica emergente arrendada a la demanda regulada, por lo tanto, previo a la entrada de operación comercial, ELECAUSTRO S.A. deberá suscribir o actualizar, según corresponda, los contratos regulados con las empresas de distribución.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Los contratos regulados deberán contener para su remuneración un cargo fijo y un cargo variable, conforme lo establecido en la LOSPEE y su Reglamento General de aplicación.

El cargo fijo corresponderá a la anualidad incluida por la Administración de la ARCONEL según lo establecido en la Regulación No. ARCONEL 004/24 “Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los Servicios Públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General”, el cual será informado al CENACE para su aplicación en los procesos comerciales y considerará un canon o anualidad asociada al costo del o los Contratos de Servicio de arrendamiento (anticipo, mensualidad e impuestos), así como los gastos que incurra ELECAUSTRO S.A. en la Administración de los contratos antes citados. Este cargo deberá ser el que resulte del proceso de contratación y será evaluado con base en su disponibilidad, conforme lo establece la Regulación No. ARCERNNR 001/23 “Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano”.

El cargo variable para la generación emergente arrendada corresponderá al Costo Variable de Producción, declarado por ELECAUSTRO S.A. conforme el Anexo A de la Regulación Nro. ARCERNNR 004/20 “Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia.” (Codificada) y las particularidades establecidas en la presente Resolución, multiplicado por la energía neta medida en el punto de conexión de cada bloque de generación térmica emergente.”.

- **Artículo 14.-** *“Disponer a la Administración de la ARCONEL, efectúe la inclusión de la valoración de la generación termoeléctrica emergente arrendada en los análisis de costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General que correspondan, con base en la “PROPUESTA DE ELECAUSTRO PARA INCORPORAR GENERACIÓN TERMOELECTRICA EMERGENTE.”, proponiendo la incorporación termoeléctrica emergente de un total de 254 MW, elaborado por ELECAUSTRO S.A.”.*
- **Artículo 15.-** *“Disponer a ELECAUSTRO S.A., una vez que cuente con el o los Contratos de Arrendamiento suscrito(s) y de la habilitación respectiva de la generación termoeléctrica arrendada, deberá remitir a la Administración de la ARCONEL los valores de cargo fijo y cargo variable, a fin de que se proceda con la consignación de los mismos, así como se informe al CENACE y a las empresas eléctricas de distribución.”.*
- **Artículo 17.-** *“Disponer a la Administración de la ARCONEL emita, de ser el caso, los pronunciamientos regulatorios y de control complementarios, que se requiera, para solventar consultas puntuales y específicas para la plena aplicación de los procesos operativos y comerciales a los que tenga que sujetarse la generación térmica arrendada por ELECAUSTRO S.A., incluyendo también los aspectos asociados al Análisis de Costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General.”.*

5. LINEAMIENTOS Y DIRECTRICES

La Subsecretaría de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, atendiendo el requerimiento solicitado por la Agencia, con Oficio Nro. MEM-SGTEE-2025-0097-OF, remitió a la ARCONEL los lineamientos y directrices a considerarse para la reforma de los costos del SPEE y SAPG para el año 2025, en los siguientes términos:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

“(…) Conforme las atribuciones y deberes de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, me permito solicitar la incorporación en el estudio de costos de la generación termoeléctrica adicional para el periodo 2025, y entre está, aquella delegada para su ejecución a ELECAUSTRO S.A., centrales de generación emergente planificadas para incorporarse el S.N.I. detalladas a continuación:

Central	Tipo	Potencia (MW)
Pascuales	Alquiler	260
ECUAGRAN	Alquiler	100
Las Esclusas	Alquiler	120
El Descanso	Alquiler	20
Bajo Alto	Alquiler	14

Con los análisis de costos correspondientes y los ingresos estimados con la aplicación del actual pliego tarifario, determinar de así corresponder, el déficit tarifario que, conforme a lo establecido en la normativa, deberá ser puesto en consideración del Ministerio de Economía y Finanzas.

Finalmente, es necesario en cumplimiento al Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2025-0002-AM mediante el cual se declaró como prioritaria la atención al sector eléctrico, que la Agencia de Regulación y Control en el ámbito de sus atribuciones y competencias articule todos los insumos a ser utilizados para dar cumplimiento a los lineamientos emitidos desde esta Cartera de Estado.”.

6. REFORMA 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, cuyos resultados se exponen el mencionado Informe Técnico Nro. DTRET-2024-043; así como, la revisión efectuada a los nuevos requerimientos de la Empresa Pública Estratégica - CELEC EP y la empresa ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A, se procede con la determinación del costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE), cuyos resultados, por componente, se detallan a continuación:

6.1 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; así como, para la determinación de los costos variables, se considera la tecnología de cada central y para el caso de las centrales térmicas se aplica los precios de los combustibles establecidos en el Decreto Ejecutivo Nro. 388; o dependiendo de la modalidad contractual para en el caso de las empresas privadas y autogeneradores.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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

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

La información utilizada para determinar el Costo de Generación comprende:

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

Es importante indicar que el Costo de Generación se encuentra articulado conforme lo dispuesto en la Regulación Nro. ARCERNR - 001/23 “*Régimen de las transacciones comerciales en el sector eléctrico ecuatoriano*”; y conforme la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (CODIFICADA) denominada “*Régimen Económico y Tarifario para la prestación de los servicios públicos de Energía Eléctrica y de Alumbrado Público General*”.

6.1.1 Componente Fijo del Costo de Generación.

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

1. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento - AO&M.
2. Anualidad de Activos en Servicio

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

En lo referente a la anualidad de activos en servicio de generación, se considera la metodología contenida y descrita en la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (Codificada), que toma como premisa la definición de la base de capital sobre los activos en servicio, las vidas útiles por etapa funcional establecidas en la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 y la tasa de descuento de 0%.

Los resultados de la determinación y asignación de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento - AO&M y Anualidad de Activos en Servicio de las empresas de generación públicas

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

corresponden a los valores expuestos en el CUADRO Nro. 1 del Informe Técnico Nro. DTRET-2024-043 denominado "Análisis y Determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE). Período Enero - Diciembre 2025".

A efectos de la reforma que se describe en presente informe y en cumplimiento de las disposiciones contenidas en los artículos 5 y 13 de la Resolución Nro. ARCONEL-021/2024; así como, en los artículos 6 y 14 de la Resolución Nro. ARCONEL-029/2024, que hacen referencia a la determinación del cargo fijo correspondiente al canon o anualidad asociada al costo del o los Contratos de Servicio de arrendamiento (anticipo, mensualidad e impuestos), así como los gastos que incurran CELEC EP y ELECAUSTRO S.A. en la Administración de los respectivos contratos, a continuación, se detalla la información remitida por CELEC EP y ELECAUSTRO S.A. en base de la cual se procedió a la revisión y asignación del cargo fijo:

1. Empresa Pública Estratégica - CELEC EP:

Con base en lo establecido en la Resolución Nro. ARCERNNR-001/2024, derogada con Resolución Nro. ARCONEL-021/2024, así como al requerimiento formulado por la CELEC EP con Oficio Nro. CELEC-EP-2024-1220-OFI, se incluyó el monto estimado para el año 2025, relacionado con el alquiler, operación y mantenimiento de generadores de energía térmica en el orden de **113,00 MMUSD**.

De la revisión efectuada el valor asignado corresponde a un monto de 77,47 MMUSD, que se lo ha incluido como una central denominada "Generador Térmico Flotante ESCLUSAS", en la UN ELECTROGUAYAS de CELEC EP.

Tabla 1. Presupuesto Bloque I de Emergencia – CELEC EP

CONCEPTO	Contratación emergente de generación térmica flotante (P1): KPS (Esclusas)	Contratación emergente de generación térmica terrestre – Quevedo (P2): QUEVEDO 3	Contratación emergente de generación térmica terrestre – Salitral (P3): SALITRAL	Contratación emergente de generación térmica terrestre – Esmeraldas (P4): ESMERALDAS III	TOTAL
ADMINISTRACIÓN	77.453.300,39	476.732,92	395.869,73	926.684,23	79.252.587,28
MANTENIMIENTO MAYOR	-	800.000,00	0,00	7.901.137,00	8.701.137,00
MANTENIMIENTOS MENORES	-	1.000.000,00	520.000,00	941.032,00	2.461.032,00
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	378.637,32	5.113.446,93	5.324.741,25	10.935.783,61	21.752.609,10
COSTOS FIJOS	77.831.937,71	7.390.179,85	6.240.610,98	20.704.636,84	112.167.365,38
COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN	27.691.773,00	14.076.314,78	26.626.456,29	17.954.780,50	86.349.324,56
TOTAL	105.523.710,71	21.466.494,63	32.867.067,26	38.659.417,34	198.516.689,95

Fuente: Oficio Nro. CELEC-EP-2024-2800-OFI

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

Conforme lo dispuesto en los artículos 13 y 14 de la Resolución Nro. ARCONEL-021/2024, se cuenta con un remanente de 35,53 MMUSD para la inclusión de la generación térmica de emergencia, de acuerdo con el Oficio Nro. CELEC-EP-2024-1220-OFI.

2. Empresa ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A

Del documento denominado "PROPUESTA DE ELECAUSTRO PARA INCORPORAR GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EMERGENTE", elaborado por ELECAUSTRO S.A., se extrae la información relacionada con la ejecución, por parte de ELECAUSTRO, de los procesos de contratación de alquiler de generación emergente flotante:

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Tabla 2. Presupuesto Bloque I de Emergencia – CELEC EP

Proyecto	Proyecto	Lugar	Potencia [MW]	Valor estimado* [MM USD]
1	Termoeléctrico flotante 120 MW	Guayaquil Esclusas	120	132
2	Termoeléctrico flotante 100 MW	Guayaquil ECUAGRAN	100	43
3	Termoeléctrico terrestre 20 MW	Cuenca El Descanso	20	20
4	Termoeléctrica a gas 14 MW	Machala – Bajo Alto	14	3

* incluye IVA, no incluye suministro ni transporte de combustible.

Fuente: Memorando Nro. ARCONEL-DTR-2025-0002-M

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

En este contexto, el monto requerido por ELECAUSTRO S.A. para la contratación de generación emergente de 254 MW, se encuentra en el orden de los 198 MMUSD.

A. Generación emergente ESCLUSAS 1 - FLOTANTE 100 MW:

El monto requerido por canon o anualidad por ELECAUSTRO S.A. para la Contratación emergente de generación emergente ESCLUSAS 1 - FLOTANTE 100 MW, se ubica en el orden de los 64,63 MMUSD, cuyo detalle se muestra en la Tabla 3:

Tabla 3. Costo Fijo ESCLUSAS 1 solicitado ELECAUSTRO S.A.

	Subetapa		Total
	Administración	Operación y Mantenimiento	
1. Flotante 100 MW ESCLUSAS I	1.729.013,00	62.909.713,17	64.638.726,17

Fuente: Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0029-OF

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

Además, ELECAUSTRO S.A. señala que el proceso emergente de ESCLUSAS I 100 MW tiene un plazo estimado de 180 días de operación comercial, por lo que el detalle mensual de la asignación del costo fijo conforme la Tabla 4:

Tabla 4. Costo Fijo ESCLUSAS 1 mensual solicitado ELECAUSTRO S.A.

	1. FLOTANTE 100 MW ESCLUSAS I
ENE-25	10.773.121,03
FEB-25	10.773.121,03
MAR-25	10.773.121,03
ABR-25	10.773.121,03
MAY-25	10.773.121,03
JUN-25	10.773.121,03
TOTAL:	64.638.726,17

Fuente: Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0029-OF

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

De la revisión efectuada el valor asignado corresponde a un monto de 43,53 MMUSD, que se lo ha incluido como una central denominada “Generador Térmico Flotante ESCLUSAS 1”, en la EMPRESA ELECAUSTRO S.A..

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

La variación respecto del valor informado por ELECAUSTRO S.A., corresponde, principalmente a los rubros que se detallan en la Tabla 5:

Tabla 5. Costo Fijo revisado "Generador Térmico Flotante ESCLUSAS 1" de ELECAUSTRO S.A.

DETALLE	SOLICITADO	REVISADO
	USD	
Contrato	58.680.454,00	38.750.400,00
IVA Contrato		4.650.048,00
Costos Administrativos	5.958.272,17	124.803,00
TOTAL	64.638.726,17	43.525.251,00

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

Conforme lo dispuesto en los artículos 14 y 15 de la Resolución Nro. ARCONEL-029/2024, se cuenta con un remanente de 154,47 MMUSD para la inclusión de la generación térmica de emergencia, de acuerdo con el documento denominado **“PROPUESTA DE ELECAUSTRO PARA INCORPORAR GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EMERGENTE”**.

B. Generación emergente termoeléctrica terrestre hasta 260 MW:

- ELECAUSTRO S.A., en el precitado Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0048-OF, indica y solicita a la Agencia lo siguiente:

“SOLICITUD.

En virtud de lo expuesto, se concluye que la Resolución ARCONEL 029/2024 incorpora la generación termoeléctrica emergente por un total de 254 MW, de acuerdo con la solicitud presentada por ELECAUSTRO en el Oficio Nro. EEGA-GG-2024-0826-OF del 30 de noviembre de 2024 [4].

Sin embargo, la delegación realizada del MEM para incorporar hasta 260 MW de generación termoeléctrica terrestre por un período de 18 meses, se realizó con fecha posterior a la emisión de la Regulación ARCONEL 029/2024. Por ello, se solicita que, en las futuras reformas al Análisis de Costos del Servicio Público de Energía Eléctrica y Alumbrado Público General del año 2025, se considere también la solicitud de incorporación de dichos 260 MW de generación emergente terrestre, los cuales cuentan con un presupuesto aproximado de contratación de USD 142 millones para el año 2025.

ELECAUSTRO se encuentra actualmente en proceso de contratación del alquiler de estos 260 MW delegados y está elaborando un informe con la propuesta para su incorporación al Sistema Eléctrico Nacional. Dicho informe será remitido próximamente al Ministerio de Energía y Minas, a fin de que se autorice y disponga a la ARCONEL la expedición de las reformas normativas que extiendan a ELECAUSTRO la normativa de carácter excepcional para la generación termoeléctrica temporal, incluyendo estos 260 MW adicionales.”.

- Con Oficio Nro. MEM-MEM-2024-1447-OF, de 24 de diciembre de 2024, la señora Ministra de Energía y Minas encargada, amplió y se ratificó en las delegaciones contenidas en los oficios Nro. MEM-MEM-2024-1372-OF y Nro. MEM-VEER-2024-0372-OF, conforme el siguiente detalle:

“1. Se delega a la empresa ELECAUSTRO S.A., debido a que posee la competencia como agente generador del sector eléctrico ecuatoriano, para que realice las acciones necesarias dentro del marco jurídico y normativo, con el fin de incorporar hasta 260 MW, mediante el alquiler de

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

generación termoeléctrica terrestre, por un período de 18 meses, en el lugar que se determinen las facilidades técnicas de conexión y conforme los informes técnicos respectivos.”

- Conforme se dispone en la **RESOLUCIÓN 03-01-2025** del Comité de Coordinación para la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano (COCSE) de 21 de enero de 2025, se extrae lo siguiente:

Tabla 6. Expansión Generación PBO ene25-dic26

Nombre	Fecha	Tipo	Potencia (MW)
ALLURIQUIN U1	22-ene-25	Hidroeléctrico	68
ALLURIQUIN U2	24-ene-25	Hidroeléctrico	68
ALLURIQUIN U3	25-ene-25	Hidroeléctrico	68
B1_ESCLUSAS Murat	3-feb-25	Termoeléctrico HFO	100
ESCLUSAS Elecaustro	25-feb-25	Termoeléctrico HFO	120
EL DESCANSO II Elecaustro	28-feb-25	Termoeléctrico diésel	20
Vesubio Elecaustro	31-mar-25	Termoeléctrico gas natural	14
B1_ESMERALDAS	31-mar-25	Termoeléctrico HFO	91
B1_SALITRAL	5-abr-25	Termoeléctrico HFO	100
B1_QUEVEDO	5-abr-25	Termoeléctrico HFO	50
B2 PASCUALES	30-abr-25	Termoeléctrico diésel	260

Fuente: ACTA No. COCSE 01 – 2025

Elaborado: Operador Nacional de Electricidad – CENACE

“(…) En el análisis estocástico periodo 2025-2026, se observa que existen señales de déficit durante el periodo entre enero y mayo 2025; así como entre nov y dic 2026, por lo que se requiere ingreso de nueva generación adicional a la planificada. (...) Con base a lo cual determinó que para el estiaje septiembre 2025 a marzo 2026, el sistema requiere, adicional a lo señalado en las tablas precedentes, la incorporación de 430 MW de generación de energía firme con un factor de planta de 0.85 para cumplir con el criterio de mantener reservas del 10% con el 90% de probabilidad de excedencia en una operación autónoma.”

Conforme la documentación previamente detallada se ha incluido dentro del costo de generación, un monto de 142 MMUSD correspondiente al presupuesto aproximado de contratación indicado por ELECAUSTRO. Una vez concluido el proceso de contratación, se cuente con la actualización de la Resolución Nro. ARCONEL-029/2024; así como, la habilitación de la nueva central, se procederá con la determinación de los cargos fijos y variables correspondientes, de acuerdo con la información que remita ELECAUSTRO para su efecto.

Con las consideraciones resumidas en los párrafos anteriores de este apartado, el detalle de los rubros de la Anualidad de Costos Fijos, por Empresa de Generación, se resume en la Tabla 7.

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 **867,17 MMUSD**, es decir, se incluye un monto de 120,99 MMUSD como resultado la reforma que se describe en el presente informe. Es importante indicar que, el pago de la anualidad de costos fijos aprobada, incluida los valores de los contratos de arrendamiento de CELEC EP y de ELECAUSTRO S.A., se encuentra sujeta a la disponibilidad del generador, conforme a lo establecido en la Regulación Nro. ARCERNR-001/2023.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Tabla 7. Anualidad de costos fijos por empresa generadora

EMPRESA	UNIDAD DE NEGOCIO	ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN (1)	MANTENIMIENTOS (2)	TOTAL CAO&M (3)=(1)+(2)	ANUALIDAD DE ACTIVOS EN SERVICIO (4)	COSTOS FIJOS (5)=(3)+(4)
CELEC EP	COCA CODO SINCLAIR	46,86	20,40	67,26	66,80	134,07
	ELECTROGUAYAS	110,80	33,04	143,85	13,74	157,59
	CELEC SUR	55,40	26,78	82,18	68,07	150,26
	GENSUR	7,48	4,37	11,85	11,15	23,00
	GUAYAQUIL	5,57	6,13	11,69	1,80	13,50
	HIDROAGOYÁN	15,20	14,47	29,67	20,13	49,80
	HIDROAZOGUES	1,78	0,19	1,98	1,12	3,10
	HIDRONACIÓN	12,19	2,92	15,11	5,56	20,67
	HIDROTOAPI	8,20	3,47	11,67	9,40	21,07
	TERMOESMERALDAS	19,04	22,35	41,39	5,95	47,33
	TERMOMANABI	16,50	14,13	30,63	8,75	39,38
	TERMOGAS MACHALA	9,98	20,32	30,30	6,08	36,38
	TERMOPICHINCHA	22,26	30,76	53,02	9,83	62,85
	SUBTOTAL - CELEC EP (1)	331,27	199,33	530,59	228,38	758,98
EMPRESAS DE GENERACIÓN	ELECAUSTRO	50,95	0,22	51,17	0,96	52,13
	EPA A MEJIA EP	0,36	0,21	0,58	0,09	0,67
	SERMAA EP	0,30	0,06	0,36	0,11	0,47
	SUBTOTAL - EG (2)	51,61	0,50	52,11	1,16	53,27
EMPRESAS ELÉCTRICAS	AMBATO	0,39	2,54	2,92	1,62	4,54
	COTOPAXI	1,27	0,70	1,97	1,41	3,38
	RIOBAMBA	1,22	0,82	2,04	0,52	2,56
	NORTE	0,51	0,32	0,82	0,44	1,26
	QUITO	11,95	3,52	15,47	12,14	27,61
	SUR	3,05	0,47	3,52	0,34	3,86
	GALÁPAGOS	4,25	7,37	11,62	0,10	11,72
	SUBTOTAL - EE (3)	22,63	15,73	38,36	16,57	54,93
TOTAL (4) = (1)+(2)+(3)		405,51	215,56	621,06	246,11	867,17

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

El resumen desagregado por empresa generadora se muestra en el Cuadro Nro. 1 del presente informe.

6.1.2 Componente Variable del Costo de Generación

En el caso de las unidades de generación, incluidas aquellas correspondientes a la generación térmica de emergencia delegadas a CELEC EP y ELECAUSTRO S.A., el componente variable se determina en función de la declaración de costos variables de cada generador, con base a la Regulación Nro. ARCERNR-004/2020 (Codificada), conforme lo dispuesto en el Anexo A “*Declaración de Costos Variables de Producción*”; así como, la información remitida por el CENACE.

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

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

6.1.3 Simulaciones Energéticas

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

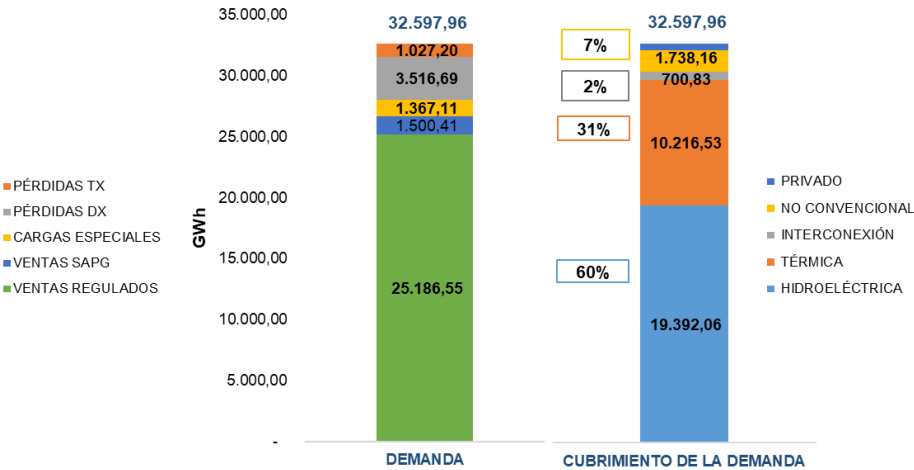
De esta simulación, se obtiene la proyección de la producción de cada central y unidad de generación, tanto de aquellas unidades existentes, como también de aquellas que se incorporen durante el período en análisis, a partir de las siguientes premisas:

A efectos de la reforma se solicitó al CENACE, se evalúan dos alternativas de hidrología: promedio (probabilidad de excedencia del 50% en hidráulico), y semi-seco (probabilidad de excedencia del 95%), por lo que se consideraron las siguientes hipótesis:

- La previsión de demanda de energía y potencia, confirmadas mediante oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0366-OF y la estimación de las pérdidas se realizan acorde con lo manifestado en el oficio ARCERNNR-ARCERNNR-2024-0425-OF.
- Para el plan de expansión de generación se utilizan la misma información de las hipótesis del Plan de Operación enero 2025 a diciembre 2026.
- Los costos variables de producción, corresponden a los declarados por los generadores, para el mes de enero de 2025, para precios locales de combustibles.
- El plan de expansión de transmisión, precios de combustibles, disponibilidad de gas natural, restricciones eléctricas y reservas de generación, capacidad de transferencia de las interconexiones con Colombia y Perú, generación obligada para mantener los criterios de calidad y seguridad, corresponden al Plan de Operación enero 2025 a diciembre 2026.
- La simulación del despacho del sistema eléctrico ecuatoriano es coordinado con el sistema colombiano; así como, la operación de la interconexión con el sistema peruano. 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.

Con base en lo antes indicado, la proyección de la demanda de energía eléctrica en bornes de generación para el año 2025 para el escenario hidrológico semi-seco, se ubicó en **32.597,96 GWh**, en la que se incluye: 1) el ingreso de cargas especiales que se conectarán al sistema de transmisión; y, 2) el crecimiento de la demanda de las empresas eléctricas de distribución y comercialización.

Gráfico 1: Balance de Electricidad.- Cubrimiento de la demanda de energía eléctrica por tecnología



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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Sobre la base de los escenarios planteados, del Gráfico 2 se observa que, para el escenario semi-seco, dentro del balance de electricidad efectuado, la producción de energía eléctrica de los generadores hidráulicos tanto públicos como privados, aportan en el abastecimiento de la demanda nacional con el 60%; mientras que la participación de los generadores térmicos aporta al abastecimiento con el 31% 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%.

6.1.4 Cálculo del Costo Medio de Generación

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

Tabla 8. Resultados del CMG para los escenarios hidrológicos planteados

Costo		Tipo	APROBADO	REFORMA	
			Resolución Nro. ARCONEL-017/2024	Promedio	Semi Seco
MMUSD					
Variable	Hidroeléctrica	54,84	57,77	51,58	
	Térmica	370,64	412,20	535,66	
	Interconexión	0,00	108,71	183,90	
	No convencional	105,81	106,93	104,00	
	Privado	19,76	21,80	22,88	
	Total Variable	551,05	707,39	898,02	
Fijo	Resolución Nro. ARCONEL-021/2024	113,00	35,53	35,53	
	Resolución Nro. ARCONEL-029/2024	0,00	154,47	154,47	
	Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0048-OF	0,00	142,00	142,00	
	Público	746,18	867,17	867,17	
	Privado	20,51	4,95	4,95	
	Total Fijo	879,69	1.204,13	1.204,13	
Otros	Otros Operación	4,68	4,68	4,68	
	Total Otros	4,68	4,68	4,68	
Costo Total (MMUSD)		1.435,43	1.916,21	2.106,83	
Producción (GWh)		32.480,75	32.684,29	32.597,96	
Costo Unitario (cUSD/kWh)		4,42	5,86	6,46	

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

Como se puede evidenciar, para efectos del presente análisis se ha considerado que, el costo total de generación, para el período enero - diciembre 2025 del escenario hidrológico semi-seco, se ubica en **2.106,83 MMUSD**, mismo que referido en la energía producida, se obtiene un valor de CMG en el orden de los **6,46 cUSD/kWh**. El detalle de este costo se muestra en el Cuadro Nro. 2 del presente Informe, así como, los costos fijos y variables de la Empresa Eléctrica Galápagos, considerada como un sistema insular, se presentan en el Cuadro Nro. 26 del presente Informe.

En este contexto, la reforma en el costo total de generación asciende a **671,41 MMUSD**, equivalente a un incremento del 46%, que representa una variación de **2,04 cUSD/kWh**, mismo que se origina, principalmente, por la inclusión de la importación de energía, incremento de la generación térmica e

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

inclusión de los valores de los contratos de arrendamiento y compra de CELEC EP y de ELECAUSTRO S.A.

6.2 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

Los valores de los costos de administración, operación y mantenimiento y de la anualidad del activo en servicio de la transmisión se mantienen y corresponden a los expuestos en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-043 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-017/2024, cuyo resumen se muestra en la Tabla 9 y en el Cuadro Nro. 3 del presente Informe.

Tabla 9. Costos totales de la componente de transmisión

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

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

6.3 Costo de Distribución y Comercialización

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

6.3.1 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.

Los valores de los costos de administración, operación y mantenimiento, costo de comercialización, de la anualidad del activo en servicio y costos de expansión de la distribución y comercialización se mantienen y corresponden a los expuestos en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-043 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-017/2024.

El resultado de este proceso por distribuidora se muestra en la Tabla 10, en cuyo detalle se presentan los valores asignados por cada uno de los conceptos para las empresas eléctricas de distribución. Así mismo, el detalle de los valores de los costos de CAOM&C, Anualidad del Activo en Servicio, Expansión; y, Total, por etapa funcional, de cada distribuidora se presenta en los CUADROS Nros. 4, 5, 6 y 7; respectivamente.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Tabla 10. Anualidad de costos de la distribución y comercialización

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

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

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

El balance de electricidad se mantiene conforme lo detallado en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-043 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-017/2024, siendo preciso señalar que, se realizó un ajuste puntual y específico en la demanda de potencia en el nivel de Alto Voltaje Grupo 2 (AV2), de la CNEL EP Unidad de Negocio Milagro, producto del análisis de los costos medios de toda la cadena del servicio público de energía eléctrica.

Los resultados de los balances de electricidad por distribuidora se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Balance de electricidad por distribuidora

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD TOTAL*	VENTAS**	GC/CPA	PÉRDIDAS TOTALES***	
		GWh				%
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	824,10	762,00	2,68	59,42	7,21%
	AZOGUES	106,53	74,27	25,23	7,02	6,59%
	CENTRO SUR	1.400,64	1.238,39	52,17	110,08	7,86%
	COTOPAXI	656,26	524,59	76,15	55,52	8,46%
	NORTE	787,28	707,20	10,05	70,02	8,89%
	QUITO	4.974,19	4.106,09	527,96	340,14	6,84%
	RIOBAMBA	476,96	368,80	68,78	39,38	8,26%
	SUR	463,18	404,10	1,20	57,88	12,50%
	GALÁPAGOS	96,69	92,25	0,00	4,44	4,59%
	SUBTOTAL - EE	9.785,82	8.277,68	764,24	743,90	7,60%
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	115,85	104,01	0,00	11,84	10,22%
	UN - EL ORO	2.024,51	1.730,76	22,11	271,63	13,42%
	UN - ESMERALDAS	863,46	685,46	2,55	175,44	20,32%
	UN - GUAYAQUIL	7.985,49	6.623,23	456,94	905,33	11,34%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	3.976,08	3.066,39	442,79	466,90	11,74%
	UN - LOS RÍOS	709,80	585,14	15,58	109,09	15,37%
	UN - MANABÍ	2.740,53	2.178,41	82,98	479,15	17,48%
	UN - MILAGRO	1.692,59	1.455,86	68,69	168,03	9,93%
	UN - SANTA ELENA	739,23	630,35	1,91	106,97	14,47%
	UN - SANTO DOMINGO	1.017,11	892,03	16,28	108,80	10,70%
	UN - SUCUMBÍOS	524,67	457,64	0,72	66,31	12,64%
	SUBTOTAL - CNEL	22.389,32	18.409,29	1.110,56	2.869,47	12,82%
NACIONAL	TOTAL	32.175,14	26.686,97	1.874,80	3.613,37	11,23%

(*) Dentro de la Disponibilidad Total no se considera las cargas conectadas al transmisor: **1.367,11 GWh**

(**) Considera ventas en Alumbrado Público

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

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

6.3.3 Costos Agregados de Distribución

Con base a la información técnica de energía y potencia, remitida por las distribuidoras y revisada por la Agencia, se desprenden los siguientes cuadros:

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

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

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).

6.3.4 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. ARCERNNR-001/23.

6.3.5 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.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

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.

6.3.6 Costo de Comercialización (USD/Consumidor)

El costo de comercialización debe cubrir los costos fijos de atención a los usuarios finales y es independiente del consumo, que se relacionan con las instalaciones que están destinadas directamente al usuario como: acometidas, medidores y costos de facturación (lectura, procesamiento, validación, emisión de factura y proceso de cobranza), que se relacionan con el número de consumidores, y conforme el crecimiento de la demanda se proyecta contar con 5,95 millones de usuarios para el 2025.

Los valores de los costos de comercialización se mantienen y corresponden a los expuestos en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-043 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-017/2024, los resultados se muestran en el Cuadro Nro. 20.

6.3.7 Costo Total del Servicio por Nivel de Voltaje

Con base en los costos acumulados de potencia y energía, cuadros Nros. 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 Nros. 16 y 18, con las ventas de potencia y energía, respetivamente. Los resultados se muestran en el Cuadro Nro. 21 - A.

Con el fin de que el Servicio Público de Energía Eléctrica, considere todos los costos de distribución, se realiza una redistribución del uso de la infraestructura del Servicio de Alumbrado Público General, de los ingresos de potencia de dicho servicio, cuyos resultados se muestran en el Cuadro Nro. 21 - B.

6.3.8 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 11,922 ¢USD/kWh para el escenario hidrológico semi-seco.

Tabla 12. Costo Medio del SPEE por componente y escenario hidrológico

	APROBADO	REFORMA	
	RESOLUCIÓN ARCONEL-017/2024	PROMEDIO	SEMI-SECO
	¢USD/kWh		
GENERACIÓN	4,419	5,863	6,463
TRANSMISIÓN	0,594	0,688	0,688
DISTRIBUCIÓN	4,522	4,771	4,771
COSTO DEL SERVICIO	9,535	11,322	11,922

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

En la Tabla 12, se detallan los resultados del costo medio nacional para cada una de las componentes del servicio, de los escenarios hidrológicos planteados, como se puede observar, la variación para los escenarios promedio y semi-seco se encuentran en el orden de 1,787 ¢USD/kWh y 2,387 ¢USD/kWh, que representa el 19% y 25%, respectivamente, en relación al valor aprobado.

6.3.9 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.

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

Conforme la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (codificada), se considera un mecanismo para la liquidación del costo de generación y transmisión eléctrica, cuyo objetivo es permitir la gestión de los ingresos de las empresas distribuidoras para el cubrimiento de los costos del servicio eléctrico, resultantes de la aplicación de la tarifa única a nivel nacional. El mismo que para efectos de este informe, se extiende su aplicación en el año 2025, cuyos resultados se presentan en el Cuadro Nro. 24.

6.3.11 Determinación del Resultado Tarifario

Conforme lo dispuesto en el artículo 59 de la LOSPEE y la Regulación Nro. ARCONEL-004/24 (codificada), en su disposición general décima 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 (...)”*.

- **Ingresos: Ajuste facturación del SPEE**

La facturación del SPEE se actualiza conforme la Resolución Nro. ARCONEL-022/2024 de 29 de noviembre de 2024, mediante la cual, el Directorio de esta Agencia aprobó y expidió el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2025, disponiéndose mantener la estructura y nivel tarifario de la Categoría Residencial y de la Categoría General aprobadas para el año 2024 mediante Resolución Nro. ARCONEL 014/2024, donde se aprobó la modificación del nivel tarifario de la Tarifa Industrial Grupo AV2.

La facturación del SPEE se actualiza conforme la Resolución Nro. ARCONEL-022/2024 de 29 de noviembre de 2024, mediante la cual, el Directorio de esta Agencia aprobó y expidió el Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica para el año 2025, disponiéndose mantener la estructura y nivel tarifario de la Categoría Residencial y de la Categoría General aprobadas para el año 2024 mediante Resolución Nro. ARCONEL 014/2024, donde se aprobó la modificación del nivel tarifario de la Tarifa Industrial Grupo AV2.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Tabla 13. Facturación del SPEE año 2025

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	Resolución Nro. ARCONEL- 017/2024	REFORMA	VARIACIÓN	
		MMUSD		MMUSD	%
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	66,63	66,63	-	0%
	AZOGUES	6,44	6,44	-	0%
	CENTRO SUR	114,56	114,56	-	0%
	COTOPAXI	47,31	47,31	-	0%
	NORTE	62,96	62,96	-	0%
	QUITO	371,95	371,95	-	0%
	RIOBAMBA	33,52	33,52	-	0%
	SUR	91,83	107,99	16,16	18%
	GALÁPAGOS	9,38	9,38	-	0%
	SUB TOTAL - EE (1)	804,58	820,73	16,16	2%
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	9,72	9,72	-	0%
	UN - EL ORO	160,15	160,15	-	0%
	UN - ESMERALDAS	62,95	62,95	-	0%
	UN - GUAYAQUIL	604,95	604,95	-	0%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	293,69	293,69	-	0%
	UN - LOS RÍOS	55,42	55,42	-	0%
	UN - MANABÍ	196,88	196,88	-	0%
	UN - MILAGRO	136,51	138,97	2,46	2%
	UN - SANTA ELENA	57,82	57,82	-	0%
	UN - SANTO DOMINGO	82,77	82,77	-	0%
	UN - SUCUMBÍOS	69,65	78,63	8,98	13%
	SUB TOTAL - CNEL (2)	1.730,52	1.741,96	11,44	1%
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	2.535,10	2.562,69	27,60	1%

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

En este contexto, en la siguiente tabla, se detalla la actualización de la facturación del SPEE, donde se observa una variación del 1% respecto a los valores considerados en la Resolución Nro. ARCONEL-017/2024, que equivale a **27,60 MMUSD**.

Tabla 14. Diferencial Tarifario año 2025

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DÉFICIT TARIFARIO
		USD
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	33.845.817,42
	AZOGUES	4.022.960,57
	CENTRO SUR	51.983.727,87
	COTOPAXI	15.953.391,34
	NORTE	17.920.634,39
	QUITO	113.649.379,59
	RIOBAMBA	17.211.482,71
	SUR	12.075.330,89
	GALÁPAGOS	-
	E.E.	266.662.724,77
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	18.727.152,04
	UN - EL ORO	25.982.433,75
	UN - ESMERALDAS	29.182.416,84
	UN - GUAYAQUIL	58.639.373,76
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	46.892.879,59
	UN - LOS RÍOS	17.287.660,04
	UN - MANABÍ	57.510.541,88
	UN - MILAGRO	22.991.289,92
	UN - SANTA ELENA	17.511.914,74
	UN - SANTO DOMINGO	32.463.211,21
	UN - SUCUMBÍOS	9.257.688,90
	SUBTOTAL - CNEL (2)	336.446.562,66
NACIONAL	TOTAL	603.109.287,44

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

En este sentido, y con base a los resultados obtenidos para el costo del servicio eléctrico descritos en el apartado 6.3.9 de este informe, se determina un monto estimado de **603,11 MMUSD** por concepto de déficit tarifario para el año 2025, cuyo detalle se presenta en el Cuadro Nro. 25.

7. REFORMA DEL COSTO DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL

La modificación del costo de generación del SPEE descrito en el literal 6 de este informe, incide en el costo de la energía del SAPG, que para el año 2025, el cual asciende a **126,65 MMUSD**, con un crecimiento de **40,34 MMUSD** comparado con el valor aprobado con Resolución Nro. ARCONEL - 018/2024,

Tabla 15. Costo de la energía del SAPG

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	Resolución Nro. ARCONEL-018-2024	Reforma	VARIACIÓN (MMUSD)
		COSTO ENERGÍA (MMUSD)	COSTO ENERGÍA (MMUSD)	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATÓ	5.899.439,25	8.657.223,63	2.757.784,38
	AZOGUES	805.270,28	1.181.706,36	376.436,08
	CENTRO SUR	7.936.995,93	11.647.267,77	3.710.271,85
	COTOPAXI	2.383.222,93	3.497.297,45	1.114.074,52
	NORTE	4.745.401,76	6.963.713,42	2.218.311,65
	QUITO	11.786.474,89	17.296.245,39	5.509.770,49
	RIOBAMBA	2.680.884,21	3.934.105,11	1.253.220,90
	SUR	2.678.816,04	3.931.070,14	1.252.254,10
	GALÁPAGOS	-	-	-
	SUB TOTAL - EE (1)	38.916.505,30	57.108.629,28	18.192.123,99
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	955.555,29	1.402.244,43	446.689,14
	UN - EL ORO	5.552.533,41	8.148.151,28	2.595.617,86
	UN - ESMERALDAS	2.625.823,68	3.853.305,69	1.227.482,01
	UN - GUAYAQUIL	10.683.575,87	15.677.779,12	4.994.203,24
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	5.860.615,89	8.600.251,68	2.739.635,79
	UN - LOS RÍOS	2.110.539,91	3.097.144,52	986.604,61
	UN - MANABÍ	8.281.605,64	12.152.970,65	3.871.365,00
	UN - MILAGRO	2.597.858,78	3.812.268,16	1.214.409,38
	UN - SANTA ELENA	2.315.243,86	3.397.540,52	1.082.296,65
	UN - SANTO DOMINGO	4.269.657,78	6.265.575,52	1.995.917,75
	UN - SUCUMBÍOS	2.134.255,13	3.131.945,79	997.690,66
	SUB TOTAL - CNEL (2)	47.387.265,25	69.539.177,35	22.151.912,10
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	86.303.770,54	126.647.806,63	40.344.036,09

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

Los valores de los costos de administración, operación y mantenimiento, de la anualidad del activo en servicio y costos de expansión se mantienen y corresponden a los expuestos en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-044 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-018/2024. Como consecuencia, la Tabla 16, detalla el costo del SAPG reformado que asciende a **209,92 MMUSD**.

Los valores de la facturación del SAPG se mantienen y corresponden a los expuestos en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-044 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-018/2024. El Costo reformado comparado con los valores de facturación para el año 2025, muestran un diferencial tarifario de **31,57 MMUSD**, conforme se muestra en la Tabla 17.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

Tabla 16. Costo del SAPG reformado

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	COSTOS REFORMADOS (MMUSD)		
		ENERGÍA	PROPIO	TOTAL
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	8.657.223,63	4.868.340,17	13.525.563,81
	AZOGUES	1.181.706,36	884.337,33	2.066.043,70
	CENTRO SUR	11.647.267,77	7.317.300,00	18.964.567,77
	COTOPAXI	3.497.297,45	2.400.177,06	5.897.474,51
	NORTE	6.963.713,42	3.941.643,69	10.905.357,11
	QUITO	17.296.245,39	15.494.416,21	32.790.661,60
	RIOBAMBA	3.934.105,11	2.080.342,19	6.014.447,30
	SUR	3.931.070,14	3.761.009,09	7.692.079,23
	GALÁPAGOS	-	360.553,43	360.553,43
	SUB TOTAL - EE (1)	57.108.629,28	41.108.119,17	98.216.748,45
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	1.402.244,43	1.539.075,37	2.941.319,81
	UN - EL ORO	8.148.151,28	4.157.180,43	12.305.331,71
	UN - ESMERALDAS	3.853.305,69	3.343.691,05	7.196.996,74
	UN - GUAYAQUIL	15.677.779,12	6.745.038,26	22.422.817,38
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	8.600.251,68	6.365.793,81	14.966.045,49
	UN - LOS RÍOS	3.097.144,52	927.310,28	4.024.454,81
	UN - MANABÍ	12.152.970,65	6.712.586,09	18.865.556,74
	UN - MILAGRO	3.812.268,16	3.190.121,34	7.002.389,50
	UN - SANTA ELENA	3.397.540,52	2.893.431,92	6.290.972,44
	UN - SANTO DOMINGO	6.265.575,52	4.754.740,64	11.020.316,17
	UN - SUCUMBÍOS	3.131.945,79	1.533.190,38	4.665.136,17
	SUB TOTAL - CNEL (2)	69.539.177,35	42.162.159,59	111.701.336,94
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	126.647.806,63	83.270.278,76	209.918.085,39

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

Tabla 17. Diferencial Tarifario del SAPG

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	Reforma	FACTURACIÓN (MMUSD)	VARIACIÓN (MMUSD)
		COSTO TOTAL (MMUSD)		
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	13.525.563,81	8.798.934,67	(4.726.629,14)
	AZOGUES	2.066.043,70	1.080.995,56	(985.048,13)
	CENTRO SUR	18.964.567,77	11.384.885,78	(7.579.681,99)
	COTOPAXI	5.897.474,51	4.256.664,42	(1.640.810,09)
	NORTE	10.905.357,11	9.681.491,41	(1.223.865,70)
	QUITO	32.790.661,60	21.629.586,85	(11.161.074,74)
	RIOBAMBA	6.014.447,30	3.864.577,67	(2.149.869,63)
	SUR	7.692.079,23	5.893.661,42	(1.798.417,81)
	GALÁPAGOS	360.553,43	701.017,87	340.464,44
	SUB TOTAL - EE (1)	98.216.748,45	67.291.815,66	(30.924.932,79)
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	2.941.319,81	1.587.794,00	(1.353.525,81)
	UN - EL ORO	12.305.331,71	13.147.902,66	842.570,95
	UN - ESMERALDAS	7.196.996,74	4.689.225,00	(2.507.771,74)
	UN - GUAYAQUIL	22.422.817,38	20.813.699,46	(1.609.117,92)
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	14.966.045,49	24.356.573,36	9.390.527,87
	UN - LOS RÍOS	4.024.454,81	3.830.780,22	(193.674,59)
	UN - MANABÍ	18.865.556,74	12.387.757,54	(6.477.799,20)
	UN - MILAGRO	7.002.389,50	6.490.727,60	(511.661,90)
	UN - SANTA ELENA	6.290.972,44	9.424.112,37	3.133.139,93
	UN - SANTO DOMINGO	11.020.316,17	10.487.035,36	(533.280,81)
	UN - SUCUMBÍOS	4.665.136,17	3.839.563,86	(825.572,30)
	SUB TOTAL - CNEL (2)	111.701.336,94	111.055.171,43	(646.165,52)
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	209.918.085,39	178.346.987,09	(31.571.098,31)

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

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones

- ❖ Los costos para la actividad de la generación con la reforma descrita, se ubican en el orden de los **2.106,83 MMUSD**, considerando el escenario hidrológico semi-seco, monto que comprende una anualidad de costo fijo para los generadores públicos determinada en el valor de los **867,17 MMUSD**. Con base a los costos y a la demanda de energía eléctrica en bornes de generación de **32.597,96 GWh-año**, se establece un Costo Medio de Generación reformado de **6,46 ¢USD/kWh**.
- ❖ Los costos para la actividad de la transmisión corresponden a los expuestos en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-043 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-017/2024, que se ubican en el orden de los **149,43 MMUSD**, que corresponde a la anualidad de costo fijo para la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC CELEC EP. Con base a este costo y a la demanda de potencia en punto de entrega, **5.482,74 MW**, se establece un Costo de Transmisión de **2,27 USD/kW-mes**; en tanto que, referida a la energía transportada para el escenario semi-seco, equivale a un costo medio anual incluido pérdidas de **0,69 ¢USD/kWh**.
- ❖ Los costos para la actividad de la distribución y comercialización corresponden a los expuestos en el Informe Nro. INF-DTRET-2024-043 aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-017/2024, que se ubican en el orden de **1.054,59 MMUSD**, que comprende los componentes de rubros de Administración, Operación, Mantenimiento, Comercialización, Anualidad del Activo en Servicio y Expansión para las empresas eléctricas de distribución y comercialización. Con base a estos costos y a la proyección de ventas de energía eléctrica, se establece un Costo Medio de Distribución, considerando el escenario semi-seco, en el orden de los **4,77 ¢USD/kWh**.
- ❖ Concomitante con lo expuesto, conforme la reforma a los costos, principalmente en la etapa de generación, el Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica a nivel nacional, para el escenario semi-seco, asciende a los **3.165,80 MMUSD**, equivalente a un costo medio a nivel nacional de **11,92 ¢USD/kWh**.
- ❖ La facturación estimada del Servicio Público de Energía Eléctrica, en aplicación del Pliego Tarifario aprobado con Resolución Nro. ARCONEL-022/2024, se ubicaría en el orden de los **2.562,69 MMUSD**, equivalente a un precio medio aplicado a nivel nacional de **9,65 ¢USD/kWh**. Determinándose un diferencial tarifario, resultante de la reforma del año 2025, que asciende a **603,11 MMUSD**.
- ❖ El Costo del Servicio de Alumbrado Público General, conforme la reforma a los costos, asciende a **209,92 MMUSD**, correspondiente a costo de energía en el orden de los **126,65 MMUSD** y costo propio del SAPG en el orden de los **83,27 MM USD**; la facturación del SAPG es de **178,35 MMUSD**, como resultado se obtiene un diferencial tarifario en el orden de los **31,57 MM USD**.
- ❖ La gestión de los recursos asignados de las componentes administración, operación, mantenimiento, comercialización, anualidad del activo en servicio y expansión en las actividades de generación, transmisión y distribución, según corresponda, es responsabilidad de las Empresas Eléctricas, y responderá a las prioridades de atención y prestación del servicio público de energía eléctrica a los consumidores. El control de la asignación y ejecución de los recursos, corresponde a la ARCONEL.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

8.2 Recomendaciones

A la Coordinación Nacional de Regulación Eléctrica:

- ❖ En razón de los acontecimientos de conocimiento general relacionados con la Emergencia en el Sector Eléctrico, se recomienda se consideren los resultados obtenidos para el escenario hidrológico semi-seco.
- ❖ Instruir a la Dirección Técnica de Regulación, complementar y/o ajustar el mecanismo comercial para la liquidación comercial del cargo fijo mensualizado aplicable a los generadores termoeléctricos habilitados por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y contratados por CELEC EP y ELECAUSTRO S.A., considerando lo incorporado en los contratos de arrendamiento suscritos y lo dispuesto en las Resoluciones Nro. ARCONEL-021/2024 y Nro. ARCONEL 029/2024.
- ❖ Solicitar a la Coordinación General Jurídica Institucional para que emita el respectivo pronunciamiento legal observando el cumplimiento de todas las disposiciones de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y de su reglamento general; así como, el marco y regulatorio vigente, sobre la base del presente Informe Técnico y los Proyectos de Resolución.

Al Ministerio de Energía y Minas:

- ❖ Efectuar la gestión, de así considerarlo pertinente, ante el Ministerio de Economía y Finanzas conforme el artículo 59 de la LOSPEE, concomitante con el Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2025-0002-AM, para que se emita el dictamen favorable para la asignación de los recursos económicos determinados como resultado tarifario para el reconocimiento oportuno a las empresas eléctricas de distribución, en base de los reportes que la Agencia remita a dicha Cartera de Estado.

9. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD

	Responsable	Firma
Aprobado por:	Mgs. Ángel Echeverría Coordinador Nacional de Regulación Eléctrica	
Revisado por:	Mgs. Luis Miguel Salazar Director Técnico de Regulación Económica y Tarifas	
Elaborado por DTRET:	Econ. Claudia Moya Analista de Regulación Económica	
	Dra. Verónica Marcillo Especialista Regulación Económica	

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

	Econ. Nicole Almeida Analista de Regulación Económica	
	Ing. Geovanny Bonifaz Profesional	
	Mgs. Santiago Espinosa Profesional	
	Ing. Jefferson Jiménez Analista de Regulación Económica	
	Ing. Gabriel Salazar Analista de Regulación Económica	

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

10. CUADROS

Agencia de Regulación y Control de Electricidad	REFORMA DEL ANÁLISIS DEL COSTO DEL SPEE Y DEL SAPG. PERÍODO: ENERO – DICIEMBRE 2025. Informe N°. INF-DTRET-2025-006	Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.01
		Versión: 03

11. ANEXOS



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
COSTO DE GENERACIÓN

COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN								
EMPRESA GENERADORA	UNIDAD DE NEGOCIO / GENERADORA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA EFECTIVA	COSTOS DE AO&M	ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	TOTAL	TOTAL MENSUAL
				MW				
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC EP	COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR	P	1500	46.045.906,82	59.563.512,42	105.609.419,23	8.800.784,94
		MANDURIACU	P	65	21.218.223,11	7.237.786,93	28.456.010,04	2.371.334,17
	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	G	96	6.816.846,37	1.431.219,62	8.248.065,99	687.338,83
		GONZALO ZEVALLOS.	V	140	13.523.531,49	3.718.377,54	17.241.909,03	1.436.825,75
		GONZALO ZEVALLOS	G	22	5.069.044,97	585.152,40	5.654.197,37	471.183,11
		SANTA ELENA II	MCI	72	10.219.973,12	3.121.637,57	13.341.610,68	1.111.800,89
		SANTA ELENA III	MCI	36	6.264.204,32	1.702.456,57	7.966.660,88	663.888,41
		TRINITARIA	V	134	24.478.745,17	3.184.217,05	27.662.962,22	2.305.246,85
		GENERADOR TÉRMICO FLOTANTE ESCLUSAS (*)	MCI	100	77.473.788,34	-	77.473.788,34	6.456.149,03
	HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	P	154	14.719.360,81	6.093.593,86	20.812.954,67	1.734.412,89
		PUCARÁ	E	71	3.663.949,30	4.370.066,53	8.034.015,83	669.501,32
		SAN FRANCISCO	P	212	11.285.082,34	9.671.262,40	20.956.344,74	1.746.362,06
	HIDROAZOGUES	ALAZÁN	P	3	1.978.364,66	1.119.186,44	3.097.551,10	258.129,26
	HIDRONACIÓN	MARCEL LANIADO	E	213	15.108.850,84	5.558.031,54	20.666.882,38	1.722.240,20
	CELEC SUR	MAZAR	E	170	12.962.716,72	11.199.527,84	24.162.244,56	2.013.520,38
		MOLINO	E	1100	37.171.644,74	20.450.590,91	57.622.235,64	4.801.852,97
		SOPLADORA	P	487	17.146.288,51	20.570.487,48	37.716.775,98	3.143.064,67
		MINAS SAN FRANCISCO	P	270	14.901.955,34	15.853.066,68	30.755.022,02	2.562.918,50
	HIDROTOAPI	SARAPULLO	P	49	4.373.380,08	8.753.441,48	13.126.821,56	1.093.901,80
		ALLURIQUIN	P	204	7.243.996,54	640.846,26	7.884.842,80	657.070,23
	GENSUR	MINI CENTRAL (**)	P	1	49.596,43	4.387,59	53.984,02	4.498,67
		DELSITANISAGUA	P	180	11.849.770,77	11.146.373,88	22.996.144,64	1.916.345,39
	GUAYAQUIL	ALVARO TINAJERO	G	71	6.346.576,99	838.580,76	7.185.157,75	598.763,15
		ANIBAL SANTOS.	V	32	1.484.551,06	227.933,60	1.712.484,66	142.707,05
		ANIBAL SANTOS	G	103	3.860.587,02	737.009,28	4.597.596,31	383.133,03
	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	V	128	20.805.945,38	2.029.930,18	22.835.875,57	1.902.989,63
		ESMERALDAS II	MCI	84	14.410.126,09	3.719.364,58	18.129.490,67	1.510.790,89
		PROPICIA	MCI	6	6.169.608,03	198.929,31	6.368.537,34	530.711,45
	TERMOMANABI	JARAMIJÓ	MCI	129	17.797.203,30	5.838.046,83	23.635.250,13	1.969.604,18
		MANTA II	MCI	19	4.958.452,53	888.388,80	5.846.841,32	487.236,78
		MIRAFLORES	MCI	23	2.844.099,02	1.030.263,94	3.874.362,96	322.863,58
		MIRAFLORES.	G	21	4.674.543,28	959.559,56	5.634.102,84	469.508,57
	TERMOGAS MACHALA	PEDERNALES	MCI	4	354.869,53	33.028,43	387.897,96	32.324,83
		TERMOGAS MACHALA I	G	132	17.485.162,60	2.497.585,60	19.982.748,19	1.665.229,02
		TERMOGAS MACHALA II	G	106	12.811.980,91	3.582.787,88	16.394.768,79	1.366.230,73
	TERMOPICHINCHA	CELSO CASTELLANOS	MCI	8	761.509,46	5.288,03	766.797,49	63.899,79
		DAYUMA	MCI	2	701.243,55	21.773,55	723.017,09	60.251,42
		PAYAMINO	MCI	2	331.762,37	2.412,13	334.174,50	27.847,87
		GUANGOPOLO.	MCI	24	5.253.741,03	890.619,90	6.144.360,94	512.030,08
		GUANGOPOLO II	MCI	48	4.067.359,19	2.319.512,43	6.386.871,62	532.239,30
		JIVINO I	MCI	6	2.635.033,87	-	2.635.033,87	219.586,16
		JIVINO II	MCI	10	3.660.688,95	37.270,05	3.697.958,99	308.163,25
		JIVINO III	MCI	42	7.881.652,10	3.451.441,07	11.333.093,17	944.424,43
		MACAS	MCI	1	208.504,51	66.291,68	274.796,19	22.899,68
		PUNA	MCI	3	2.122.721,75	58.298,42	2.181.020,16	181.751,68
		QUEVEDO	MCI	86	17.263.900,17	1.966.827,16	19.230.727,33	1.602.560,61
		SANTA ROSA	G	50	6.680.679,46	900.486,11	7.581.165,57	631.763,80
		SISTEMAS MENORES	MCI	9	1.454.936,85	107.188,66	1.562.125,51	130.177,13
		SISTEMAS INSULARES	Varias	29	11.622.416,01	96.616,08	11.719.032,09	976.586,01
	ELECAUSTRO	EL DESCANSO	MCI	18	2.156.712,33	101.605,06	2.258.317,39	188.193,12
		SAUCAY	P	24	3.957.098,08	583.487,30	4.540.585,38	378.382,12
GENERADORAS - NO ESCINDIDAS	AMBATO	SAYMIRÍN III-IV	P	8	1.531.510,46	270.147,23	1.801.657,70	150.138,14
		GENERADOR TÉRMICO FLOTANTE ESCLUSAS 1 (***)	MCI	120	43.525.251,00	-	43.525.251,00	7.254.208,50
	COTOPAXI	LA PENÍNSULA	P	3	1.183.864,17	1.232.117,57	2.415.981,74	201.331,81
		LLIGUA	MCI	3	1.739.331,55	386.128,52	2.125.460,07	177.121,67
	RIOBAMBA	ANGAMARCA	P	0	76.237,43	66.044,49	142.281,92	11.856,83
		CATAZACON	P	1	271.298,05	210.616,93	481.914,98	40.159,58
		EL ESTADO	P	1	394.939,34	146.608,11	541.547,45	45.128,95
		ILLUCHI I	P	4	658.741,06	797.526,35	1.456.267,41	121.355,62
	NORTE	ILLUCHI II	P	5	565.573,77	192.411,41	757.985,18	63.165,43
		ALAO	P	10	1.239.563,43	336.214,09	1.575.777,52	131.314,79
		RIO BLANCO	P	3	414.112,87	138.797,10	552.909,98	46.075,83
		NIZAG	P	1	383.525,24	45.193,24	428.718,48	35.726,54
	QUITO	EL AMBI	P	8	450.859,83	146.678,28	597.538,11	49.794,84
		LA PLAYA	P	1	173.903,92	118.655,03	292.558,95	24.379,91
		SAN MIGUEL DE CAR	P	3	198.448,85	176.169,71	374.618,56	31.218,21
		LOS CHILLOS	P	2	468.955,09	521.155,61	990.110,70	82.509,23
	SUR	PASOCHOA	P	5	606.727,34	503.874,01	1.110.601,34	92.550,11
		GUALBERTO HERNÁNDEZ	MCI	32	6.773.102,01	3.805.691,77	10.578.793,78	881.566,15
		GUANGOPOLO	P	20	1.680.469,69	2.097.896,69	3.778.366,38	314.863,86
		CUMBAYÁ	P	40	2.410.188,57	3.494.429,91	5.904.618,48	492.051,54
	EPAA MEJIA EP	NAYÓN	P	29	3.530.153,56	1.713.277,37	5.243.430,93	436.952,58
		CARLOS MORA	P	2	696.882,99	32.464,54	729.347,53	60.778,96
	SERMAA EP	CATAMAYO	MCI	15	2.821.831,78	311.173,02	3.133.004,79	261.083,73
		LA CALERA	P	2	577.836,79	94.579,95	672.416,73	56.034,73
	TOTAL	INDUSTRIAL ALGODONERA ATUNTAQUI	P	1	360.016,48	108.421,95	468.438,43	39.036,54
					621.062.211,44	246.112.022,24	867.174.233,68	



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
COSTO DE GENERACIÓN

COSTO MEDIO DE GENERACIÓN	
COSTOS	USD
COMPONENTE DE ENERGÍA (COSTO VARIABLE)	898.019.815,60
<i>HIDROELÉCTRICA</i>	51.579.263,17
<i>TÉRMICA</i>	535.662.768,09
<i>INTERCONEXIÓN</i>	183.902.014,53
<i>NO CONVENCIONAL</i>	103.996.820,65
<i>PRIVADOS</i>	22.878.949,16
COSTOS FIJOS IMPUTABLES AL SERVICIO	1.204.129.629,54
<i>RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL-024/2024</i>	35.526.211,66
<i>RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL-029/2024</i>	154.474.749,00
<i>Oficio Nro. EEGA-GG-2025-0048-OF</i>	142.000.000,00
<i>GENERADORES PÚBLICOS</i>	867.174.233,68
<i>GENERADORES PRIVADOS</i>	4.954.435,20
OTROS COSTOS	4.684.923,44
<i>SEGURIDAD, REGULACIÓN Y OTROS</i>	4.684.923,44
COSTO TOTAL	2.106.834.368,58
ENERGÍA GENERADA (GWh)	32.597,96
COSTO MEDIO DE GENERACIÓN - USD¢/kWh	6,46



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
COSTO DE TRANSMISIÓN

CÁLCULO DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN

COSTOS	USD
ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	91.990.241,85
ANUALIDAD DEL ACTIVO EN SERVICIO	57.434.966,39
TOTAL	149.425.208,24
DATOS TÉCNICOS	
ENERGÍA ANUAL - GWh	31.570,76
POTENCIA ANUAL - MW	5.482,74
TARIFA MEDIA	
POTENCIA - USD/kW - Año	27,25
ENERGÍA - USD¢/kWh	0,4733
POTENCIA - USD/kW - Mes	2,27



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	1.256.597,45	5.636.286,91	2.359.675,27	4.519.396,97	16.492.119,56	11.819.883,53	8.340.499,96	50.424.459,65
	AZOGUES	233.337,50	533.220,56	2.518.978,95	412.994,66	421.830,27	703.340,47	1.080.692,70	5.904.395,11
	CENTRO SUR	2.584.502,65	8.831.015,94	22.496.630,87	10.014.398,02	16.553.794,84	13.315.881,41	8.595.693,00	82.391.916,73
	COTOPAXI	929.535,90	1.651.355,47	1.277.181,29	2.225.506,01	11.448.999,36	4.616.419,02	3.375.543,05	25.524.540,10
	NORTE	1.056.570,29	3.952.488,36	11.003.635,91	3.287.322,29	699.324,24	6.301.207,21	7.503.700,90	33.804.249,20
	QUITO	22.240.325,08	1.784.899,49	8.184.342,87	43.360.123,66	49.409.660,95	39.810.094,97	26.679.018,52	191.468.465,54
	RIOBAMBA	1.369.114,83	1.729.977,93	11.251.652,14	2.882.258,99	602.531,63	5.026.248,74	3.051.550,78	25.913.335,04
	SUR	4.245.242,13	4.621.894,37	11.468.681,79	2.922.844,32	632.496,10	6.253.502,29	6.338.719,30	36.483.380,30
	GALÁPAGOS	2.403.222,48	1.094.193,09	177.387,30	1.606.561,34	98.213,45	1.322.865,79	2.668.590,37	9.371.033,82
	SUBTOTAL - EE (1)	36.318.448,31	29.835.332,12	70.738.166,39	71.231.406,26	96.358.970,40	89.169.443,43	67.634.008,58	461.285.775,49
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	1.081.908,47	3.439.930,89	5.188.677,19	2.138.651,27	3.765.596,64	2.419.485,22	3.491.643,92	21.525.893,60
	UN - EL ORO	3.039.865,89	12.044.460,32	12.384.276,44	3.245.814,25	1.096.634,70	3.530.283,55	16.486.328,25	51.827.663,40
	UN - ESMERALDAS	3.392.813,70	6.860.320,22	6.765.714,70	2.952.866,42	3.624.681,73	5.042.439,84	5.068.709,50	33.707.546,11
	UN - GUAYAQUIL	5.784.587,55	18.317.571,23	25.213.573,87	15.090.575,36	9.202.215,07	56.562.864,23	12.299.081,54	142.470.468,85
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	10.574.573,33	14.062.868,12	10.800.050,91	13.734.529,20	10.774.124,38	12.869.685,47	27.473.286,69	100.289.118,10
	UN - LOS RÍOS	2.459.179,72	3.736.546,74	7.067.038,30	3.548.258,61	1.390.931,39	3.841.827,26	3.812.289,43	25.856.071,45
	UN - MANABÍ	16.899.301,60	2.803.824,33	12.854.014,38	9.972.060,95	3.606.375,41	19.408.384,12	13.027.835,56	78.571.796,35
	UN - MILAGRO	2.705.406,96	5.608.128,37	4.920.708,84	874.897,34	5.728.124,73	13.238.957,58	4.234.782,69	37.311.006,51
	UN - SANTA ELENA	2.559.620,42	3.940.421,30	3.726.110,85	2.718.165,59	3.373.852,91	5.706.897,07	4.554.845,34	26.579.913,48
	UN - SANTO DOMINGO	1.386.584,07	3.827.376,41	10.755.802,87	4.933.484,35	5.815.594,26	12.075.768,59	11.696.003,81	50.490.614,36
	UN - SUCUMBÍOS	1.504.584,75	3.535.337,44	3.912.545,13	3.108.861,35	5.117.975,75	2.210.153,78	5.287.747,39	24.677.205,59
	SUBTOTAL - CNEL (2)	51.388.426,46	78.176.785,37	103.588.513,48	62.318.164,69	53.496.106,97	136.906.746,71	107.432.554,12	593.307.297,80
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	87.706.874,77	108.012.117,49	174.326.679,87	133.549.570,95	149.855.077,37	226.076.190,14	175.066.562,70	1.054.593.073,29



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	143.907,46	-	143.907,46	143.249,99	141.085,50	139.113,07	107.146,95	104.862,22	76.378,85	28.483,37
	AZOGUES	22.288,27	-	22.288,27	21.876,85	14.799,82	14.659,63	11.783,64	11.464,31	7.669,47	3.794,84
	CENTRO SUR	222.599,45	-	222.599,45	220.541,93	206.880,86	203.552,16	128.001,50	124.552,10	87.938,07	36.614,03
	COTOPAXI	115.360,50	-	115.360,50	114.366,74	85.009,50	78.360,53	49.314,35	47.003,46	36.151,25	10.852,21
	NORTE	138.522,81	-	138.522,81	136.920,38	131.369,93	128.618,85	92.022,28	90.772,82	67.934,74	22.838,08
	QUITO	771.436,19	-	771.436,19	765.284,65	755.595,72	743.749,51	514.001,83	511.005,58	454.282,99	56.722,59
	RIOBAMBA	80.715,24	-	80.715,24	80.151,52	59.547,00	58.548,45	50.192,83	49.144,83	36.496,32	12.648,51
	SUR	180.773,70	99.274,13	81.499,56	79.848,56	79.014,62	77.238,57	65.515,99	64.409,81	51.750,43	12.659,38
	GALÁPAGOS	16.909,85	-	16.909,85	16.843,18	16.827,61	16.685,23	13.358,87	13.071,59	12.263,59	808,00
	SUB TOTAL - EE (1)	1.692.513,46	99.274,13	1.593.239,33	1.579.083,79	1.490.130,56	1.460.526,00	1.031.338,24	1.016.286,73	830.865,71	185.421,02
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	21.752,76	-	21.752,76	21.305,01	20.910,42	20.647,41	15.904,92	15.669,53	11.060,29	4.609,24
	UN - EL ORO	330.922,31	-	330.922,31	313.924,24	300.807,83	285.564,55	166.482,52	163.053,52	138.725,19	24.328,32
	UN - ESMERALDAS	180.571,63	-	180.571,63	177.860,14	131.343,62	123.522,43	83.608,90	80.140,26	67.513,76	12.626,50
	UN - GUAYAQUIL	1.356.544,45	-	1.356.544,45	1.346.766,67	1.118.541,70	1.087.352,83	761.786,29	710.549,78	662.530,26	48.019,52
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	618.131,26	-	618.131,26	606.317,79	421.587,03	416.058,02	297.629,82	285.092,53	258.520,81	26.571,72
	UN - LOS RÍOS	136.637,94	-	136.637,94	135.979,90	132.445,26	127.258,28	101.094,04	97.481,00	87.613,58	9.867,42
	UN - MANABÍ	431.783,62	-	431.783,62	428.836,60	394.689,35	386.134,80	259.609,64	248.015,15	211.012,60	37.002,55
	UN - MILAGRO	316.086,98	47.874,14	268.212,84	258.359,10	143.450,45	133.859,40	83.900,44	81.374,50	70.272,28	11.102,22
	UN - SANTA ELENA	108.097,23	-	108.097,23	105.958,94	96.195,41	94.756,56	61.843,58	61.758,82	51.088,43	10.670,39
	UN - SANTO DOMINGO	162.317,83	-	162.317,83	157.477,03	147.339,90	142.418,52	99.914,53	97.733,49	78.566,86	19.166,63
NACIONAL	UN - SUCUMBIÓS	144.292,35	54.539,63	89.752,72	88.780,77	88.171,87	86.198,13	71.257,66	69.817,43	59.753,79	10.063,64
	SUB TOTAL - CNEL (2)	3.807.138,36	102.413,77	3.704.724,59	3.641.566,18	2.995.482,84	2.903.770,94	2.003.032,33	1.910.686,00	1.696.657,84	214.028,16
TOTAL (3) = (1) + (2)		5.499.651,82	201.687,90	5.297.963,92	5.220.649,97	4.485.613,40	4.364.296,94	3.034.370,57	2.926.972,73	2.527.523,55	399.449,18



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	1,0633	1,0046	1,0085	1,0142	1,0337	1,0218	1,0163	1,1637
	AZOGUES	1,0633	1,0188	1,0034	1,0096	1,0657	1,0279	1,0091	1,1265
	CENTRO SUR	1,0633	1,0093	1,0057	1,0164	1,0540	1,0277	1,0164	1,1602
	COTOPAXI	1,0633	1,0087	1,0135	1,0250	1,0562	1,0492	1,0900	1,1901
	NORTE	1,0633	1,0117	1,0014	1,0214	1,0398	1,0138	1,0759	1,1703
	QUITO	1,0633	1,0080	1,0061	1,0159	1,0374	1,0059	1,0497	1,1451
	RIOBAMBA	1,0633	1,0070	1,0074	1,0171	1,0459	1,0213	1,0626	1,1561
	SUR	1,0633	1,0207	1,0106	1,0230	1,0656	1,0172	1,0561	1,2221
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0040	1,0009	1,0085	1,0231	1,0220	1,0164	1,1168
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	1,0633	1,0210	1,0189	1,0127	1,0275	1,0150	1,0471	1,1758
	UN - EL ORO	1,0633	1,0541	1,0064	1,0534	1,0457	1,0210	1,0901	1,1430
	UN - ESMERALDAS	1,0633	1,0152	1,0080	1,0633	1,0576	1,0433	1,4224	1,2294
	UN - GUAYAQUIL	1,0633	1,0073	1,0028	1,0287	1,0317	1,0721	1,1293	1,2508
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1,0633	1,0195	1,0080	1,0133	1,0364	1,0440	1,2232	1,1033
	UN - LOS RÍOS	1,0633	1,0048	1,0022	1,0408	1,0133	1,0371	1,2180	1,1388
	UN - MANABÍ	1,0633	1,0069	1,0039	1,0222	1,0394	1,0467	1,3315	1,1600
	UN - MILAGRO	1,0633	1,0381	1,0124	1,0717	1,0560	1,0310	1,0919	1,1346
	UN - SANTA ELENA	1,0633	1,0202	1,0072	1,0125	1,0215	1,0014	1,3100	1,0981
	UN - SANTO DOMINGO	1,0633	1,0307	1,0074	1,0268	1,0509	1,0223	1,0451	1,1494
	UN - SUCUMBÍOS	1,0633	1,0109	1,0069	1,0229	1,0223	1,0206	1,1324	1,1382



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
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	824.097.028,90	-	824.097.028,90	821.440.153,45	809.084.755,14	801.114.128,80	575.793.164,67	566.560.522,50	444.216.236,69	122.344.285,80
	AZOGUES	106.525.755,91	-	106.525.755,91	105.318.876,21	79.937.973,93	79.526.729,74	66.322.511,40	65.385.754,11	48.784.852,16	16.600.901,95
	CENTRO SUR	1.400.635.532,41	-	1.400.635.532,41	1.390.789.341,50	1.287.303.249,80	1.271.373.829,98	794.595.860,49	778.088.850,36	617.602.679,07	160.486.171,29
	COTOPAXI	656.257.164,14	-	656.257.164,14	652.288.619,75	453.893.465,18	417.899.652,23	256.473.447,02	247.245.053,36	200.382.301,61	46.862.751,75
	NORTE	787.277.347,74	-	787.277.347,74	780.888.932,97	747.884.599,43	736.916.820,58	579.924.415,77	574.943.181,22	476.239.564,83	98.703.616,38
	QUITO	4.974.194.866,26	-	4.974.194.866,26	4.943.958.750,61	4.887.522.461,66	4.831.166.241,65	3.377.333.040,19	3.362.605.844,04	3.116.688.423,21	245.917.420,84
	RIOBAMBA	476.963.690,46	-	476.963.690,46	474.554.004,83	369.030.520,98	364.762.130,69	313.291.970,98	308.812.190,72	253.591.690,68	55.220.500,04
	SUR	1.238.893.765,26	775.712.473,00	463.181.292,26	456.599.495,02	453.274.968,71	446.194.690,33	378.765.899,82	374.356.056,11	320.602.834,01	53.753.222,10
	GALÁPAGOS	96.688.178,02	-	96.688.178,02	96.419.468,55	96.356.730,20	95.782.931,22	84.848.852,40	83.691.137,83	80.181.652,40	3.509.485,43
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	SUBTOTAL - EE (1)	10.561.533.329,10	775.712.473,00	9.785.820.856,10	9.722.257.642,89	9.184.288.725,03	9.044.737.155,22	6.427.349.162,73	6.361.688.590,25	5.558.290.234,67	803.398.355,58
	UN - BOLÍVAR	115.848.742,29	-	115.848.742,29	113.469.312,67	111.544.389,43	110.610.446,99	98.318.118,52	97.482.249,14	77.865.040,37	19.617.208,77
	UN - EL ORO	2.024.509.229,02	-	2.024.509.229,02	1.947.179.842,28	1.877.112.553,99	1.807.766.273,60	958.993.168,70	943.393.595,89	836.320.144,87	107.073.451,02
	UN - ESMERALDAS	863.455.961,95	-	863.455.961,95	855.495.150,28	686.925.948,68	663.963.277,68	479.814.447,26	464.888.477,08	412.986.664,26	51.901.812,82
	UN - GUAYAQUIL	7.985.489.847,41	-	7.985.489.847,41	7.939.721.528,53	6.274.757.079,12	6.112.883.667,65	3.853.434.629,13	3.635.915.166,41	3.426.885.723,34	209.029.443,07
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	3.976.081.373,74	-	3.976.081.373,74	3.917.254.282,84	2.724.601.241,51	2.697.068.602,38	1.953.305.886,98	1.890.874.413,16	1.772.998.429,82	117.875.983,34
	UN - LOS RÍOS	709.804.715,53	-	709.804.715,53	707.568.910,14	682.749.792,91	658.436.501,59	482.231.412,44	469.955.394,44	427.438.783,32	42.516.611,11
	UN - MANABÍ	2.740.534.885,24	-	2.740.534.885,24	2.715.199.018,03	2.500.508.102,63	2.443.673.567,73	1.593.442.704,95	1.537.082.621,77	1.372.556.524,89	164.526.096,88
	UN - MILAGRO	1.872.917.338,47	180.332.308,78	1.692.585.029,69	1.648.783.474,91	943.310.714,57	897.170.460,32	522.685.861,68	510.534.144,74	461.338.889,76	49.195.254,98
	UN - SANTA ELENA	739.234.860,91	-	739.234.860,91	725.117.282,65	668.457.306,40	658.718.488,42	423.021.884,64	422.550.314,92	374.345.295,61	48.205.019,31
	UN - SANTO DOMINGO	1.017.108.810,64	-	1.017.108.810,64	994.115.698,50	927.610.678,18	904.253.062,47	627.698.028,12	617.338.392,88	532.467.164,33	84.871.228,55
	UN - SUCUMBIÓS	935.735.320,94	411.067.280,00	524.668.040,94	520.592.948,79	518.040.057,18	509.764.840,95	413.207.076,62	407.168.667,00	363.318.858,08	43.849.808,91
	SUBTOTAL - CNEL (2)	22.980.721.086,14	591.399.588,78	22.389.321.497,36	22.084.497.449,61	17.915.617.864,61	17.464.309.189,80	11.406.153.219,03	10.997.183.437,44	10.058.521.518,66	938.661.918,78
	TOTAL (3) = (1) + (2)	33.542.254.415,24	1.367.112.061,78	32.175.142.353,46	31.806.755.092,50	27.099.906.589,63	26.509.046.345,02	17.833.502.381,77	17.358.872.027,69	15.616.811.753,33	1.742.060.274,36
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	33.542.254.415,24	1.367.112.061,78	32.175.142.353,46	31.806.755.092,50	27.099.906.589,63	26.509.046.345,02	17.833.502.381,77	17.358.872.027,69	15.616.811.753,33	1.742.060.274,36



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	1,0032	1,0060	1,0099	1,0254	1,0163	1,0112	1,1412
	AZOGUES	1,0333	1,0115	1,0019	1,0052	1,0342	1,0143	1,0042	1,1251
	CENTRO SUR	1,0333	1,0071	1,0044	1,0125	1,0416	1,0212	1,0111	1,1610
	COTOPAXI	1,0333	1,0061	1,0101	1,0187	1,0432	1,0373	1,0633	1,1733
	NORTE	1,0333	1,0082	1,0010	1,0149	1,0252	1,0087	1,0418	1,1550
	QUITO	1,0333	1,0061	1,0047	1,0117	1,0280	1,0044	1,0297	1,1483
	RIOBAMBA	1,0333	1,0051	1,0051	1,0117	1,0314	1,0145	1,0376	1,1524
	SUR	1,0333	1,0144	1,0073	1,0159	1,0452	1,0118	1,0354	1,1847
	GALÁPAGOS	1,0000	1,0028	1,0007	1,0060	1,0146	1,0138	1,0100	1,1075
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	1,0333	1,0210	1,0173	1,0084	1,0158	1,0086	1,0232	1,1425
	UN - EL ORO	1,0333	1,0397	1,0046	1,0384	1,0361	1,0165	1,0665	1,1486
	UN - ESMERALDAS	1,0333	1,0093	1,0045	1,0346	1,0295	1,0321	1,3429	1,1538
	UN - GUAYAQUIL	1,0333	1,0058	1,0024	1,0265	1,0266	1,0598	1,1037	1,2431
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	1,0333	1,0150	1,0062	1,0102	1,0276	1,0330	1,1527	1,1174
	UN - LOS RÍOS	1,0333	1,0032	1,0032	1,0369	1,0213	1,0261	1,1424	1,1203
	UN - MANABÍ	1,0333	1,0093	1,0043	1,0233	1,0312	1,0367	1,2286	1,1776
	UN - MILAGRO	1,0333	1,0266	1,0091	1,0514	1,0432	1,0238	1,0657	1,1479
	UN - SANTA ELENA	1,0333	1,0195	1,0069	1,0119	1,0175	1,0011	1,2190	1,1236
	UN - SANTO DOMINGO	1,0333	1,0231	1,0056	1,0200	1,0385	1,0168	1,0312	1,1620
	UN - SUCUMBIÓS	1,0333	1,0078	1,0049	1,0162	1,0265	1,0148	1,0877	1,1323

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	-	959,12	27.839,67	75.157,04	103.955,83	24.477,24
	AZOGUES	-	-	2.101,63	7.600,09	9.701,72	3.368,59
	CENTRO SUR	-	5.716,69	68.640,31	86.516,84	160.873,85	31.559,61
	COTOPAXI	-	19.000,00	26.272,95	33.165,91	78.438,86	9.119,08
	NORTE	-	5.370,00	22.363,08	63.142,47	90.875,54	19.514,96
	QUITO	-	5.048,30	130.599,36	432.764,50	568.412,17	49.535,61
	RIOBAMBA	-	5.989,69	5.879,93	34.346,57	46.216,19	10.940,53
	SUR	99.274,13	-	7.233,75	48.999,58	155.507,46	10.358,70
	GALÁPAGOS	-	-	3.017,98	12.066,05	15.084,03	723,49
	SUB TOTAL - EE (1)	99.274,13	42.083,79	293.948,67	793.759,05	1.229.065,64	159.597,81
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	4.305,46	10.563,00	14.868,46	3.920,18
	UN - EL ORO	-	6.363,34	111.271,33	127.254,82	244.889,49	21.284,11
	UN - ESMERALDAS	-	45.466,31	34.389,40	47.466,12	127.321,83	10.270,44
	UN - GUAYAQUIL	-	173.521,64	287.738,11	586.660,45	1.047.920,20	38.390,49
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	110.472,59	105.422,03	211.345,30	427.239,92	24.083,92
	UN - LOS RÍOS	-	1.039,99	24.659,48	71.929,83	97.629,30	8.664,38
	UN - MANABÍ	-	20.074,59	113.297,28	158.481,91	291.853,79	31.898,10
	UN - MILAGRO	47.874,14	99.867,56	45.263,75	64.357,77	257.363,22	9.784,74
	UN - SANTA ELENA	-	9.067,57	31.583,55	38.998,67	79.649,79	9.717,22
	UN - SANTO DOMINGO	-	7.296,30	36.885,86	75.175,83	119.357,99	16.675,37
	UN - SUCUMBÍOS	54.539,63	-	13.180,51	52.767,26	120.487,40	8.841,57
	SUB TOTAL - CNEL (2)	102.413,77	473.169,88	807.996,76	1.445.000,96	2.828.581,37	183.530,51
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	201.687,90	515.253,67	1.101.945,44	2.238.760,01	4.057.647,01	343.128,32



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	-	-	-	-	510,32	2.683.324,00	510,32	2.683.324,00
	AZOGUES	7.026,50	25.232.681,58	-	-	-	-	7.026,50	25.232.681,58
	CENTRO SUR	6.760,02	52.169.124,83	-	-	-	-	6.760,02	52.169.124,83
	COTOPAXI	9.208,04	47.968.055,42	4.692,33	28.180.056,59	-	-	13.900,37	76.148.112,01
	NORTE	-	-	-	-	10.568,17	10.052.347,83	10.568,17	10.052.347,83
	QUITO	-	-	-	-	79.936,75	527.964.144,85	79.936,75	527.964.144,85
	RIOBAMBA	14.173,45	68.066.894,00	-	-	171,75	717.845,79	14.345,20	68.784.739,79
	SUR	-	-	-	-	191,45	1.202.067,21	191,45	1.202.067,21
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUBTOTAL - EE (1)	37.168,01	193.436.755,82	4.692,33	28.180.056,59	91.378,45	542.619.729,67	133.238,79	764.236.542,09
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	-	-
	UN - EL ORO	4.839,95	20.859.698,92	-	-	200,52	1.253.716,49	5.040,46	22.113.415,41
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	-	708,93	2.554.918,36	708,93	2.554.918,36
	UN - GUAYAQUIL	51.552,67	406.582.484,83	-	-	13.698,86	50.355.718,70	65.251,53	456.938.203,53
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	70.880,39	433.495.250,19	-	-	2.165,84	9.295.087,24	73.046,23	442.790.337,43
	UN - LOS RÍOS	2.208,98	14.758.924,49	-	-	158,72	819.340,80	2.367,70	15.578.265,29
	UN - MANABÍ	12.517,28	65.946.691,07	-	-	2.991,73	17.031.906,06	15.509,02	82.978.597,13
	UN - MILAGRO	13.262,17	68.691.729,19	-	-	-	-	13.262,17	68.691.729,19
	UN - SANTA ELENA	-	-	253,56	1.913.215,50	-	-	253,56	1.913.215,50
	UN - SANTO DOMINGO	1.744,45	8.676.228,09	1.104,84	5.229.627,97	529,51	2.377.522,08	3.378,79	16.283.378,14
	UN - SUCUMBIOS	-	-	-	-	171,79	722.810,26	171,79	722.810,26
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	157.005,88	1.019.011.006,78	1.358,40	7.142.843,48	20.625,89	84.411.019,99	178.990,17	1.110.564.870,25
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	194.173,89	1.212.447.762,61	6.050,73	35.322.900,07	112.004,34	627.030.749,66	312.228,96	1.874.801.412,34

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	2,27	0,73	3,33	1,41	3,51	13,11	13,11	16,57
	AZOGUES	2,27	0,89	3,00	14,32	2,92	3,07	7,71	21,88
	CENTRO SUR	2,27	0,98	3,56	9,21	6,52	11,08	12,83	19,32
	COTOPAXI	2,27	0,68	1,62	1,36	3,76	20,30	11,60	21,93
	NORTE	2,27	0,64	2,51	7,13	2,98	0,64	8,32	16,83
	QUITO	2,27	2,42	0,20	0,92	7,03	8,06	7,67	26,07
	RIOBAMBA	2,27	1,42	2,42	16,01	4,79	1,02	12,19	15,85
	SUR	2,27	4,43	4,87	12,37	3,72	0,82	10,64	30,26
	GALÁPAGOS	0,00	11,89	5,42	0,89	10,02	0,63	9,14	41,53
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEC	UN - BOLÍVAR	2,27	4,23	13,71	20,94	11,21	20,03	19,09	32,72
	UN - EL ORO	2,27	0,81	3,34	3,61	1,62	0,56	2,31	16,28
	UN - ESMERALDAS	2,27	1,59	4,35	4,56	2,94	3,77	8,85	27,13
	UN - GUAYAQUIL	2,27	0,36	1,36	1,93	1,65	1,08	8,03	14,64
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,27	1,45	2,78	2,16	3,85	3,15	5,07	22,03
	UN - LOS RÍOS	2,27	1,51	2,35	4,63	2,92	1,19	4,45	8,92
	UN - MANABÍ	2,27	3,28	0,59	2,77	3,20	1,21	10,21	17,54
	UN - MILAGRO	2,27	0,87	3,26	3,06	0,87	5,87	17,14	27,17
	UN - SANTA ELENA	2,27	2,01	3,41	3,28	3,66	4,55	12,19	24,81
	UN - SANTO DOMINGO	2,27	0,73	2,16	6,29	4,11	4,96	13,39	23,76
	UN - SUCUMBÍOS	2,27	1,41	3,34	3,78	3,64	6,11	3,49	14,45

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



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	2,27	3,01	6,37	7,87	11,65	25,01	38,52	45,68
	AZOGUES	2,27	3,20	6,22	20,59	24,87	28,63	36,60	54,13
	CENTRO SUR	2,27	3,27	6,84	16,17	23,56	35,29	48,69	60,26
	COTOPAXI	2,27	2,97	4,63	6,10	10,20	31,00	45,39	58,83
	NORTE	2,27	2,94	5,45	12,70	16,18	17,05	26,66	36,78
	QUITO	2,27	4,71	4,94	5,93	13,18	21,32	30,04	50,48
	RIOBAMBA	2,27	3,71	6,16	22,28	28,09	29,71	43,76	50,19
	SUR	2,27	6,75	11,69	24,34	29,65	30,98	43,35	68,12
	GALÁPAGOS	0,00	11,89	17,32	18,35	28,80	30,06	39,69	75,10
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	2,27	6,55	20,38	41,58	53,93	74,77	97,38	120,63
	UN - EL ORO	2,27	3,20	6,56	10,52	12,63	13,45	16,98	31,65
	UN - ESMERALDAS	2,27	3,90	8,28	13,37	17,08	21,59	39,56	53,67
	UN - GUAYAQUIL	2,27	2,65	4,02	6,07	7,91	9,56	18,83	26,60
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2,27	3,77	6,58	8,83	13,00	16,72	25,52	40,47
	UN - LOS RÍOS	2,27	3,79	6,15	11,03	14,10	15,81	23,71	26,92
	UN - MANABÍ	2,27	5,57	6,18	9,10	12,66	14,46	29,46	34,31
	UN - MILAGRO	2,27	3,23	6,53	10,06	11,49	17,71	36,48	47,27
	UN - SANTA ELENA	2,27	4,33	7,77	11,15	15,05	19,62	37,90	46,36
	UN - SANTO DOMINGO	2,27	3,07	5,26	11,70	16,41	21,73	36,10	48,74
	UN - SUCUMBIÓS	2,27	3,71	7,08	11,02	14,90	21,32	27,63	38,71



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	0,0646	0,0668	0,0670	0,0674	0,0681	0,0698	0,0709	0,0717	0,0810
	AZOGUES	0,0646	0,0668	0,0675	0,0677	0,0680	0,0704	0,0714	0,0717	0,0803
	CENTRO SUR	0,0646	0,0668	0,0673	0,0676	0,0684	0,0712	0,0728	0,0736	0,0845
	COTOPAXI	0,0646	0,0668	0,0672	0,0679	0,0691	0,0721	0,0748	0,0795	0,0878
	NORTE	0,0646	0,0668	0,0673	0,0674	0,0684	0,0701	0,0707	0,0737	0,0817
	QUITO	0,0646	0,0668	0,0672	0,0675	0,0683	0,0702	0,0705	0,0726	0,0810
	RIOBAMBA	0,0646	0,0668	0,0671	0,0675	0,0683	0,0704	0,0714	0,0741	0,0823
	SUR	0,0646	0,0668	0,0677	0,0682	0,0693	0,0725	0,0733	0,0759	0,0869
	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	0,0646	0,0668	0,0682	0,0694	0,0699	0,0710	0,0717	0,0733	0,0819
	UN - EL ORO	0,0646	0,0668	0,0694	0,0698	0,0724	0,0750	0,0763	0,0814	0,0876
	UN - ESMERALDAS	0,0646	0,0668	0,0674	0,0677	0,0700	0,0721	0,0744	0,0999	0,0859
	UN - GUAYAQUIL	0,0646	0,0668	0,0672	0,0673	0,0691	0,0709	0,0752	0,0830	0,0935
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0646	0,0668	0,0678	0,0682	0,0689	0,0708	0,0731	0,0843	0,0817
	UN - LOS RÍOS	0,0646	0,0668	0,0670	0,0672	0,0697	0,0712	0,0730	0,0834	0,0818
	UN - MANABÍ	0,0646	0,0668	0,0674	0,0677	0,0693	0,0714	0,0741	0,0910	0,0872
	UN - MILAGRO	0,0646	0,0668	0,0686	0,0692	0,0727	0,0759	0,0777	0,0828	0,0892
	UN - SANTA ELENA	0,0646	0,0668	0,0681	0,0686	0,0694	0,0706	0,0707	0,0861	0,0794
	UN - SANTO DOMINGO	0,0646	0,0668	0,0683	0,0687	0,0701	0,0728	0,0740	0,0763	0,0860
	UN - SUCUMBÍOS	0,0646	0,0668	0,0673	0,0676	0,0687	0,0706	0,0716	0,0779	0,0811



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
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	0,0022	0,0002	0,0006	0,0013	0,0030	0,0042
	AZOGUES	0,0022	0,0008	0,0009	0,0012	0,0036	0,0046
	CENTRO SUR	0,0022	0,0005	0,0008	0,0016	0,0045	0,0060
	COTOPAXI	0,0022	0,0004	0,0011	0,0024	0,0053	0,0080
	NORTE	0,0022	0,0005	0,0006	0,0016	0,0033	0,0039
	QUITO	0,0022	0,0004	0,0007	0,0015	0,0034	0,0037
	RIOBAMBA	0,0022	0,0003	0,0007	0,0015	0,0036	0,0046
	SUR	0,0022	0,0010	0,0015	0,0025	0,0057	0,0065
	GALÁPAGOS	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	0,0022	0,0014	0,0026	0,0032	0,0043	0,0049
	UN - EL ORO	0,0022	0,0027	0,0030	0,0056	0,0083	0,0095
	UN - ESMERALDAS	0,0022	0,0006	0,0009	0,0033	0,0053	0,0076
	UN - GUAYAQUIL	0,0022	0,0004	0,0005	0,0023	0,0042	0,0084
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	0,0022	0,0010	0,0014	0,0021	0,0040	0,0064
	UN - LOS RÍOS	0,0022	0,0002	0,0004	0,0029	0,0044	0,0062
	UN - MANABÍ	0,0022	0,0006	0,0009	0,0025	0,0046	0,0073
	UN - MILAGRO	0,0022	0,0018	0,0024	0,0060	0,0091	0,0109
	UN - SANTA ELENA	0,0022	0,0013	0,0018	0,0026	0,0038	0,0039
	UN - SANTO DOMINGO	0,0022	0,0015	0,0019	0,0033	0,0060	0,0072
	UN - SUCUMBÍOS	0,0022	0,0005	0,0009	0,0020	0,0038	0,0048

COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
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	2.445	316.116	318.562	8.340.499,96	2,18
	AZOGUES	-	-	175	42.117	42.292	1.080.692,70	2,13
	CENTRO SUR	-	3	11.023	451.253	462.279	8.595.693,00	1,55
	COTOPAXI	-	2	923	161.506	162.431	3.375.543,05	1,73
	NORTE	-	2	2.231	292.965	295.198	7.503.700,90	2,12
	QUITO	-	2	1.225	1.328.413	1.329.640	26.679.018,52	1,67
	RIOBAMBA	-	1	38	195.034	195.073	3.051.550,78	1,30
	SUR	3	-	1.287	237.707	238.997	6.338.719,30	2,21
	GALÁPAGOS	-	-	35	15.311	15.346	2.668.590,37	14,49
	SUBTOTAL - EE (1)	3	11	19.382	3.040.422	3.059.818	67.634.008,58	1,84
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNELEP	UN - BOLÍVAR	-	-	387	73.591	73.978	3.491.643,92	3,93
	UN - EL ORO	-	5	3.156	284.231	287.392	16.486.328,25	4,78
	UN - ESMERALDAS	-	4	992	132.431	133.427	5.068.709,50	3,17
	UN - GUAYAQUIL	-	60	3.821	795.227	799.108	12.299.081,54	1,28
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	45	3.984	389.613	393.642	27.473.286,69	5,82
	UN - LOS RÍOS	-	3	1.262	159.219	160.484	3.812.289,43	1,98
	UN - MANABÍ	-	11	4.194	362.498	366.703	13.027.835,56	2,96
	UN - MILAGRO	1	19	865	166.431	167.316	4.234.782,69	2,11
	UN - SANTA ELENA	-	5	1.017	108.641	109.663	4.554.845,34	3,46
	UN - SANTO DOMINGO	-	7	1.627	285.100	286.734	11.696.003,81	3,40
	UN - SUCUMBIÓS	1	-	111	114.807	114.919	5.287.747,39	3,83
	SUBTOTAL - CNELEP (2)	2	159	21.416	2.871.789	2.893.366	107.432.554,12	3,09
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5	170	40.798	5.912.211	5.953.184	175.066.562,70	2,45



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
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			COMERCIALIZACION	TOTAL	ALUMBRADO PÚBLICO		
		POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL	POTENCIA	ENERGÍA	SUBTOTAL			POTENCIA	ENERGÍA	TOTAL
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	-	-	-	34.672,94	501.448,75	536.121,69	2.629.591,72	14.160.794,60	16.790.386,31	34.744.435,01	31.511.663,03	66.256.098,04	8.340.499,96	91.923.106,00	13.417.413,78	8.678.818,08	22.096.231,86
	AZOGUES	-	-	-	-	-	-	519.390,28	743.675,90	1.263.066,18	3.338.055,90	3.481.327,11	6.819.383,01	1.080.692,70	9.163.141,89	2.187.988,29	1.184.653,99	3.372.642,29
	CENTRO SUR	-	-	-	224.247,80	3.070.161,44	3.294.409,24	13.316.314,04	30.348.759,21	43.665.073,25	50.553.034,95	44.934.256,90	95.487.291,85	8.595.693,00	151.042.467,33	22.821.419,26	11.676.320,54	34.497.739,80
	COTOPAXI	-	-	-	676.746,35	9.798.694,02	10.475.440,37	1.923.455,93	10.394.888,04	12.318.343,97	18.066.664,77	13.058.199,48	33.725.543,05	59.227.526,88	6.437.794,81	3.506.021,06	9.943.815,87	
	NORTE	-	-	-	189.503,94	2.173.711,91	2.363.215,84	3.407.601,04	9.050.777,83	12.458.378,87	20.196.944,40	33.683.347,56	53.880.291,96	7.503.700,90	76.205.587,57	8.613.068,38	6.981.083,60	15.594.151,98
	QUITO	-	-	-	285.402,21	2.259.406,73	2.544.808,94	9.297.571,64	56.780.795,25	66.078.366,90	156.028.883,21	219.754.551,82	375.783.435,03	26.679.018,52	471.085.629,38	30.005.703,72	17.339.388,88	47.345.092,61
	RIOBAMBA	-	-	-	266.702,85	2.387.511,03	2.654.213,88	1.571.979,96	2.791.864,27	4.363.844,24	18.036.811,79	18.111.840,82	36.148.652,61	3.051.550,78	46.218.261,51	6.589.406,34	3.943.918,29	10.533.324,62
	SUR	2.705.591,06	51.804.136,38	54.509.727,45	-	-	-	2.112.566,77	3.403.518,20	5.516.084,96	25.491.323,11	23.504.747,87	48.996.070,98	6.338.719,30	115.360.602,69	8.467.035,69	3.940.875,75	12.407.911,44
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	664.689,47	-	664.689,47	5.746.308,83	-	5.746.308,83	2.668.590,37	9.079.588,67	651.998,58	-	651.998,58
	SUBTOTAL - EE (1)	2.705.591,06	51.804.136,38	54.509.727,45	1.677.276,09	20.190.933,88	21.868.209,97	35.443.160,85	127.675.073,30	163.118.234,14	332.202.461,97	389.973.269,81	722.175.731,78	67.634.008,58	1.029.305.911,92	99.191.828,85	57.251.080,20	156.442.909,05
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	2.148.487,16	751.242,52	2.899.729,68	12.343.076,88	5.579.701,58	17.922.778,47	3.491.643,92	24.314.152,07	5.674.605,12	1.405.742,17	7.080.347,29
	UN - EL ORO	-	-	-	244.434,39	2.812.404,86	3.056.839,25	14.049.796,82	58.880.383,30	72.930.180,11	25.927.010,90	63.801.632,29	89.728.643,20	16.486.328,25	182.201.990,81	8.084.908,53	8.168.475,90	16.253.384,43
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	2.125.320,71	11.154.421,88	13.279.742,60	5.516.556,14	11.730.046,24	17.246.602,37	22.533.324,00	30.737.526,33	53.270.850,33	5.068.709,50	88.865.904,80	6.614.856,39	3.862.917,32	10.477.773,70
	UN - GUAYAQUIL	-	-	-	5.508.751,75	83.531.947,91	89.040.699,66	20.942.562,89	145.587.272,61	166.529.835,51	132.549.838,71	257.666.909,80	390.216.748,52	12.299.081,54	658.086.365,22	12.252.497,31	15.716.885,53	27.969.382,84
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	-	-	4.996.166,22	50.319.765,77	55.315.931,99	11.169.659,99	46.885.704,80	58.055.364,79	64.730.843,37	129.680.934,66	194.411.778,03	27.473.286,69	335.256.361,51	11.696.274,64	8.621.704,02	20.317.978,66
	UN - LOS RÍOS	-	-	-	47.288,85	529.608,90	576.897,76	3.262.963,38	11.507.643,98	14.770.607,37	20.463.925,43	31.214.666,89	51.678.592,31	3.812.289,43	70.838.386,87	2.799.363,75	3.104.870,00	5.904.233,74
	UN - MANABÍ	-	-	-	1.341.953,22	9.305.158,36	10.647.111,58	12.366.260,97	54.267.905,65	66.634.166,62	56.020.046,79	101.638.873,20	157.658.920,00	13.027.835,56	247.968.033,75	13.132.699,61	12.183.284,84	25.315.984,45
	UN - MILAGRO	1.304.749,21	12.043.069,88	13.347.819,09	3.871.334,42	43.068.960,32	46.940.294,75	5.463.935,52	25.595.770,09	31.059.705,60	28.176.664,40	35.839.524,63	64.016.189,03	4.234.782,69	159.598.791,16	5.550.109,29	3.821.777,42	9.371.886,71
	UN - SANTA ELENA	-	-	-	471.154,88	3.544.737,90	4.015.892,79	4.225.534,57	15.836.095,86	20.061.630,43	17.737.953,97	26.450.063,06	44.188.017,04	4.554.845,34	72.820.385,59	5.406.252,91	3.406.015,29	8.812.268,20
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	269.207,83	3.595.456,28	3.864.664,11	5.177.384,69	17.522.600,28	22.699.984,97	32.564.936,02	39.407.171,19	71.972.107,21	11.696.003,81	110.232.760,09	9.753.135,82	6.281.204,28	16.034.340,10
	UN - SUCUMBIÓS	1.486.408,68	27.452.163,24	28.938.571,92	-	-	-	1.742.948,81	5.834.726,77	7.577.675,58	17.495.546,39	26.014.556,11	43.510.102,51	5.287.747,39	85.314.097,39	4.107.533,07	3.139.758,06	7.247.291,14
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2.791.157,89	39.495.233,12	42.286.391,01	18.875.612,27	207.862.462,20	226.738.074,47	86.066.090,93	394.399.392,09	480.465.483,02	430.543.166,87	748.031.559,77	1.178.574.726,64	107.432.554,12	2.035.497.229,26	85.072.236,43	69.712.634,84	154.784.871,27
	NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.496.748,96	91.299.369,50	96.796.118,45	20.552.888,36	228.053.396,07	248.606.284,43	121.509.251,78	522.074.465,38	643.583.717,16	762.745.628,84	1.138.004.829,58	1.900.750.458,42	175.066.562,70	3.064.803.141,17	184.264.065,28	126.963.715,04



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
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	-	-	-	34.672,94	501.448,75	536.121,69	2.629.591,72	14.160.794,60	16.790.386,31	43.293.508,62	31.511.663,03	74.805.171,65	8.340.499,96	100.472.179,61	4.868.340,17	8.678.818,08	13.547.158,25
	AZOGUES	-	-	-	-	-	-	519.390,28	743.675,90	1.263.066,18	4.641.706,86	3.481.327,11	8.123.033,97	1.080.692,70	10.466.792,84	884.337,34	1.184.653,99	2.068.991,33
	CENTRO SUR	-	-	-	224.247,80	3.070.161,44	3.294.409,24	13.316.314,04	30.348.759,21	43.665.073,25	66.057.154,20	44.934.256,90	110.991.411,10	8.595.693,00	166.546.586,58	7.317.300,00	11.676.320,54	18.993.620,54
	COTOPAXI	-	-	-	676.746,35	9.798.694,02	10.475.440,37	1.923.455,93	10.394.888,04	12.318.343,97	22.104.282,54	14.991.534,71	37.095.817,25	3.375.543,05	63.265.144,64	2.400.177,05	3.506.021,06	5.906.198,11
	NORTE	-	-	-	189.503,94	2.173.711,91	2.363.215,84	3.407.601,04	9.050.777,83	12.458.378,87	24.868.369,08	33.683.347,56	58.551.716,64	7.503.700,90	80.877.012,25	3.941.643,70	6.981.083,60	10.922.727,30
	QUITO	-	-	-	285.402,21	2.259.406,73	2.544.808,94	9.297.571,64	56.780.795,25	66.078.366,90	170.540.170,72	219.754.551,82	390.294.722,54	26.679.018,52	485.596.916,89	15.494.416,21	17.339.388,88	32.833.805,10
	RIOBAMBA	-	-	-	266.702,85	2.387.511,03	2.654.213,88	1.571.979,96	2.791.864,27	4.363.844,24	22.545.875,94	18.111.840,82	40.657.716,76	3.051.550,78	50.727.325,66	2.080.342,19	3.943.918,29	6.024.260,47
	SUR	2.705.591,06	51.804.136,38	54.509.727,45	-	-	-	2.112.566,77	3.403.518,20	5.516.084,96	30.197.349,71	23.504.747,87	53.702.097,58	6.338.719,30	120.066.629,29	3.761.009,09	3.940.875,75	7.701.884,84
	GALÁPAGOS	-	-	-	-	-	-	664.689,47	-	664.689,47	6.037.753,98	-	6.037.753,98	2.668.590,37	9.371.033,82	360.553,43	-	360.553,43
SUBTOTAL - EE (1)		2.705.591,06	51.804.136,38	54.509.727,45	1.677.276,09	20.190.933,88	21.868.209,97	35.443.160,85	127.675.073,30	163.118.234,14	390.286.171,64	389.973.269,81	780.259.441,46	67.634.008,58	1.087.389.621,59	41.108.119,17	57.251.080,20	98.359.199,37
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	-	-	-	2.148.487,16	751.242,52	2.899.729,68	16.478.606,63	5.579.701,58	22.058.308,21	3.491.643,92	28.449.681,82	1.539.075,38	1.405.742,17	2.944.817,55
	UN - EL ORO	-	-	-	244.434,39	2.812.404,86	3.056.839,25	14.049.796,82	58.880.383,30	72.930.180,11	29.854.739,00	63.801.632,29	93.656.371,29	16.486.328,25	186.129.718,91	4.157.180,43	8.168.475,90	12.325.656,33
	UN - ESMERALDAS	-	-	-	2.125.320,71	11.154.421,88	13.279.742,60	5.516.556,14	11.730.046,24	17.246.602,37	25.804.489,34	30.737.526,33	56.542.015,67	5.068.709,50	92.137.070,14	3.343.691,05	3.862.917,32	7.206.608,37
	UN - GUAYAQUIL	-	-	-	5.508.751,75	83.531.947,91	89.040.699,66	20.942.562,89	145.587.272,61	166.529.835,51	138.057.297,76	257.666.909,80	395.724.207,57	12.299.081,54	663.593.824,27	6.745.038,26	15.716.885,53	22.461.923,79
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	-	-	-	4.996.166,22	50.319.765,77	55.315.931,99	11.169.659,99	46.885.704,80	58.055.364,79	70.061.324,20	129.680.934,66	199.742.258,86	27.473.286,69	340.586.842,33	6.365.793,82	8.621.704,02	14.987.497,84
	UN - LOS RÍOS	-	-	-	47.288,85	529.608,90	576.897,76	3.262.963,38	11.507.643,98	14.770.607,37	22.335.978,88	31.214.666,89	53.550.645,77	3.812.289,43	72.710.440,32	927.310,29	3.104.870,00	4.032.180,28
	UN - MANABÍ	-	-	-	1.341.953,22	9.305.158,36	10.647.111,58	12.366.260,97	54.267.905,65	66.634.166,62	62.440.160,32	101.638.873,20	164.079.033,52	13.027.835,56	254.388.147,27	6.712.586,09	12.183.284,84	18.895.870,93
	UN - MILAGRO	1.304.749,21	12.043.069,88	13.347.819,09	3.871.334,42	43.068.960,32	46.940.294,75	5.463.935,52	25.595.770,09	31.059.705,60	30.536.652,35	35.839.524,63	66.376.176,98	4.234.782,69	161.958.779,11	3.190.121,34	3.821.777,42	7.011.898,76
	UN - SANTA ELENA	-	-	-	471.154,88	3.544.737,90	4.015.892,79	4.225.534,57	15.836.095,86	20.061.630,43	20.250.774,96	26.450.063,06	46.700.838,03	4.554.845,34	75.333.206,59	2.893.431,92	3.406.015,29	6.299.447,21
	UN - SANTO DOMINGO	-	-	-	269.207,83	3.595.456,28	3.864.664,11	5.177.384,69	17.522.600,28	22.699.984,97	37.563.331,19	39.407.171,19	76.970.502,38	11.696.003,81	115.231.155,26	4.754.740,64	6.281.204,28	11.035.944,92
	UN - SUCUMBÍOS	1.486.408,68	27.452.163,24	28.938.571,92	-	-	-	1.742.948,81	5.834.726,77	7.577.675,58	20.069.889,08	26.014.556,11	46.084.445,19	5.287.747,39	87.888.440,08	1.533.190,38	3.139.758,06	4.672.948,45
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2.791.157,89	39.495.233,12	42.286.391,01	18.875.612,27	207.862.462,20	226.738.074,47	86.066.090,93	394.399.392,09	480.465.483,02	473.453.243,71	748.031.559,77	1.221.484.803,48	107.432.554,12	2.078.407.306,09	42.162.159,59	69.712.634,84	111.874.794,44
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	5.496.748,96	91.299.369,50	96.796.118,45	20.552.888,36	228.053.396,07	248.606.284,43	121.509.251,78	522.074.465,38	643.583.717,16	863.739.415,35	1.138.004.829,58	2.001.744.244,93	175.066.562,70	3.165.796.927,68	83.270.278,77	126.963.715,04	210.233.993,81



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025

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	536.122	7.484.460	0,0716	16.790.386	208.024.825	0,0807	74.805.172	439.278.876	0,1703	8.340.500	100.472.180	654.788.162	0,1534	13.547.158,25	107.210.297,65	0,1264
	AZOGUES	-	-	-	1.263.066	10.932.692	0,1155	8.123.034	48.581.328	0,1672	1.080.693	10.466.793	59.514.019	0,1759	2.068.991,33	14.754.405,46	0,1402
	CENTRO SUR	3.294.409	45.649.262	0,0722	43.665.073	443.708.746	0,0984	110.991.411	610.801.453	0,1817	8.595.693	166.546.587	1.100.159.462	0,1514	18.993.620,54	138.231.091,19	0,1374
	COTOPAXI	10.475.440	145.837.858	0,0718	12.318.344	150.351.425	0,0819	37.095.817	188.460.488	0,1968	3.375.543	63.265.145	484.649.771	0,1305	5.906.198,11	39.941.585,93	0,1479
	NORTE	2.363.216	32.284.929	0,0732	12.458.379	132.327.491	0,0941	58.551.717	457.134.137	0,1281	7.503.701	80.877.012	621.746.556	0,1301	10.922.727,30	85.455.287,88	0,1278
	QUITO	2.544.809	33.626.588	0,0757	66.078.367	831.440.091	0,0795	390.294.723	3.026.863.484	0,1289	26.679.019	485.596.917	3.891.930.163	0,1248	32.833.805,10	214.156.651,26	0,1533
	RIOBAMBA	2.654.214	35.569.851	0,0746	4.363.844	40.903.801	0,1067	40.657.717	244.402.317	0,1664	3.051.551	50.727.326	320.875.968	0,1581	6.024.260,47	47.919.523,29	0,1257
	SUR	-	-	-	5.516.085	49.095.061	0,1124	53.702.098	309.636.462	0,1734	6.338.719	120.066.629	1.134.443.995	0,1058	7.701.884,84	45.371.099,16	0,1698
	GALÁPAGOS	-	-	-	664.689	9.691.300	0,0686	6.037.754	79.385.544	0,0761	2.668.590	9.371.034	89.076.844	0,1052	360.553,43	3.168.903,14	0,1138
	SUBTOTAL - EE (1)	21.868.210	300.452.948	0,0728	163.118.234	1.876.475.431	0,0869	780.259.441	5.404.544.088	0,1444	67.634.009	1.087.389.622	8.357.184.940	0,1301	98.359.199,37	696.208.844,94	0,1413
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	-	-	-	2.899.730	10.740.421	0,2700	22.058.308	76.099.159	0,2899	3.491.644	28.449.682	86.839.580	0,3276	2.944.817,55	17.170.372,85	0,1715
	UN - EL ORO	3.056.839	40.504.239	0,0755	72.930.180	812.898.374	0,0897	93.656.371	784.137.942	0,1194	16.486.328	186.129.719	1.637.540.555	0,1137	12.325.656,33	93.224.419,08	0,1322
	UN - ESMERALDAS	13.279.743	165.485.811	0,0802	17.246.602	167.456.693	0,1030	56.542.016	307.537.746	0,1839	5.068.710	92.137.070	640.480.250	0,1439	7.206.608,37	44.984.509,94	0,1602
	UN - GUAYAQUIL	89.040.700	1.243.634.193	0,0716	166.529.836	2.106.653.601	0,0790	395.724.208	3.104.788.057	0,1275	12.299.082	663.593.824	6.455.075.852	0,1028	22.461.923,79	168.150.342,96	0,1336
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	55.315.932	742.337.581	0,0745	58.055.365	680.486.435	0,0853	199.742.259	1.538.080.242	0,1299	27.473.287	340.586.842	2.960.904.258	0,1150	14.987.497,84	105.487.563,73	0,1421
	UN - LOS RÍOS	576.898	7.905.357	0,0730	14.770.607	165.133.967	0,0894	53.550.646	374.150.081	0,1431	3.812.289	72.710.440	547.189.405	0,1329	4.032.180,28	37.949.970,24	0,1062
	UN - MANABÍ	10.647.112	138.046.830	0,0771	66.634.167	783.441.673	0,0851	164.079.034	1.117.208.050	0,1469	13.027.836	254.388.147	2.038.696.553	0,1248	18.895.870,93	139.713.667,14	0,1352
	UN - MILAGRO	46.940.295	628.223.033	0,0747	31.059.706	351.897.014	0,0883	66.376.177	432.885.608	0,1533	4.234.783	161.958.779	1.593.337.964	0,1016	7.011.898,76	42.857.142,73	0,1636
	UN - SANTA ELENA	4.015.893	52.065.049	0,0771	20.061.630	228.300.126	0,0879	46.700.838	307.082.143	0,1521	4.554.845	75.333.207	587.447.318	0,1282	6.299.447,21	42.901.919,60	0,1468
	UN - SANTO DOMINGO	3.864.664	52.621.093	0,0734	22.699.985	250.007.288	0,0908	76.970.502	516.360.244	0,1491	11.696.004	115.231.155	818.988.624	0,1407	11.035.944,92	73.038.108,78	0,1511
	UN - SUCUMBÍOS	-	-	-	7.577.676	84.887.184	0,0893	46.084.445	334.026.729	0,1380	5.287.747	87.888.440	829.981.193	0,1059	4.672.948,45	38.726.094,47	0,1207
	SUBTOTAL - CNEL (2)	226.738.074	3.070.823.187	0,0738	480.465.483	5.641.902.777	0,0852	1.221.484.803	8.892.356.001	0,1374	107.432.554	2.078.407.306	18.196.481.554	0,1142	111.874.794,44	804.204.111,53	0,1391
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	248.606.284	3.371.276.135	0,0737	643.583.717	7.518.378.208	0,0856	2.001.744.245	14.296.900.089	0,1400	175.066.563	3.165.796.928	26.553.666.494	0,1192	210.233.993,81	1.500.412.956,47	0,1401



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
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	100.472.180	654.788.162	0,1534
	AZOGUES	10.466.793	59.514.019	0,1759
	CENTRO SUR	166.546.587	1.100.159.462	0,1514
	COTOPAXI	63.265.145	484.649.771	0,1305
	NORTE	80.877.012	621.746.556	0,1301
	QUITO	485.596.917	3.891.930.163	0,1248
	RIOBAMBA	50.727.326	320.875.968	0,1581
	SUR	120.066.629	1.134.443.995	0,1058
	GALÁPAGOS	9.371.034	89.076.844	0,1052
	SUBTOTAL - EE (1)	1.087.389.622	8.357.184.940	0,1301
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	28.449.682	86.839.580	0,3276
	UN - EL ORO	186.129.719	1.637.540.555	0,1137
	UN - ESMERALDAS	92.137.070	640.480.250	0,1439
	UN - GUAYAQUIL	663.593.824	6.455.075.852	0,1028
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	340.586.842	2.960.904.258	0,1150
	UN - LOS RÍOS	72.710.440	547.189.405	0,1329
	UN - MANABÍ	254.388.147	2.038.696.553	0,1248
	UN - MILAGRO	161.958.779	1.593.337.964	0,1016
	UN - SANTA ELENA	75.333.207	587.447.318	0,1282
	UN - SANTO DOMINGO	115.231.155	818.988.624	0,1407
	UN - SUCUMBÍOS	87.888.440	829.981.193	0,1059
	SUBTOTAL - CNEL (2)	2.078.407.306	18.196.481.554	0,1142
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	3.165.796.928	26.553.666.494	0,1192

GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
USD/kWh		
0,0646	0,0069	0,0819
0,0646	0,0069	0,1044
0,0646	0,0069	0,0799
0,0646	0,0069	0,0590
0,0646	0,0069	0,0586
0,0646	0,0069	0,0533
0,0646	0,0069	0,0866
0,0646	0,0069	0,0343
-	-	0,1052
0,0646	0,0069	0,0586
0,0646	0,0069	0,2561
0,0646	0,0069	0,0421
0,0646	0,0069	0,0723
0,0646	0,0069	0,0313
0,0646	0,0069	0,0435
0,0646	0,0069	0,0614
0,0646	0,0069	0,0533
0,0646	0,0069	0,0301
0,0646	0,0069	0,0567
0,0646	0,0069	0,0692
0,0646	0,0069	0,0344
0,0646	0,0069	0,0427
0,0646	0,0069	0,0477



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
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 2025
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	15,344	10,175	33.845.817,42
	AZOGUES	17,587	10,827	4.022.960,57
	CENTRO SUR	15,138	10,413	51.983.727,87
	COTOPAXI	13,054	9,762	15.953.391,34
	NORTE	13,008	10,126	17.920.634,39
	QUITO	12,477	9,557	113.649.379,59
	RIOBAMBA	15,809	10,445	17.211.482,71
	SUR	10,584	9,519	12.075.330,89
	GALÁPAGOS	10,520	10,528	-
	E.E.	13,011	9,821	266.662.724,77
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - BOLÍVAR	32,761	11,196	
	UN - EL ORO	11,366	9,780	
	UN - ESMERALDAS	14,386	9,829	
	UN - GUAYAQUIL	10,280	9,372	
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	11,503	9,919	
	UN - LOS RÍOS	13,288	10,129	
	UN - MANABÍ	12,478	9,657	
	UN - MILAGRO	10,165	8,722	
	UN - SANTA ELENA	12,824	9,843	
	UN - SANTO DOMINGO	14,070	10,106	
	UN - SUCUMBÍOS	10,589	9,474	
	SUBTOTAL - CNEL (2)	11,422	9,573	336.446.562,66
NACIONAL	TOTAL	11,922	9,651	603.109.287,44



COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA - AÑO 2025
COSTO DE GENERACIÓN
REGULACIÓN DE COSTOS SISTEMAS INSULARES
EMPRESA ELÉCTRICA GALÁPAGOS

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

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

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