



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE REVISIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN 2024

REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL COSTO BASE DE
GENERACIÓN PRESENTADO POR LA EMPRESA
NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ÍNDICE

1. Resumen Ejecutivo del Informe Revisión del Costo Base de Generación 2024	5
2. Introducción	8
2.1. Marco Regulatorio	8
3. Informe de la planificación operativa de largo plazo 2024-2026	13
3.1. Caracterización y modelación de la demanda de electricidad	13
3.2. Proyección de los precios de los combustibles	13
3.3. Proyección de los costos marginales	14
3.4. Plan previsto de generación 2024	14
4. Costos Base de Generación	21
4.1. Costo Base de Energía y Costo Base de Potencia	21
4.2. Costo Base de Generación 2024	24
5. Conclusiones y recomendaciones	30
5.1. Conclusiones	30
5.2. Recomendaciones	31
6. Anexos	33

Abreviaturas

CBG	Costo Base de Generación
CBE	Costo Base de Energía
CBP	Costo Base de Potencia
CND	Centro Nacional de Despacho
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
MEO	Mercado Eléctrico de Oportunidad
POLP	Planificación Operativa de Largo Plazo
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RTP	Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales
SIN	Sistema Interconectado Nacional



01

**RESUMEN EJECUTIVO
DEL INFORME
REVISIÓN DEL
COSTO BASE DE
GENERACIÓN 2024**

Resumen Ejecutivo del Informe Revisión del Costo Base de Generación 2024

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, creó a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Dentro de las funciones que tiene esta Comisión se encuentra la de aprobar el Costo Base de Generación (CBG) que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de las empresas distribuidoras que forman parte del Sistema Interconectado Nacional, costo que será propuesto por el operador del sistema.

Para determinar los CBG, el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP) establece que el operador del sistema calculará los CBG propuestos para el año t con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) que estará disponible a finales del mes de noviembre del año $t-1$. En este aspecto, el operador del sistema se dispuso a calcular los CBG con base en la POLP 2024-2026¹.

En ese sentido, en fecha 08 de diciembre de 2023 la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante su operador, presentó para su aprobación ante la CREE los CBG previstos para el año 2024. En el proceso de revisión de la CREE, se realizaron requerimientos de aclaraciones y modificaciones al costo presentado, por lo cual en fecha 27 de diciembre del 2023 la ENEE remitió a la CREE el informe de los CBG previstos del año 2024 con los ajustes correspondientes y las memorias de cálculo.

Tomando en cuenta el marco regulatorio vigente, así como la información presentada en la fecha antes mencionada y con el fin de validar los resultados presentados, este departamento llevó a cabo los cálculos correspondientes para replicar los valores finales de los CBG previstos para el 2024. El presente informe tiene como fin mostrar los resultados obtenidos en el proceso de revisión y aprobación de los CBG, así como mostrar algunos resultados de la POLP 2024-2026 que sirvieron de insumo para el cálculo de dichos costos.

La POLP 2024-2026 contiene para el año 2024 la demanda de energía eléctrica prevista, la proyección de los precios de los combustibles, la estimación de los costos marginales horarios, el plan previsto de generación, el costo de la energía no suministrada (CENS), la evolución esperada de los embalses de las centrales hidroeléctricas Francisco Morazán (El Cajón), Patuca III y Cañaveral y los valores esperados de déficit y de vertimiento de energía renovable variable.

Para definir la POLP 2024-2026 el operador del sistema calculó tres escenarios de demanda para los años 2024-2026: escenario base, escenario alto y escenario bajo de demanda. Para la determinación de los CBG, la Gerencia de Operación del Mercado del operador del sistema utilizó el escenario base de demanda, el cual contempla para el año 2024 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) una demanda máxima esperada de 1,892.46 MW y una energía esperada de 12,130.89 GWh. Es importante mencionar que con este escenario la energía anual que se prevé para dicho año en compras para ENEE- Distribución es de 11,255.52 GWh, que es mayor 8.04% con respecto a la establecida en el CBG 2023.

¹ <https://ods.org.hn/version-final/>

En esta planificación operativa se prevé dentro del plan previsto de generación la participación en el CBG 2024 de 76 centrales en el mercado de contratos y de 36 centrales en el MEO, de las cuales 9 son propiedad de ENEE.

Asimismo, se espera que para el 2024 la participación en generación por tipo de tecnología sea: térmica convencional con 4,520.75 GWh (40.16%), hidroeléctrica con 4,054.46 GWh (36.02%), solar fotovoltaica 1,017.13 GWh (9.04%), eólica 744.80 GWh (6.62%), biomasa 456.36 GWh (4.05%) y geotérmica 337.23 GWh (3.00%). Se proyecta un 1.11% de importación de energía de oportunidad del MER.

En la POLP 2024-2026, las centrales térmicas que generan a base de diésel y bunker se modelaron de acuerdo con las características de cada central y de acuerdo con su costo variable asociado, el cual incluye el costo unitario de combustible y el costo de operación y mantenimiento de la central. El precio proyectado promedio anual del 2024 para el combustible Heavy Fuel Oil (HFO) No.6 con un contenido de 3% de azufre es de USD 76.77 por barril y para el combustible diésel es de USc 266.50 por galón. Con respecto al CBG aprobado para el año 2023 el precio del bunker aumentó un 6.90% y el del diésel disminuyó un 8.47%.

De acuerdo con el informe de CBG 2024 que presentó el operador del sistema, se observa que la generación de energía eléctrica anual cubierta mediante contratos se estima sea de 6,258.31 GWh y que la tecnología con mayor participación sea la térmica con 2,572.27 GWh, la cual aumenta un 34.50% con respecto al CBG 2023. Con respecto a la generación prevista para el año 2024 en el MEO se prevé que sea de 4,997.22 GWh, la cual se divide en MEO nacional (4,872.42 GWh) y en MEO regional (124.80 GWh). Es importante indicar que el MEO nacional incluye la generación de ENEE (ENEE-Generación), la cual representa 51.79% de la generación prevista del MEO, con respecto al CBG 2023 esta participación aumentará 4.96%. Por otro lado, se observa que el costo de generación previsto para el año 2024 en el Mercado de Contratos es de USD 899,178,971.62 y para el Mercado Eléctrico de Oportunidad es de USD 790,202,398.27.

Finalmente, los costos medios de generación previstos para cada trimestre se distribuyen de la siguiente manera: 140.92 USD/MWh para el primer trimestre, 153.78 USD/MWh para el segundo trimestre, 151.30 USD/MWh para el tercer trimestre y 153.40 USD/MWh para el cuarto trimestre.

El presente informe se estructura de la manera siguiente: en la sección 2.1 se presenta el marco regulatorio en el que se basa el cálculo del CBG. En la sección 3 se presentan algunas consideraciones en las que se basó la ENEE para determinar la POLP 2024- 2026 y por lo tanto los costos de generación, y en las secciones 4 y 5 se detalla el Costo Base de Generación (CBG) y las conclusiones y recomendaciones del presente informe, respectivamente.



02

INTRODUCCIÓN

Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Dentro de las funciones que tiene esta comisión es aprobar el Costo Base de Generación que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de las empresas distribuidoras que forman parte del Sistema Interconectado Nacional. Este costo será propuesto por el operador del sistema.

En este sentido, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) remitió a la CREE mediante un escrito con fecha 08 de diciembre de 2023 la solicitud de aprobación del Costo Base de Generación 2024, la cual venía acompañada de un informe que presenta dichos costos y memorias de cálculo que respaldan a estos costos. Luego de que la CREE realizara un proceso de revisión a dicho informe, realizando requerimientos de información (variables y parámetros que sirvieron de entrada para determinar los costos de generación tanto en el mercado de contratos como en el mercado de oportunidad) y solicitudes de modificación, el 27 de diciembre del 2023 la ENEE remitió a la CREE el informe del Costo Base de Generación previsto para el año 2024 con los ajustes correspondientes y el documento denominado “Anexo nro. 04 Requerimiento CBG 2024 (actualizado)”, el cual había sido requerido inicialmente por la CREE, pero producto de la revisiones tuvo que ser ajustado.

El objetivo de este documento es presentar algunos parámetros que fueron considerados por la ENEE para realizar la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP), así como validar y analizar los resultados del informe del Costo Base de Generación presentado por la ENEE en fecha 27 de diciembre del 2023.

En la sección 1.1 se presenta el marco regulatorio en el que se basa el cálculo del Costo Base de Generación. En la sección 2 se presenta algunas consideraciones en las que se basó la ENEE para determinar la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) 2024- 2026 y por lo tanto los costos de generación, y en las secciones 3 y 4 se detalla el Costo Base de Generación (CBG) y las conclusiones del presente informe, respectivamente.

2.1. Marco Regulatorio

La LGIE establece que el Costo Base de Generación (CBG) se basará en:

- I) Los costos de los contratos de compra de potencia firme y energía suscritos por la Empresa Distribuidora (ED), en este momento la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
- II) Los costos proyectados de la energía en el Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO), los cuales deben contener componentes de potencia firme y energía diferenciados por bloque horario.
- III) Las cantidades de potencia y energía provenientes de cada fuente.

El 20 de abril de 2016 la CREE aprobó el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP).

Este Reglamento consideraba en sus Artículos 16, 17 y 18, el desarrollo de la metodología provisional para el cálculo de los costos base de generación, sobre la base de una transitoriedad que supuso ser un paso previo para considerar todos los factores descritos tanto en la LGIE y su Reglamento (RLGIE), como en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM). Entre otros factores que influyeron para tener esta transitoria se pueden mencionar, la puesta en marcha de un Operador del Sistema, la elaboración de los estudios que manda el régimen tarifario de la LGIE y la aprobación de toda la regulación para la operatividad efectiva de las metodologías para el cálculo de los costos.

Con el fin de reflejar de manera más precisa y completa en la tarifa los costos en que incurre la ENEE para suministrar electricidad a sus clientes, incluyendo, como manda la LGIE, los costos derivados de los contratos de suministro que dicha empresa ha suscrito, así como el resultado de las transacciones del MEO, se modificó el RTP por medio del Acuerdo CREE-065 del 24 de junio de 2020. Es importante mencionar que dicha modificación fue realizada únicamente a los artículos 16, 17 y 18, los cuales quedaron con la estructura siguiente:

- **Artículo 16:** responsable del cálculo, aprobación y definición del CBG.
- **Artículo 17:** Costo Base de Energía (CBE), tipos de contrato y compras previstas de energía en el MEO y costo base de potencia (CBP), tipos de contrato y costo estimado de los desvíos de potencia firme.
- **Artículo 18:** ajuste trimestral del CBG.

La Fig. 1 muestra todos los factores que componen el CBG cumpliendo con las regulaciones anteriormente descritas. La definición de cada factor se describe en la sección siguiente.

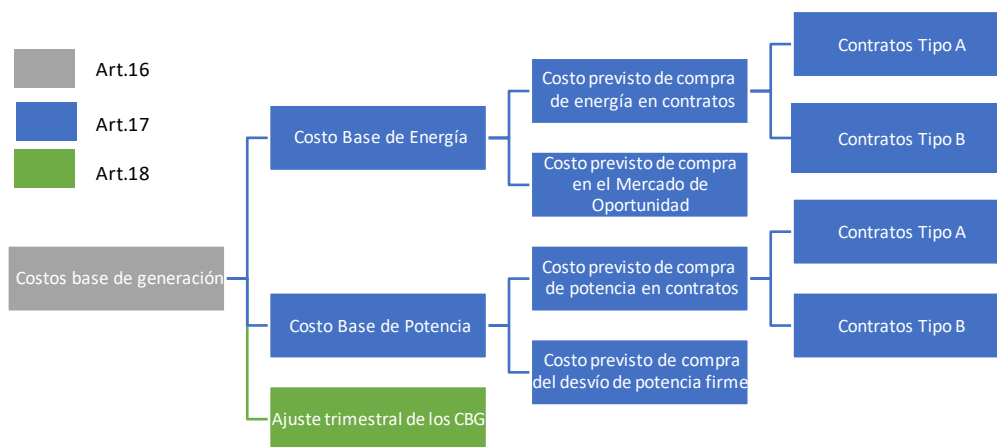


Fig. 1: Factores que componen el Costo Base de Generación

2.1.1. Definiciones

El CBG se compone del CBE y del CBP. El Operador del Sistema (ahora Centro Nacional de Despacho-CND) calculará el Costo Base de Generación propuesto para el año t con base en los

resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo (POLP) que estará disponible a finales del mes de noviembre del año $t-1$ considerando la información de los contratos registrados.

El CBE se compone del costo de compras de energía en contratos y de las compras de energía en el mercado de oportunidad. El costo de compras de energía en contratos se compone de Contratos Tipo A (CTA) y de Contratos Tipo B (CTB).

Para los CTA, el precio de la energía comprada corresponderá al precio previsto en dichos contratos. Para los CTB se tomará en cuenta el costo variable de referencia de la tecnología utilizada, cuyo valor será determinado por la CREE. El MEO se compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la energía total prevista en los contratos de esta, esta diferencia se multiplica por el costo marginal horario, pero excluyendo la energía demandada por los Consumidores Calificados que son Agentes del Mercado.

El CBP se compone del costo de las compras de potencia en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme. El costo de compras de potencia en contratos se compone de CTA y de CTB.

Para los CTA, el precio de la potencia comprada corresponderá al precio previsto en dichos contratos, y para los CTB el precio de la potencia corresponderá al Precio de Referencia que es establecido en la LGIE. Los desvíos de potencia firme son la diferencia entre la demanda firme que le corresponde a la Empresa Distribuidora estimada por el Operador del Sistema y la potencia firme prevista comprada en contratos. El costo de los desvíos de potencia firme son el producto del desvío de potencia firme por el Precio de Referencia de la Potencia.

Es importante mencionar que los CTA son los contratos existentes previo a la entrada en vigencia de la LGIE, y los contratos producto de licitaciones realizadas cumpliendo con las condiciones establecidas por la LGIE. Los CTB son aquellos contratos que suscriba ENEE mediante otros procesos de selección. Dado que la ENEE no se ha separado administrativa y contablemente, el precio de la energía de las plantas de la ENEE es determinado mediante el mercado de oportunidad y el precio de la potencia es determinado con base en los desvíos de potencia firme.

2.1.2. Ajuste de los costos base de generación

Con el fin de reflejar los costos reales de generación, el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP) establece el procedimiento para el ajuste trimestral de los CBG, el cual es ajustado de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Al completar la liquidación mensual, el Operador del Sistema envía a la CREE y la ENEE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y oportunidad), costo de potencia firme (contratos y desvíos). Además, el Operador del Sistema envía a la ENEE el cálculo de la diferencia entre el costo real del mes y el costo previsto para dicho mes.
2. La CREE revisa la información descrita en el párrafo anterior. Con base en esta información la CREE calcula el costo real de generación de cada mes y la diferencia con el costo de generación previsto para ese mes, y la diferencia acumulada para cada trimestre.

3. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral $p-1$ se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste $p-1$, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p , los cuales deben ser divididos por la demanda de energía prevista para este último período. Estos otros ajustes deberán ser solicitados por el Operador del Sistema y aprobados por la CREE.
4. Finalmente, la CREE realiza la suma algebraica entre el precio de generación previsto para el período p y la relación de la suma entre la diferencia acumulada descrita en el inciso 2 y -si aplica- otros ajustes solicitados por el Operador del Sistema y la energía prevista para el período p .



03

**INFORME DE LA
PLANIFICACIÓN
OPERATIVA
DE LARGO PLAZO
2024-2026**

Informe de la planificación operativa de largo plazo 2024-2026

El RTP establece que el Operador del Sistema calculará los CBG propuesto para el año t con base en los resultados de la POLP que estará disponible a finales del mes de noviembre del año $t-1$. En este sentido, el Operador del Sistema se dispuso a calcular los CBG con base en la POLP 2024-2026². De dicha planificación se obtuvo para el año 2024 el plan previsto de generación, la estimación de los costos marginales horarios, la evolución esperada de los embalses de las centrales hidroeléctricas Francisco Morazán (El Cajón), Patuca III y Cañaverl y los valores esperados de déficit y de vertimiento de energía renovable variable. Cabe destacar que en dicho informe se presentan algunas premisas, como: la consideración de centrales que están previstas en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación, restricciones en la red de transmisión y restricciones de generación. A continuación, se presentan algunos parámetros que fueron considerados por el Operador del Sistema para la realizar la POLP.

3.1. Caracterización y modelación de la demanda de electricidad

Con base en el estudio de “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional de Honduras 2021-2035” que presentó la Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial de la ENEE, el Operador del Sistema calculó tres escenarios de demanda para los años 2024-2026: escenario base, escenario alto y escenario bajo de demanda. Cada uno de estos escenarios es detallado en el informe de la POLP 2024-2026. Para la determinación de los CBG, la Gerencia de Operación del Mercado del Operador del Sistema utilizó el escenario base de demanda, el cual contempla para el año 2024 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) una demanda máxima esperada de 1,892.46 MW y una energía esperada de 12,130.89 GWh. Es importante mencionar que con este escenario la energía anual que se prevé para dicho año en compras para ENEE- Distribución es de 11,255.52 GWh, que es mayor 8.04% con respecto a la establecida en el CBG 2023.

3.2. Proyección de los precios de los combustibles

En la POLP 2024-2026, las centrales térmicas que generan a base de diésel y bunker se modelan de acuerdo con las características de cada central y de acuerdo con su costo variable asociado, el cual incluye el costo unitario de combustible y el costo de operación y mantenimiento de la central.

Para la proyección de corto y largo plazo del costo unitario de combustible, el Operador del Sistema tomó los precios publicados por la revista Platts, específicamente, los de la primera actualización de octubre de 2023 y utilizó como referencia el precio del combustible en EE. UU. El precio proyectado promedio anual para el combustible Heavy Fuel Oil (HFO) No.6 con un contenido de 3% de azufre es de USD 76.77 por barril y para el combustible diésel es de US\$ 266.50 por galón. Con respecto al CBG aprobado para el año 2023 el precio del bunker aumentó un 6.90% y el del diésel disminuyó un 8.47%.

² <https://ods.org.hn/version-final/>

Para la internalización de los precios de combustible en el caso de la POLP 2024-2026, el Operador del Sistema se basó en el informe denominado “Estructura de Precios de los Combustibles” publicado por la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía en fecha 23 de octubre de 2023. En el caso del mercado de contratos dicha internalización dependerá de lo establecido en los contratos.

Por otro lado, para la proyección de los costos de operación y mantenimiento de las centrales térmicas, el Operador del Sistema la realizó con el ajuste del CPI de los años 2024-2027, tomando como referencia los costos bases del año 2023.

3.3. Proyección de los costos marginales

La Fig. 2 muestra los costos marginales promedios semanales previstos para el año 2024. El costo marginal proyectado promedio semanal es 131.88 USD/MWh. Con respecto al CBG aprobado para el año 2023 este costo aumentó un 19.54%.

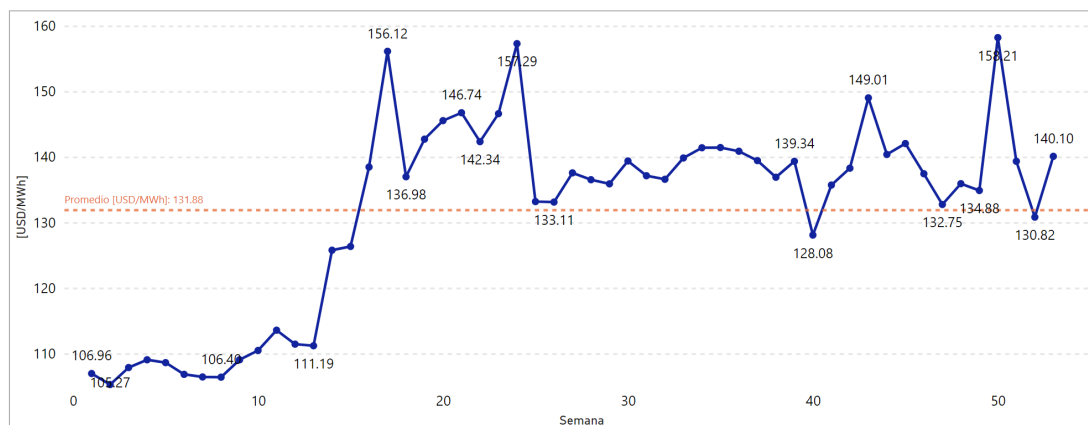


Fig. 2: Proyección para el año 2024 de los costos marginales promedios semanales (Fuente: CND)

3.4. Plan previsto de generación 2024

En esta sección se presenta la generación de energía eléctrica de las centrales de generación que la POLP 2024-2026 contempló para ENEE-Distribución. Las centrales han sido agrupadas de acuerdo con la estructura de mercado. Para el mercado de contratos se prevé la participación de 76 contratos y para el MEO se prevé la participación de 38 centrales, de las cuales 9 son propiedad de ENEE.

En la Tabla 1 se presenta la generación mensual esperada para el año 2024 de las centrales que tienen contrato con ENEE-Distribución. Se prevé que la generación de energía eléctrica anual cubierta mediante contratos sea de 6,258.31 GWh y que la tecnología con mayor participación sea la térmica con 2,572.27 GWh, la cual aumenta un 34.50% con respecto al CBG 2023.

Tabla 1: Generación de energía mensual prevista para el año 2024 por contrato

No. Contrato	Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES														
085-2010	LA VEGONA	9.85	10.19	18.95	26.23	25.59	23.15	22.13	22.56	20.74	18.31	13.07	14.95	225.74
081-2010	SHOL	5.94	4.24	2.94	1.79	1.38	2.64	3.99	3.91	2.71	3.92	5.38	6.09	44.93
263-2014	SHOL	7.70	5.97	5.04	3.49	2.10	3.10	3.71	3.94	3.04	3.85	7.01	7.10	56.05
	TOTAL HIDRO EMPUNTABLE	23.49	20.41	26.92	31.51	29.07	28.90	29.82	30.41	26.49	26.08	25.47	28.14	326.72
EÓLICAS														
049-2008	CERRO DE HULA	49.94	43.98	37.06	17.93	17.25	21.27	39.17	24.31	11.15	18.89	39.13	47.05	367.13
136-2012	CHINCHAYOTE	23.64	21.12	20.20	11.06	10.77	13.52	22.03	14.06	7.25	9.53	16.09	22.71	191.96
131-2012	PLANTA SAN MARCOS	23.32	21.78	20.09	10.42	10.84	12.98	20.70	12.69	7.15	9.09	15.22	21.42	185.70
	TOTAL EÓLICA	96.90	86.87	77.35	39.41	38.86	47.77	81.91	51.05	25.55	37.51	70.44	91.18	744.80
BIOMASA														
112-2012	CELSUR	7.65	7.91	9.11	8.90	10.91	9.95	10.33	11.21	7.48	6.57	7.72	4.91	102.64
066-2014	TRES VALLES	5.56	5.17	5.55	5.34	3.91	3.63	4.79	3.30	0.00	0.00	1.68	3.29	42.22
066-2014	TRES VALLES AMPLIACION	0.47	0.29	0.27	0.40	0.14	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.58
270-2014	LOS PINOS	0.14	0.19	0.26	0.28	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
124-2013	MERENDON POWER PLANT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
054-2012	GREEN POWER PLANT	20.10	19.07	22.27	18.73	20.14	17.86	19.50	16.29	13.58	18.41	20.43	18.19	224.57
036-2010	CARACOL KNITS	0.04	0.17	0.14	0.05	0.11	0.06	0.18	0.82	0.30	0.20	0.05	0.08	2.22
004-2013	CHUMBAGUA	4.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.88
039-2011	ACEYDESA	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.01	0.01	0.19
040-2011	BIOGAS Y ENERGÍA	0.64	0.64	0.60	0.54	0.67	0.71	0.59	0.55	0.59	0.58	0.49	0.50	7.11
	TOTAL BIOMASA	39.48	33.45	38.21	34.26	36.04	32.24	35.42	32.19	21.96	25.79	30.39	26.98	386.41
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA														
068-2000	BABILONIA	2.07	1.57	2.04	1.58	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.72
119-2010	CORONADO	2.81	2.21	1.93	1.54	1.60	2.17	2.64	2.78	2.38	2.61	2.52	2.70	27.88
069-2000	HIDRO YOJOA	0.16	0.14	0.13	0.07	0.12	0.13	0.13	0.19	0.24	0.31	0.29	0.23	2.13
075-2010	LAURELES	0.58	0.48	0.39	0.36	0.21	0.26	0.13	0.16	0.14	0.24	0.41	0.36	3.73
065-2010	CHAMELECON	5.92	4.36	3.33	2.65	3.29	6.95	7.92	7.70	7.69	8.27	7.19	6.86	72.11
062-2010	MORJAS	3.51	2.39	1.63	0.58	1.00	2.96	3.08	3.53	4.47	5.30	3.85	3.76	36.05
226-2013	SAN MARTIN	1.67	1.27	1.19	0.83	0.94	1.44	1.44	1.50	1.40	1.60	1.48	1.80	16.56
083-2014	GENERA LOS LAURELES	2.61	2.13	2.02	1.72	1.39	1.32	1.58	1.88	2.12	2.16	2.35	2.42	23.70
005-2013	LA AURORA	1.23	0.75	0.61	0.61	0.83	2.09	1.74	2.38	4.31	2.90	2.77	1.82	22.05
157-2012	MATARRAS	1.06	0.97	0.86	0.59	0.55	0.48	0.77	0.98	0.95	1.08	1.09	1.09	10.49
056-2010	RIO GUINEO	0.25	0.18	0.16	0.13	0.12	0.19	0.29	0.23	0.14	0.14	0.24	0.33	2.40
058-2010	MEZAPA	5.56	4.49	4.25	3.04	2.08	1.95	2.40	3.63	3.30	4.61	4.48	5.05	44.83

No. Contrato	Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
067-2010	SAZAGUA	1.34	0.92	0.71	0.74	1.88	3.92	3.11	4.89	5.76	5.54	4.14	2.38	35.34
050-2010	ZINGUIZAPA	1.29	1.06	0.92	0.65	0.91	1.40	1.58	1.78	1.96	2.19	1.95	1.35	17.04
070-2010	RIO BETULIA	0.26	0.07	0.05	0.39	0.06	0.28	0.57	0.46	0.44	0.51	0.47	0.08	3.66
185-2014	RIO BETULIA	3.18	2.49	2.39	1.38	1.00	0.43	0.02	0.05	0.04	0.63	1.65	2.84	16.10
024-2013	CANJEL	0.10	0.05	0.09	0.04	0.03	0.04	0.02	0.39	0.31	0.02	0.11	0.08	1.29
054-2010	RIO QUILIO	0.37	0.27	0.21	0.21	0.31	0.46	0.44	0.52	0.64	0.73	0.65	0.53	5.34
084-2014	AGUA VERDE	0.56	0.48	0.48	0.39	0.33	0.29	0.34	0.35	0.45	0.55	0.55	0.56	5.32
167-2014	CHACHAGUALA	0.81	0.78	0.81	0.48	0.38	0.37	0.39	0.38	0.43	0.80	0.79	0.65	7.06
082-2011	NISPERO II	1.52	1.05	0.69	0.16	0.68	1.62	1.77	0.60	0.54	0.46	1.22	1.94	12.25
078-2010	PENCALIGÜE	2.74	1.96	1.56	1.05	1.84	3.50	3.22	4.11	4.58	4.65	3.16	2.56	34.92
046-2010	SAN ALEJO	0.31	0.34	0.31	0.27	0.28	0.54	0.40	0.59	0.83	0.87	0.59	0.28	5.60
115-2014	CUYAGUAL	1.59	1.82	1.87	1.06	0.83	0.74	0.74	0.70	1.29	2.36	2.14	1.82	16.96
045-2011	CHURUNE	1.61	1.20	1.01	0.73	0.97	1.77	1.54	1.45	2.26	2.35	2.14	2.00	19.04
232-2013	PEÑA BLANCA	0.68	0.63	0.67	0.64	0.47	0.46	0.59	0.67	0.65	0.68	0.65	0.68	7.48
57-2010	RIO FRIO	0.55	0.37	0.21	0.20	0.40	1.15	1.12	1.11	1.40	1.35	0.85	0.82	9.53
060-2010	SAN JUAN PUEBLO	3.79	3.23	3.17	2.47	2.10	1.84	2.45	3.16	3.09	3.48	3.82	4.10	36.69
103-2014	CORRAL DE PIEDRAS	0.05	0.04	0.04	0.05	0.13	0.26	0.16	0.37	0.69	0.39	0.24	0.10	2.51
054-2011	CORTESITO	1.93	1.53	1.58	1.44	1.09	0.96	0.94	0.95	1.16	1.60	1.52	1.52	16.23
055-2011	SAN CARLOS	0.99	0.79	0.82	0.48	0.32	0.35	0.52	0.52	0.30	0.40	0.32	0.35	6.17
026-2014	YAGUALA	22.79	10.14	7.14	5.58	23.65	27.57	29.98	24.42	35.71	34.22	22.69	10.56	254.44
	TOTAL HIDRO DE PASADA	73.90	50.17	43.27	32.10	50.23	67.87	72.05	72.41	89.68	92.99	76.33	61.59	782.60
SOLAR														
014-2014	COHESSA	10.12	9.88	10.27	9.52	9.11	8.47	9.25	9.51	8.64	8.87	8.45	8.93	111.02
009-2014	ENERBASA	3.34	3.34	3.53	3.14	2.98	2.73	3.00	2.96	2.97	3.08	2.83	3.17	37.07
019-2014	LOS LLANOS SUR	2.24	2.13	2.22	2.08	2.02	1.87	2.04	2.00	1.59	1.73	1.84	2.16	23.93
013-2014	SOPOSA	10.20	9.77	10.32	9.44	8.69	8.10	8.89	9.18	8.87	9.06	8.02	9.07	109.62
002-2014	NACAOME I (ETAPA 2)	3.68	3.60	3.91	3.67	3.46	3.37	3.54	3.71	3.60	3.65	3.15	3.42	42.74
002-2014	NACAOME I	5.32	5.34	5.87	5.26	4.96	4.61	5.25	5.20	4.08	4.33	4.33	4.34	58.88
003-2014	NACAOME DOS	7.87	7.99	8.49	7.91	7.60	7.09	7.64	7.66	7.10	7.15	6.83	6.92	90.25
004-2014	POLLITO	2.33	2.41	2.56	2.54	2.41	2.26	2.36	2.56	2.21	2.11	1.88	2.20	27.82
023-2014	SUREÑA	2.04	2.12	2.33	2.17	2.04	1.90	2.11	2.04	1.84	1.81	1.78	1.85	24.03
020-2014	ENERGÍAS SOLARES	1.14	1.23	1.30	1.21	1.14	1.03	1.17	1.14	1.03	1.00	1.01	1.05	13.46
018-2014	GENERACIONES ENERGÉTICAS	1.95	2.05	2.24	2.08	1.98	1.84	2.02	1.96	1.78	1.74	1.72	1.77	23.13
032-2014	HELIOS	5.14	5.32	5.79	5.41	5.04	4.82	5.13	4.99	4.58	4.47	4.38	4.61	59.66
015-2014	FOTERSA	3.62	3.78	4.03	3.81	3.63	3.41	3.61	3.44	3.16	3.14	2.98	3.28	41.89
012-2014	LAS LAJAS	1.25	1.19	1.09	0.99	0.88	1.07	1.08	0.95	0.94	1.01	0.40	1.24	12.08

No. Contrato	Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
006-2014	MARCOVIA	6.67	7.00	7.86	7.03	6.39	6.25	6.85	6.65	6.15	6.01	5.55	5.95	78.35
031-2014	MECER	4.64	4.80	5.31	4.92	4.63	4.40	4.68	4.59	4.19	4.17	3.89	4.16	54.38
010-2014	CINCO ESTRELLAS	9.15	9.54	10.11	9.49	8.78	8.53	9.04	8.65	8.25	7.81	7.14	7.51	103.98
007-2014	CHOLUTECA UNO	3.65	3.71	4.07	3.74	3.49	3.37	3.58	3.50	3.25	3.21	3.07	3.31	41.97
008-2014	CHOLUTECA DOS	5.33	5.45	5.89	5.51	5.10	4.89	5.22	5.05	4.62	4.56	4.45	4.63	60.70
	TOTAL SOLAR	89.67	90.66	97.18	89.89	84.35	80.01	86.47	85.75	78.83	78.89	73.70	79.56	1,014.97
GEOTÉRMICAS														
086-2010	GEOPLATANARES	26.41	24.71	26.41	25.56	26.41	25.56	26.41	26.41	25.56	26.41	25.56	26.41	311.83
	TOTAL GEOTÉRMICA	26.41	24.71	26.41	25.56	26.41	25.56	26.41	26.41	25.56	26.41	25.56	26.41	311.83
TÉRMICAS														
004-2018	LUFUSSA III	156.80	150.79	129.93	134.93	151.81	140.90	156.16	160.21	152.81	156.43	157.37	161.33	1,809.46
013-2018	LA ENSENADA	1.53	7.72	14.11	17.13	16.36	14.64	13.70	14.82	9.11	5.58	5.28	4.72	124.71
027-2014	BECOSA	23.19	31.95	31.55	29.84	32.68	26.30	28.51	22.07	30.94	33.21	30.56	23.56	344.35
012-2018	LAEISZ SAN ISIDRO	0.74	4.17	7.99	10.51	10.16	9.00	7.93	8.32	5.07	2.69	2.68	2.44	71.70
083-2010	ENERSA COGENERACIÓN	1.39	2.52	4.00	4.95	5.65	5.96	6.17	6.15	5.79	4.12	3.98	4.91	55.58
011-2018	LAEISZ CEIBA	0.73	4.24	8.13	10.53	10.17	9.01	8.11	8.45	5.19	2.77	2.72	2.47	72.51
049-2018	EL FARO	4.77	7.53	8.68	8.69	12.90	12.25	7.79	8.07	8.88	4.75	4.90	4.76	93.96
	TOTAL TÉRMICA	189.15	208.92	204.39	216.57	239.73	218.06	228.37	228.08	217.80	209.53	207.48	204.18	2,572.27
Generación total Mercado de Contratos [GWh]		539.00	515.19	513.74	469.30	504.69	500.40	560.45	526.32	485.88	497.21	509.37	518.05	6,139.59
Importación (HIDRO XACBAL) [GWh]		8.71	6.06	4.85	3.02	4.02	7.96	12.97	14.22	14.43	14.87	14.69	12.91	118.71
Total Mercado de Contratos [GWh]		547.71	521.25	518.59	472.32	508.71	508.36	573.42	540.54	500.31	512.08	524.06	530.95	6,258.31

En la Tabla 2 se presenta la generación mensual prevista para el año 2024 de las centrales que participan en el MEO. La generación prevista para el año 2024 en el MEO es de 4,997.22 GWh, la cual se divide en MEO nacional (4,872.42 GWh) y en MEO regional (124.80 GWh). Es importante indicar que el MEO nacional incluye la generación de ENEE (ENEE-Generación), la cual representa 51.79% de la generación del MEO, con respecto al CBG 2023 esta participación aumentará 4.96%.

Tabla 2: Generación de energía mensual prevista para el año 2024 en el MEO

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
BIOMASA													
CAHSA	4.32	7.22	7.81	7.48	3.94	-	-	-	-	-	-	0.00	30.77
ECOPALSA	0.17	0.06	0.12	0.16	0.08	0.17	0.06	0.23	0.24	0.24	0.20	0.17	1.90
IHSA	1.31	1.49	2.02	1.75	1.37	0.19	-	-	-	-	-	0.06	8.19
CELSUR MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.36	3.36

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
CHUMBAGUA MEO	1.04	4.99	5.61	5.11	4.40	1.79	0.08	0.00	0.00	-	0.01	2.69	25.73
TOTAL BIOMASA	6.84	13.76	15.57	14.50	9.80	2.15	0.14	0.23	0.24	0.24	0.21	6.29	69.95
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
EL CAJÓN*	66.86	69.02	128.18	178.82	174.89	162.43	153.71	157.45	145.82	125.70	87.73	102.03	1,552.64
CAÑAVERAL*	6.76	8.01	10.94	17.81	19.26	18.42	19.02	18.65	16.70	18.30	17.51	0.34	171.71
PATUCA*	11.95	9.96	10.37	12.46	16.14	24.30	38.61	37.15	32.21	34.27	23.13	14.11	264.65
TOTAL HIDRO DE EMBALSE	85.58	86.98	149.49	209.08	210.30	205.16	211.34	213.25	194.73	178.27	128.36	116.47	1,989.00
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
RIO LINDO*	32.43	33.81	40.13	55.10	57.14	53.94	56.16	55.63	50.30	55.97	53.82	1.58	546.00
TOTAL HIDRO EMPUNTABLES	32.43	33.81	40.13	55.10	57.14	53.94	56.16	55.63	50.30	55.97	53.82	1.58	546.00
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
RIO BLANCO	3.18	2.76	2.54	2.18	2.21	2.21	2.89	3.35	3.49	3.70	3.46	3.57	35.56
CECECAPA	1.01	0.66	0.51	0.39	0.47	1.10	1.73	1.74	1.71	1.94	1.41	1.33	14.00
PEÑA BLANCA MEO	0.34	0.22	0.11	0.05	0.00	-	0.00	0.10	0.33	0.55	0.61	0.67	2.99
LA GLORIA	3.72	3.00	2.86	2.14	1.31	1.05	0.78	0.65	0.91	2.25	3.46	3.53	25.68
MANGUNGO	1.02	0.84	0.80	0.64	0.54	0.50	0.57	0.79	0.71	0.88	0.92	0.96	9.18
NISPERO I*	1.05	0.50	0.43	0.23	0.51	1.26	1.70	5.83	10.07	11.06	5.59	2.16	40.39
ZACAPA	0.19	0.13	0.12	0.10	0.09	0.17	0.22	0.32	0.31	0.37	0.31	0.25	2.59
SANTA MARIA DEL REAL*	0.18	0.09	0.00	-	0.03	0.18	0.21	0.17	0.13	0.23	0.26	0.20	1.68
CHURUNE MEO	0.00	-	-	-	0.00	0.02	0.00	0.00	0.80	1.06	0.31	0.15	2.35
CISA	1.34	0.92	0.81	1.32	3.52	6.40	5.25	5.92	7.65	7.56	6.55	2.53	49.76
NACAOME	0.51	0.37	0.40	0.23	1.11	6.41	1.75	2.10	7.07	7.63	5.95	1.66	35.20
EL CISNE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUYAMAPA	2.91	2.12	2.00	1.96	4.93	6.98	5.98	6.53	7.36	6.82	4.69	3.48	55.76
BABILONIA MEO	-	-	-	-	1.03	1.85	2.05	2.17	2.10	2.23	2.62	2.24	16.28
TOTAL HIDRO DE PASADA	15.45	11.63	10.57	9.25	15.76	28.14	23.14	29.67	42.65	46.28	36.15	22.75	291.43
GEOTÉRMICAS													
GEOPLATANARES MEO	2.16	2.02	2.16	2.09	2.16	2.08	2.16	2.16	2.08	2.14	2.09	2.11	25.40
TOTAL GEOTÉRMICA	2.16	2.02	2.16	2.09	2.16	2.08	2.16	2.16	2.08	2.14	2.09	2.11	25.40
SOLAR													
CHESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.16	2.16
TOTAL SOLAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.16	2.16
TÉRMICAS													
LAEISZ JUTICALPA	0.71	0.42	0.28	0.77	1.27	0.32	0.05	0.05	0.06	0.19	0.42	0.63	5.17
LA PUERTA*	-	-	0.00	0.11	0.12	0.29	-	-	-	0.07	0.03	0.04	0.66
LUFUSSA VALLE	5.67	8.26	10.53	13.60	15.86	11.70	9.30	9.43	11.57	26.22	53.67	57.21	233.02

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual [GWh]
SANTA FE*	0.00	-	0.00	0.01	0.01	0.01	-	-	0.00	0.00	0.01	0.02	0.05
EL FARO	0.15	0.23	0.35	0.68	0.88	0.87	0.28	0.27	0.35	0.23	0.14	0.21	4.65
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	-	-	0.01	2.97	1.62	0.92	0.03	0.13	0.03	0.00	0.00	0.19	5.90
PECSA GEN 1	2.95	5.30	5.18	4.49	6.97	6.43	4.20	4.17	4.09	2.78	2.38	2.36	51.29
PECSA (GEN 2 Y GEN 3)													-
ELCOSA	0.37	0.16	1.19	5.22	7.07	6.82	1.23	1.43	3.11	2.99	2.49	3.09	35.17
EMCE CHOLOMA	0.59	0.24	1.42	4.83	7.05	7.02	1.72	1.92	2.67	2.31	2.34	2.49	34.61
ENERSA	138.57	136.65	144.30	145.54	173.68	159.09	124.71	125.92	111.44	112.99	97.40	87.15	1,557.45
TÉRMICA VILLANUEVA	0.18	0.25	0.46	1.25	1.72	1.77	0.55	0.63	0.98	0.71	0.77	0.79	10.07
CEIBA TÉRMICA*	-	0.04	0.59	3.09	2.85	1.75	0.46	0.66	0.39	0.11	0.15	0.34	10.44
TOTAL TÉRMICA	149.20	151.54	164.32	182.56	219.10	196.99	142.54	144.61	134.70	148.60	159.81	154.51	1,948.48
Energía total generación nacional [GWh]	291.66	299.74	382.24	472.58	514.25	488.46	435.48	445.53	424.69	431.49	380.43	305.88	4,872.42
Energía total importación [GWh](oportunidad)	7.67	5.76	3.85	14.48	18.95	14.53	12.57	7.15	11.94	9.52	9.71	8.67	124.80
Energía total MEO [GWh]	299.32	305.50	386.09	487.06	533.20	502.99	448.05	452.68	436.63	441.01	390.14	314.55	4,997.22

*EENE-Generación



04

COSTOS BASE DE GENERACIÓN

Costos Base de Generación

Tal como se mencionó en la sección 2, el CBG se compone del CBE y del CBP, y estos a su vez, se componen de los costos de los contratos que suscribe ENEE-Distribución y de los costos de las compras que realiza esta empresa en el MEO.

4.1. Costo Base de Energía y Costo Base de Potencia

El RTP contempla en su artículo 17 la metodología para determinar estos tipos de costo. De manera general esta metodología se representa mediante la ecuación (1) y (2).

$$CBE_{t,m} = \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,t,m} * PECTA_{j,t,m}) + \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,t,m} * CET_t) + EPO_{t,m} * CM_{t,m} \text{ [USD]} \quad (1)$$

Donde:

$CBE_{t,m}$ es el Costo Base de Energía previsto para el año t en el mes m .

$EPCTA_{j,t,m}$ es la cantidad de energía prevista para el CTA_j para el año t en el mes m . [MWh]

$PECTA_{j,t,m}$ es el precio de la energía prevista en el CTA_j para el año t en el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. [USD/MWh]

$EPCTB_{j,t,m}$ es la energía prevista en el CTB_j para el año t en el mes m . [MWh]

CET_t es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para el año t . [USD/MWh]

$EPO_{t,m}$ es la compra prevista de energía en el mercado de oportunidad para el año t en el mes m . [MWh]

$CM_{t,m}$ es costo marginal (costo en el nodo de conexión previsto en la planificación del Operador del Sistema) para el año t en el mes m . [USD/MWh]

n es el número de Contratos Tipo A.

k es el número de Contratos Tipo B.

El CBP es calculado manera mensual y se representan matemáticamente mediante la ecuación siguiente:

$$CBP_{t,m} = \sum_{j=1}^n (QPCTA_{j,t,m} * PPCTA_{j,t,m}) + \sum_{j=1}^k (QPCTB_{j,t,m} * PRP_t) + CDP_{t,m} \text{ [USD]} \quad (2)$$

Donde:

$CBP_{t,m}$ es el Costo Base de Potencia previsto durante el mes m del año t .

$QPCTA_{j,t,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme para el CTA_j durante el mes m del año t . [MW]

$PPCTA_{j,t,m}$ es el precio previsto de la potencia firme para el CTA_j durante el mes m del año t ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. [USD/MW]

$QPCTB_{j,t,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTB_j durante el mes m del año t . [MW]

PRP_t es el Precio de Referencia de la Potencia establecido por la CREE para el año t . [USD/MW]

$CDP_{t,m}$ es el costo del desvío de potencia firme durante el mes m del año t . [USD]

n es el número de Contratos Tipo A.

k es el número de Contratos Tipo B.

Con base en el informe de POLP 2024-2026, en el documento denominado “Anexo nro. 04 Requerimiento CBG 2024(actualizado)” presentado por la ENEE en fecha 27 de diciembre de 2023, en los precios y fórmula de indexación establecidos en los contratos de compra de energía y potencia que tiene suscritos y en operación comercial la ENEE, y en las ecuaciones (1) y (2), el Departamento de Tarifas calculó los costos base de energía y potencia y el costo base de generación que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de la ENEE-Distribución. Estos costos son detallados en las tablas siguientes. El detalle mensual del costo de potencia y energía de cada contrato o central son descritos en el anexo del presente informe.

La Tabla 3 presenta los costos mensuales previstos que ENEE-Distribución tendrá que pagar a las centrales por las compras de potencia y energía con las que tiene contrato. Esta tabla solo muestra los costos de los CTA. Es importante mencionar que las compras de potencia realizadas mediante estos contratos no son necesariamente compras de potencia firme, por lo que ENEE-Distribución tendrá que recurrir a los desvíos de potencia firme para cumplir con el requerimiento de potencia firme que establece el ROM para los Agentes Compradores. El costo medio de generación previsto para el año 2024 en los CTA es de 142.67 USD/MWh.

Tabla 3: Costo de generación previsto para el año 2024 de los CTA

Mes	Energía [GWh]	Costo Base de Energía [USD]	Costo Base de Potencia [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio total [USD/MWh]
Enero	544.71	69,984,583.47	7,364,560.19	77,349,143.66	142.00
Febrero	505.12	63,380,155.63	7,304,316.99	70,684,472.62	139.94
Marzo	488.37	61,012,835.86	7,231,620.78	68,244,456.64	139.74
Abril	434.14	53,718,343.01	6,892,333.66	60,610,676.67	139.61
Mayo	472.01	59,708,558.78	6,716,818.00	66,425,376.78	140.73
Junio	475.71	61,225,390.71	6,956,503.24	68,181,893.95	143.33
Julio	543.68	70,945,042.49	7,269,941.33	78,214,983.82	143.86
Agosto	508.95	66,378,715.43	7,143,977.64	73,522,693.07	144.46
Septiembre	480.93	62,832,193.93	6,935,656.30	69,767,850.23	145.07
Octubre	501.05	65,345,207.26	6,962,181.17	72,307,388.43	144.31
Noviembre	513.38	67,004,953.56	7,082,273.44	74,087,227.00	144.31
Diciembre	521.33	67,842,960.39	7,256,691.13	75,099,651.52	144.05
Total	5,989.39	769,378,940.52	85,116,873.87	854,495,814.39	142.67

La Tabla 4 presenta los costos mensuales previstos que ENEE-Distribución tendrá que pagar a las centrales por las compras de energía y potencia que realizará tanto en el MEO nacional como regional. El costo medio de generación previsto para el año 2024 en el MEO es de 158.13 USD/MWh.

Tabla 4: Costo de generación previsto para el año 2024 en el MEO

Mes	Energía [GWh]	Costo Base de Energía [USD]	Costo Base de Potencia [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio total [USD/MWh]
Enero	299.32	35,113,152.35	7,419,784.84	42,532,937.19	142.10
Febrero	305.50	35,384,766.70	7,419,784.84	42,804,551.54	140.11
Marzo	386.09	46,362,959.58	7,419,784.84	53,782,744.42	139.30
Abril	487.06	70,909,807.47	7,419,784.84	78,329,592.31	160.82
Mayo	533.20	80,840,627.95	7,419,784.84	88,260,412.79	165.53
Junio	502.99	77,430,514.51	7,434,359.64	84,864,874.15	168.72
Julio	448.05	62,981,094.95	7,434,359.64	70,415,454.59	157.16
Agosto	452.68	64,349,521.89	7,434,359.64	71,783,881.53	158.58
Septiembre	436.63	61,787,585.85	7,434,359.64	69,221,945.49	158.54
Octubre	441.01	63,390,440.56	7,434,359.64	70,824,800.20	160.60
Noviembre	390.14	55,611,844.77	7,434,359.64	63,046,204.41	161.60
Diciembre	314.55	46,900,640.11	7,434,359.64	54,334,999.75	172.74
Total	4,997.22	701,062,956.69	89,139,441.68	790,202,398.37	158.13

4.1.1. Costo estándar de generación

El 28 de septiembre de 2020 mediante el Decreto Legislativo No. 116-2020 publicado en el diario oficial “La Gaceta”, el Congreso Nacional de la República de Honduras aprobó en toda y cada una de sus partes los contratos números 011-2018, 012-2018 y 013-2018 y sus modificaciones. Asimismo, el Congreso Nacional mandó a la ENEE para que, en el término de 10 días hábiles siguientes a la vigencia del decreto, procediera a la modificación de los contratos de suministro de potencia firme y energía asociada No. 011-2018, No. 012-2018 y No. 013-2018 aprobados por el Congreso Nacional y suscritos entre la ENEE y Comercial Laeisz Honduras, S. A. de C. V., en lo que respecta a su plazo.

La CREE mediante la Resolución CREE-180 de fecha 9 de octubre de 2020 advirtió a la ENEE lo siguiente: “...de conformidad con la Ley General de la Industria Eléctrica, y en caso de concretarse estas modificaciones a los contratos que previamente aprobó la CREE como resultado de la licitación No. LPI 100-009-2017, el reconocimiento de sus costos se haría a través de lo establecido en el mecanismo de la ley que manda el Artículo 21, letra A, último párrafo, referente a los costos estándar.”

En función de lo antes expuesto, el 30 de septiembre de 2021, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-47-2021 los costos estándar para el contrato No. 12-2018 suscrito entre la ENEE y la sociedad mercantil denominada Comercial Laeisz Honduras, S. A. de C.V. Luego en fecha 30 de

septiembre de 2022, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-47-2022 los costos estándar para el contrato No. 11-2018 suscrito entre la ENEE y la sociedad mercantil denominada Comercial Laeisz Honduras, S. A. de C.V. Luego en fecha 30 de diciembre de 2022, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-62-2022 los costos estándar para el contrato No. 13-2018 suscrito entre la ENEE y la sociedad mercantil denominada Comercial Laeisz Honduras, S. A. de C.V. A continuación, en la tabla siguiente se presentan los costos estándar de energía y potencia previstos para el año 2024 para dichos contratos. Es importante indicar que estos costos formarán parte de los CBE y CBP de la ENEE.

Tabla 5: Costo estándar de generación previsto para el año 2024

Mes	Energía [GWh]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Enero	3.00	366,857.03	652,400.00	1,019,257.03	339.32
Febrero	16.13	1,912,657.74	652,400.00	2,565,057.74	159.02
Marzo	30.22	3,727,885.77	652,400.00	4,380,285.77	144.92
Abril	38.17	5,028,835.51	652,400.00	5,681,235.51	148.83
Mayo	36.69	5,008,168.29	652,400.00	5,660,568.29	154.27
Junio	32.65	4,612,107.95	652,400.00	5,264,507.95	161.22
Julio	29.74	4,317,922.47	652,400.00	4,970,322.47	167.14
Agosto	31.59	4,603,272.47	652,400.00	5,255,672.47	166.36
Septiembre	19.37	2,786,204.42	652,400.00	3,438,604.42	177.49
Octubre	11.03	1,583,799.42	652,400.00	2,236,199.42	202.81
Noviembre	10.68	1,530,268.22	652,400.00	2,182,668.22	204.39
Diciembre	9.63	1,376,377.94	652,400.00	2,028,777.94	210.72
Total	268.91	36,854,357.23	7,828,800.00	44,683,157.23	166.16

4.2. Costo Base de Generación 2024

Finalmente, en esta sección se presentan de manera trimestral los resultados de los CBG previstos para el año 2024. Estos costos son los que se incorporarán a la tarifa de usuario final del próximo año y se ajustarán de manera trimestral tal como lo establece la LGIE y el RTP. El costo medio de generación previsto por trimestre es 140.92 USD/MWh para el primer trimestre, 153.78 USD/MWh para el segundo trimestre, 151.30 USD/MWh para el tercer trimestre y 153.40 USD/MWh para el cuarto trimestre.

De manera general, se espera que para el año 2024 ENEE-Distribución tenga un costo total de generación de USD 1,689,381,369.99 y un costo medio de generación anual de 150.09 USD/MWh.

Al comparar los datos mostrados en la Tabla 6 con los presentados por la ENEE mediante el informe del Costo Base de Generación previsto para el año 2024, se concluye que los cálculos presentados por el ENEE son iguales a los cálculos realizados por el Departamento de Tarifas y

por lo tanto cumplen con los requerimientos de cálculo³ establecidos por la CREE.

Tabla 6: Costo Base de Generación para el año 2024

Mes	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Enero	847.04	15,436,745.03	105,464,592.85	120,901,337.88	142.73
Febrero	826.75	15,376,501.83	100,677,580.07	116,054,081.90	140.37
Marzo	904.68	15,303,805.62	111,103,681.21	126,407,486.83	139.73
Trimestre 1	2,578.47	46,117,052.48	317,245,854.13	363,362,906.61	140.92
Abril	959.37	14,964,518.50	129,656,985.98	144,621,504.49	150.75
Mayo	1,041.91	14,789,002.84	145,557,355.02	160,346,357.86	153.90
Junio	1,011.36	15,043,262.88	143,268,013.17	158,311,276.05	156.53
Trimestre 2	3,012.64	44,796,784.23	418,482,354.18	463,279,138.40	153.78
Julio	1,021.46	15,356,700.97	138,244,059.91	153,600,760.88	150.37
Agosto	993.22	15,230,737.28	135,331,509.79	150,562,247.07	151.59
Septiembre	936.93	15,022,415.94	127,405,984.20	142,428,400.15	152.02
Trimestre 3	2,951.62	45,609,854.19	400,981,553.90	446,591,408.10	151.30
Octubre	953.09	15,048,940.81	130,319,447.25	145,368,388.05	152.52
Noviembre	914.20	15,169,033.08	124,147,066.54	139,316,099.62	152.39
Diciembre	845.51	15,343,450.77	116,119,978.44	131,463,429.21	155.48
Trimestre 4	2,712.80	45,561,424.65	370,586,492.23	416,147,916.88	153.40
Total	11,255.52	182,085,115.55	1,507,296,254.44	1,689,381,369.99	150.09

Con el fin de evaluar el impacto que tiene las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica en el costo de generación que entrará en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de la ENEE-Distribución, en la Tabla 7 se presenta trimestralmente los costos medios por tipo de mercado (contratos y oportunidad) y tipo de tecnología (térmica, hidroeléctrica, biomasa, eólico, solar fotovoltaica y geotérmica).

Tabla 7: Costos de generación por tipo de mercado y tipo de tecnología

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Contratos	Térmica	602.46	11,526,811.00	69,116,411.38	80,643,222.38	133.86
	Hidroeléctrica	238.17	4,178,032.49	28,868,510.12	33,046,542.61	138.75
	Biomasa	111.14	619,587.95	16,142,666.92	16,762,254.87	150.81
	Eólica	261.12	2,970,436.96	37,253,631.28	40,224,068.24	154.04
	Solar Fotovoltaica	277.51	3,402,100.63	38,058,511.47	41,460,612.10	149.40
	Geotérmica	77.53	924,708.80	8,770,214.60	9,694,923.40	125.04

³ Todos los requerimientos solicitados por la CREE se encuentran en el expediente denominado “CBG2024”

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
	MER (Hidro)	19.62	236,020.11	2,175,029.74	2,411,049.85	122.88
	Total	1,587.55	23,857,697.96	200,384,975.50	224,242,673.46	141.25
Oportunidad	Térmica*	0.63	541,813.80	83,688.15	625,501.95	987.50
	Hidroeléctrica*	430.67	8,637,412.80	50,561,158.03	59,198,570.83	137.46
	Térmica	470.77	12,462,718.32	55,863,447.78	68,326,166.10	145.14
	Hidroeléctrica	35.39	617,409.60	4,183,975.72	4,801,385.32	135.67
	Biomasa	36.17	0.00	4,194,013.31	4,194,013.31	115.95
	Solar Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	0.00	
	MER	17.28	0.00	1,974,595.65	1,974,595.65	114.28
	Total	990.91	22,259,354.52	116,860,878.63	139,120,233.15	140.40
Trimestre 1		2,578.47	46,117,052.48	317,245,854.13	363,362,906.61	140.92
Contratos	Térmica	674.36	11,640,810.10	81,680,471.26	93,321,281.36	138.38
	Hidroeléctrica	239.67	3,783,775.59	29,242,197.02	33,025,972.61	137.80
	Biomasa	102.54	626,617.83	14,929,541.28	15,556,159.12	151.71
	Eólica	126.03	2,248,075.21	18,090,540.82	20,338,616.04	161.38
	Solar Fotovoltaica	254.25	3,116,223.88	34,903,313.92	38,019,537.80	149.53
	Geotérmica	77.53	927,182.56	8,788,665.11	9,715,847.67	125.31
	MER (Hidro)	15.00	180,169.74	1,666,674.82	1,846,844.56	123.15
	Total	1,489.39	22,522,854.91	189,301,404.25	211,824,259.15	142.22
Oportunidad	Térmica*	8.22	541,813.80	1,850,344.54	2,392,158.34	291.12
	Hidroeléctrica*	792.93	8,637,412.80	113,536,586.68	122,173,999.48	154.08
	Térmica	596.76	12,462,718.32	95,160,459.62	107,623,177.94	180.35
	Hidroeléctrica	50.94	631,984.40	7,742,404.45	8,374,388.85	164.41
	Biomasa	26.45	0.00	3,765,957.11	3,765,957.11	142.39
	Solar Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	MER	47.96	0.00	7,125,197.53	7,125,197.53	148.57
	Total	1,523.25	22,273,929.32	229,180,949.93	251,454,879.25	165.08
Trimestre 2		3,012.64	44,796,784.23	418,482,354.18	463,279,138.40	153.78
Contratos	Térmica	674.25	11,660,559.82	88,238,950.30	99,899,510.11	148.16
	Hidroeléctrica	320.87	4,222,104.31	39,600,040.55	43,822,144.87	136.57
	Biomasa	89.57	549,350.18	13,030,914.39	13,580,264.57	151.61
	Eólica	158.51	2,401,773.17	22,689,234.53	25,091,007.70	158.29
	Solar Fotovoltaica	251.05	3,041,441.87	34,771,354.90	37,812,796.77	150.62
	Geotérmica	78.38	929,161.56	8,900,134.18	9,829,295.74	125.40
	MER (Hidro)	41.62	502,384.36	4,632,722.36	5,135,106.72	123.37
	Total	1,614.27	23,306,775.27	211,863,351.21	235,170,126.49	145.68
	Térmica*	1.52	541,813.80	244,359.46	786,173.26	517.42
	Hidroeléctrica*	799.50	8,637,412.80	111,833,278.16	120,470,690.96	150.68

Tipo de Mercado	Tecnología	Energía [GWh]	Costo Base Potencia [USD]	Costo Base Energía [USD]	Costo Base Generación [USD]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Oportunidad	Térmica	426.72	12,462,718.32	61,704,760.38	74,167,478.70	173.81
	Hidroeléctrica	77.35	661,134.00	10,886,097.29	11,547,231.29	149.29
	Biomasa	0.61	0.00	89,494.79	89,494.79	147.72
	Solar Fotovoltaica	0.00	0.00	0.00	0.00	
	MER	31.66	0.00	4,360,212.61	4,360,212.61	137.73
	Total	1,337.35	22,303,078.92	189,118,202.69	211,421,281.61	158.09
Trimestre 3		2,951.62	45,609,854.19	400,981,553.90	446,591,408.10	151.30
Contratos	Térmica	621.20	11,611,629.96	79,790,539.10	91,402,169.06	147.14
	Hidroeléctrica	310.61	4,472,097.70	38,368,490.30	42,840,588.00	137.92
	Biomasa	83.15	389,547.29	12,291,183.90	12,680,731.18	152.50
	Eólica	199.13	2,527,194.16	28,320,768.18	30,847,962.34	154.91
	Solar Fotovoltaica	232.15	2,812,792.04	32,257,273.61	35,070,065.65	151.06
	Geotérmica	78.38	931,635.31	8,918,589.23	9,850,224.54	125.67
	MER (Hidro)	42.47	513,449.26	4,736,722.47	5,250,171.73	123.62
	Total	1,567.10	23,258,345.73	204,683,566.79	227,941,912.51	145.45
Oportunidad	Térmica*	0.73	541,813.80	150,078.41	691,892.21	943.47
	Hidroeléctrica*	553.97	8,637,412.80	78,861,053.16	87,498,465.96	157.95
	Térmica	468.53	12,462,718.32	69,520,656.82	81,983,375.14	174.98
	Hidroeléctrica	85.68	661,134.00	12,221,937.53	12,883,071.53	150.37
	Biomasa	6.73	0.00	922,987.34	922,987.34	137.15
	Solar Fotovoltaica	2.16	0.00	281,256.40	281,256.40	
	MER	27.90	0.00	3,944,955.78	3,944,955.78	141.37
	Total	1,145.71	22,303,078.92	165,902,925.44	188,206,004.36	164.27
Trimestre 4		2,712.80	45,561,424.65	370,586,492.23	416,147,916.88	153.40

*EENE-Generación

A continuación, se presenta de manera gráfica el porcentaje de participación por trimestre que tendrán estas tecnologías en la generación de energía eléctrica y en el CBG.

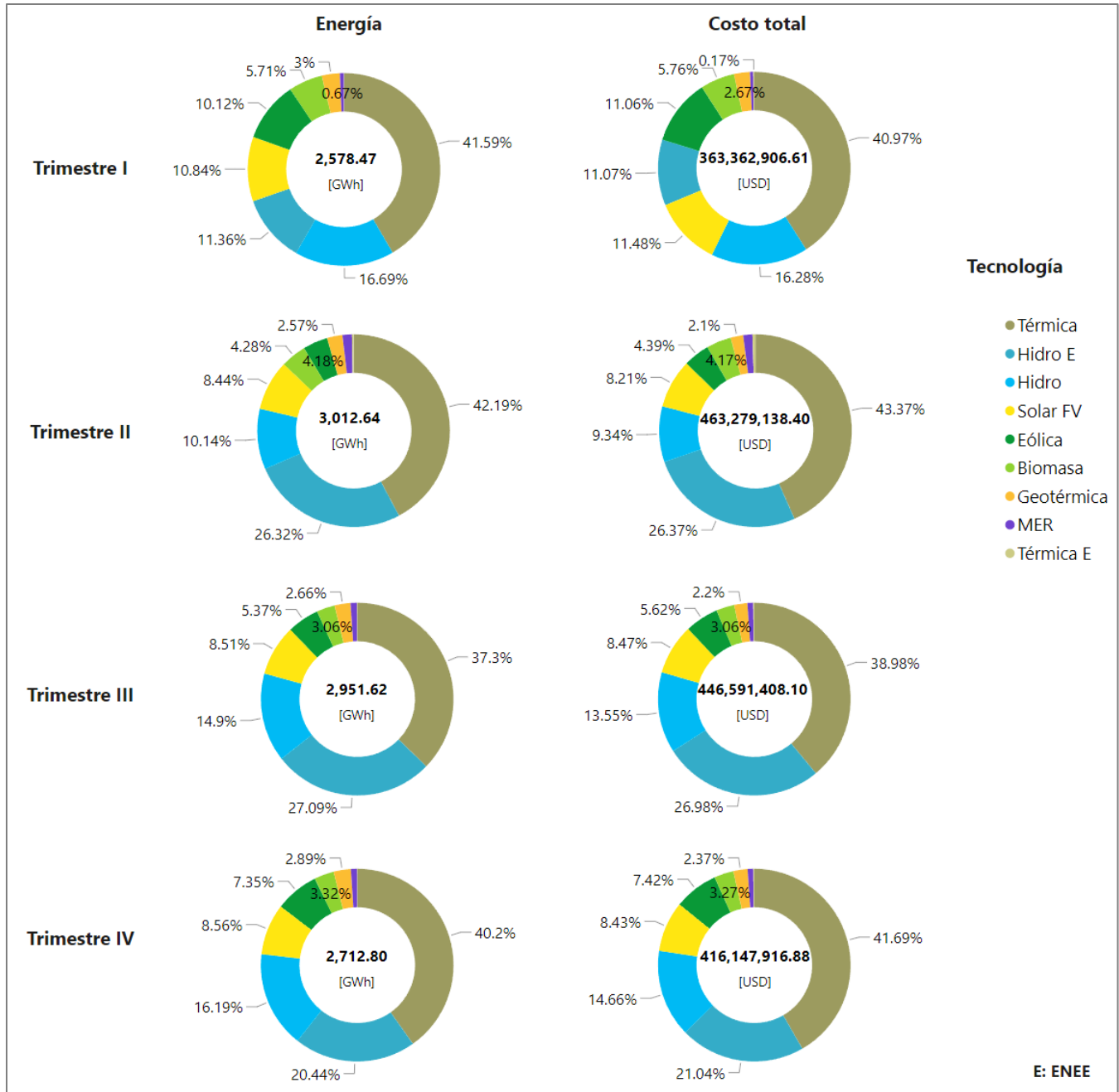


Fig. 3: Participación de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica en los costos de generación



05

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y recomendaciones

Una vez descritos, analizados y revisados los resultados del Costo Base de Generación 2024 que presentó la ENEE, se presentan las siguientes conclusiones y recomendación:

5.1. Conclusiones

- Sobre la base de la revisión y análisis que realizó la CREE al informe del Costo Base de Generación 2024 que presentó la ENEE y a las memorias de cálculo con las que acompañó dicho informe, se concluye que los cálculos presentados por la ENEE cumplen con los requerimientos de cálculo establecidos por la CREE y por lo tanto se debe aprobar dicho costo. De manera general es importante indicar lo siguiente:
 - El costo de generación previsto para el año 2024 de ENEE-Distribución asciende a USD 1,689,381,369.99. Este costo es un 11.51% más alto con respecto al aprobado para el año 2023, debido principalmente al aumento de los precios combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica y al crecimiento de la demanda de electricidad.
 - La generación prevista para el año 2024 es 11,255.52 GWh y se divide en Mercados de contratos con 6,258.31 GWh (55.60%) y Mercado Eléctrico de Oportunidad con 4,997.22 GWh (44.40%). Con respecto a la generación prevista para el año 2022 esta generación aumenta 8.04%.
 - Se espera que para el 2024 la participación en generación por tipo de tecnología sea: térmica convencional con 4,520.75 GWh (40.16%), hidroeléctrica con 4,054.46 GWh (36.02%), solar fotovoltaica 1,017.13 GWh (9.04%), eólica 744.80 GWh (6.62%), biomasa 456.36 GWh (4.05%) y geotérmica 337.23 GWh (3.00%). Es importante mencionar que se espera que el 1.11% de la demanda nacional sea suministrada con importación de energía (MER de oportunidad).

5.2. Recomendaciones

- En vista de las observaciones realizadas al informe de la planificación operativa de largo plazo que realiza el CND, se recomienda que la Dirección de Regulación revise de manera detallada dicho informe así como las bases de datos utilizadas.
- Se recomienda al Directorio de Comisionados que solicite al CND que publique el informe del costo base de generación en su página web conforme con lo establecido en la sección 9.5 que menciona lo siguiente *“En la Planificación Operativa de Largo Plazo realizada para noviembre, el ODS incluirá además un Anexo para cada Empresa Distribuidora con la previsión de costos base de generación”*.
- Por otro lado, este departamento recomienda al Directorio de Comisionados aprobar el Costo Base de Generación 2024 que presentó la ENEE en fecha 27 de diciembre de 2023, el cual contempla un costo medio de generación para cada trimestre de la siguiente manera:

Trimestre 2024	Costo medio de generación [USD/MWh]
Enero - Marzo	140.92
Abril - Junio	153.78
Julio - Septiembre	151.30
Octubre - Diciembre	153.40



ANEXOS



Anexos

En esta sección se presentan el detalle mensual del costo de potencia y energía previsto para el año 2024 de cada central o contrato por tipo de mercado.

A.1 Mercado de contratos: costo mensual de la energía por contrato

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
085-2010	1,113.61	1,153.70	2,144.30	2,971.81	2,900.01	2,626.88	2,510.19	2,563.15	2,356.24	2,082.10	1,486.92	1,702.98	25,611.88
081-2010	606.25	433.94	300.68	183.02	141.47	271.06	408.92	401.67	278.16	403.63	553.28	627.11	4,609.20
263-2014	1,022.10	792.36	668.28	463.33	278.19	415.31	498.56	529.71	409.03	518.35	943.61	955.27	7,494.10
Total	2,741.96	2,380.00	3,113.26	3,618.16	3,319.66	3,313.24	3,417.67	3,494.53	3,043.43	3,004.09	2,983.81	3,285.36	37,715.18
EÓLICAS													
049-2008	6,717.03	5,915.49	4,985.56	2,411.26	2,320.33	2,861.21	5,269.23	3,269.66	1,499.97	2,540.98	5,262.81	6,328.90	49,382.42
136-2012	3,502.16	3,132.74	2,996.20	1,640.66	1,597.53	2,005.61	3,268.26	2,085.29	1,075.02	1,413.85	2,387.38	3,368.20	28,472.89
131-2012	3,579.51	3,341.80	3,083.15	1,599.58	1,663.14	1,991.22	3,176.88	1,946.94	1,097.98	1,395.30	2,336.31	3,287.03	28,498.86
Total	13,798.70	12,390.03	11,064.90	5,651.50	5,581.00	6,858.04	11,714.37	7,301.89	3,672.98	5,350.14	9,986.50	12,984.13	106,354.17
BIOMASA													
112-2012	1,047.63	1,082.43	1,246.95	1,218.68	1,493.43	1,361.79	1,413.57	1,534.12	1,023.58	899.25	1,057.22	671.69	14,050.34
066-2014	764.91	711.65	764.07	735.75	538.22	499.54	659.61	454.50	-	-	231.82	458.95	5,819.01
066-2014	55.69	34.77	32.75	47.92	17.34	-	1.07	-	-	-	-	-	189.54
270-2014	18.25	24.94	35.10	37.02	17.58	-	-	-	-	-	-	-	132.89
124-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
054-2012	3,026.32	2,871.79	3,376.28	2,859.02	3,074.25	2,726.07	2,976.18	2,486.24	2,072.11	2,810.34	3,118.30	2,776.48	34,173.39
036-2010	4.70	20.20	17.01	6.58	13.87	7.74	21.99	99.70	35.77	24.57	6.53	10.14	268.80
004-2013	742.84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	742.84
039-2011	1.08	1.89	0.77	1.54	3.28	3.49	3.24	3.47	2.30	4.28	1.01	0.99	27.34
040-2011	89.16	88.39	83.08	75.22	92.05	99.17	82.75	77.30	83.41	80.72	68.81	70.10	990.16
Total	5,750.59	4,836.06	5,556.01	4,981.72	5,250.03	4,697.79	5,158.41	4,655.34	3,217.16	3,819.17	4,483.68	3,988.34	56,394.31
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
068-2000	153.15	116.51	152.75	121.42	34.47	-	-	-	-	-	-	-	578.31
119-2010	307.38	241.53	210.70	168.60	174.54	236.63	288.61	303.33	259.66	284.72	275.46	294.55	3,045.72
069-2000	12.05	9.98	9.60	4.82	8.56	9.28	9.72	13.98	17.93	22.59	21.34	16.53	156.37

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual
													kUSD
075-2010	67.63	55.98	45.05	41.65	24.82	30.40	15.34	18.58	16.16	28.29	47.42	42.03	433.36
065-2010	670.58	494.58	377.17	300.35	373.16	789.90	900.15	875.78	874.59	942.88	818.79	782.50	8,200.44
062-2010	392.11	267.88	182.47	65.17	111.56	331.57	346.02	395.94	501.46	595.53	433.07	422.99	4,045.77
226-2013	229.21	174.21	162.30	113.30	128.29	200.25	199.69	208.02	194.60	222.66	205.34	249.09	2,286.96
083-2014	327.18	267.74	253.73	215.67	174.55	165.19	200.94	239.69	269.31	274.38	299.60	307.94	2,995.92
005-2013	168.88	102.36	83.34	83.94	113.11	285.81	238.56	328.25	598.60	402.93	384.68	252.70	3,043.17
157-2012	159.80	147.05	130.56	89.62	83.04	72.53	111.36	133.50	130.73	148.26	149.86	149.88	1,506.19
056-2010	28.39	20.66	18.14	14.92	13.70	22.30	33.80	26.14	16.07	16.06	27.59	37.64	275.42
058-2010	604.95	489.29	462.93	331.74	227.52	212.60	262.02	397.09	361.36	505.18	490.62	553.86	4,899.17
067-2010	153.82	105.22	81.90	84.68	216.04	449.91	356.65	562.11	662.90	637.73	476.76	274.50	4,062.21
050-2010	133.29	109.62	94.41	66.77	93.95	144.29	163.02	184.30	202.90	227.17	202.64	140.46	1,762.82
070-2010	29.53	8.56	6.24	45.08	7.24	32.01	65.16	53.39	51.10	58.58	54.49	9.50	420.87
185-2014	438.45	343.48	329.67	189.90	137.85	59.77	2.67	6.61	5.57	88.45	230.27	396.31	2,229.00
024-2013	15.77	6.93	13.63	5.74	4.67	5.59	3.21	59.97	46.84	3.81	17.45	12.54	196.13
054-2010	42.18	30.46	23.97	23.39	35.18	52.05	50.52	58.78	73.41	82.66	74.02	60.90	607.52
084-2014	76.37	65.83	66.22	53.36	45.09	39.64	46.63	49.01	62.14	76.39	75.89	77.34	733.91
167-2014	109.97	105.67	110.60	64.62	51.42	50.04	52.40	51.66	58.16	108.86	108.93	89.76	962.09
082-2011	225.92	156.48	102.73	23.84	100.42	241.11	262.64	89.33	79.55	67.94	181.57	288.31	1,819.83
078-2010	317.33	227.45	180.27	121.31	213.44	406.59	373.86	478.43	532.55	541.19	368.12	298.71	4,059.26
046-2010	31.12	34.43	31.84	27.38	28.46	54.86	40.53	59.92	84.84	89.13	60.07	28.70	571.28
115-2014	212.90	243.29	250.59	142.13	110.98	99.60	99.47	93.55	172.71	316.71	286.61	246.76	2,275.30
045-2011	230.34	173.14	144.52	104.65	139.11	253.89	223.24	209.68	326.53	338.28	308.57	288.84	2,740.79
232-2013	93.84	87.78	93.39	88.81	65.78	64.35	82.32	93.30	90.73	93.72	90.70	94.96	1,039.67
57-2010	59.64	40.44	23.44	22.04	44.05	125.73	123.23	121.78	153.95	148.25	93.33	89.70	1,045.58
060-2010	418.60	357.08	350.75	273.90	232.11	203.60	271.91	351.38	342.75	386.79	424.25	456.44	4,069.56
103-2014	7.34	5.01	5.13	6.08	17.81	34.35	21.16	49.85	93.64	53.26	32.34	13.60	339.57
054-2011	220.20	174.44	179.61	164.37	124.60	109.00	107.60	107.62	132.39	181.71	175.73	175.02	1,852.30

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual
													kUSD
055-2011	112.83	89.82	93.08	54.86	36.53	39.89	59.77	59.16	34.72	45.33	36.53	40.74	703.25
026-2014	3,161.87	1,406.43	990.60	774.71	3,281.37	3,826.15	4,160.67	3,388.09	4,955.44	4,784.33	3,191.80	1,484.82	35,406.28
Total	9,212.64	6,159.32	5,261.32	3,888.84	6,453.40	8,648.89	9,172.86	9,068.24	11,403.30	11,773.76	9,643.84	7,677.63	98,364.05
SOLAR													
014-2014	1,397.28	1,364.25	1,418.27	1,314.08	1,256.86	1,176.22	1,294.95	1,331.17	1,208.45	1,240.62	1,182.80	1,249.16	15,434.09
009-2014	461.58	461.46	487.11	433.78	411.97	377.44	418.03	413.90	416.12	430.31	395.51	443.02	5,150.23
019-2014	309.13	293.66	306.02	287.66	279.51	258.62	282.55	280.48	221.91	242.69	256.92	302.94	3,322.09
013-2014	1,407.84	1,348.33	1,424.83	1,302.95	1,199.33	1,126.34	1,244.00	1,285.25	1,241.33	1,267.15	1,122.77	1,269.54	15,239.65
002-2014	502.18	492.30	533.56	501.03	472.95	460.13	483.93	506.22	493.53	505.40	435.87	473.18	5,860.27
002-2014	706.67	710.51	780.01	699.67	660.02	612.40	697.50	691.36	541.91	575.56	576.32	577.51	7,829.44
003-2014	1,085.68	1,102.56	1,171.24	1,091.96	1,049.38	979.31	1,054.94	1,072.22	993.36	1,000.99	955.58	968.33	12,525.54
004-2014	321.92	332.92	353.54	349.97	332.59	311.62	327.22	358.09	308.76	294.71	263.08	308.05	3,862.47
023-2014	271.09	282.25	309.74	287.98	270.93	253.04	280.53	271.42	244.23	243.75	240.10	249.75	3,204.83
020-2014	151.90	163.79	172.71	161.01	152.17	137.36	155.44	151.36	137.07	135.31	135.66	141.13	1,794.90
018-2014	258.75	273.14	297.20	276.06	263.61	244.20	269.06	260.55	236.05	235.01	231.95	238.80	3,084.39
032-2014	692.17	716.62	781.01	729.88	688.21	657.92	701.47	681.56	625.63	610.58	598.62	629.24	8,112.90
015-2014	499.43	522.04	556.32	525.48	500.97	470.69	500.58	482.06	442.24	439.08	417.23	458.72	5,814.84
012-2014	168.34	159.97	146.56	132.95	118.96	144.34	147.26	129.71	128.16	137.50	55.14	169.45	1,638.33
006-2014	920.93	966.20	1,084.32	969.84	882.53	862.46	958.01	930.63	860.58	840.65	776.23	832.76	10,885.13
031-2014	640.39	663.21	733.52	679.67	639.11	607.10	653.18	642.81	586.65	583.03	543.88	581.47	7,554.03
010-2014	1,262.83	1,316.36	1,395.39	1,309.40	1,211.37	1,177.34	1,247.53	1,209.98	1,154.72	1,092.69	999.04	1,051.16	14,427.83
007-2014	504.29	512.76	561.96	515.91	481.96	465.81	495.04	489.51	454.23	449.38	429.72	463.60	5,824.18
008-2014	735.91	751.63	812.91	759.97	704.51	674.79	723.20	707.18	646.56	637.79	622.78	648.07	8,425.30
Total	12,298.31	12,433.97	13,326.23	12,329.23	11,576.94	10,997.15	11,934.41	11,895.45	10,941.49	10,962.19	10,239.20	11,055.88	139,990.45
GEOTÉRMICAS													
086-2010	2,985.17	2,796.10	2,988.94	2,896.16	2,992.70	2,899.80	2,996.46	3,000.23	2,903.44	3,003.99	2,907.09	3,007.51	35,377.60
Total	2,985.17	2,796.10	2,988.94	2,896.16	2,992.70	2,899.80	2,996.46	3,000.23	2,903.44	3,003.99	2,907.09	3,007.51	35,377.60
TÉRMICAS													
004-2018	18,711.91	16,765.63	13,852.38	14,335.64	16,996.65	16,601.26	19,297.49	20,369.42	19,691.75	19,987.92	19,725.83	19,900.11	216,235.98
013-2018	187.19	915.60	1,740.01	2,257.25	2,233.63	2,067.73	1,989.16	2,159.55	1,310.19	800.93	757.30	674.41	17,092.96
027-2014	2,690.45	3,670.83	3,766.28	4,033.50	4,746.36	3,945.62	3,981.00	3,106.48	4,348.14	4,605.62	4,223.46	3,257.97	46,375.72
012-2018	90.11	493.97	985.53	1,384.28	1,386.30	1,271.41	1,151.38	1,212.84	729.81	385.68	383.90	349.31	9,824.53
083-2010	153.48	279.24	443.35	549.55	627.30	662.71	686.10	684.85	645.10	459.19	443.15	547.67	6,181.69

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual
													kUSD
011-2018	89.55	503.09	1,002.34	1,387.31	1,388.23	1,272.96	1,177.38	1,230.89	746.20	397.19	389.07	352.66	9,936.87
049-2018	676.50	996.79	1,102.17	1,099.06	1,718.10	1,715.60	1,143.83	1,218.52	1,358.88	721.09	730.41	697.68	13,178.62
Total	22,599.19	23,625.15	22,892.07	25,046.59	29,096.58	27,537.30	29,426.34	29,982.53	28,830.08	27,357.62	26,653.11	25,779.81	318,826.37
Costo total mercado de contratos kUSD	69,386.57	64,620.65	64,202.73	58,412.20	64,270.30	64,952.22	73,820.52	69,398.21	64,011.89	65,270.96	66,897.23	67,778.66	793,022.15
Importación (HIDRO XACBAL) USD	964.88	672.17	537.99	334.97	446.42	885.28	1,442.44	1,583.78	1,606.51	1,658.05	1,638.00	1,440.68	13,211.15
Costo total mercado contratos kUSD	70,351.44	65,292.81	64,740.72	58,747.18	64,716.73	65,837.50	75,262.96	70,981.99	65,618.40	66,929.01	68,535.22	69,219.34	806,233.30

A.2 Mercado de contratos: costo mensual de la potencia por contrato

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual
													kUSD
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
085-2010	208.11	230.60	285.06	325.31	313.03	296.16	285.84	288.89	278.48	251.73	206.15	222.01	3,191.37
081-2010	94.24	73.26	60.73	39.53	35.07	55.77	72.44	74.98	68.99	89.37	93.87	97.51	855.76
263-2014	123.29	109.66	107.73	95.63	61.92	70.78	71.67	84.17	81.08	92.09	126.72	113.37	1,138.09
Total	425.64	413.52	453.51	460.48	410.02	422.70	429.96	448.04	428.55	433.18	426.74	432.89	5,185.22
EÓLICAS													
049-2008	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	472.53	5,670.41
136-2012	275.75	263.37	235.64	133.33	125.64	162.99	257.03	164.00	87.36	111.19	194.02	264.89	2,275.22
131-2012	272.12	271.57	234.39	125.66	126.43	156.42	241.51	148.01	86.25	106.07	183.53	249.89	2,201.85
Total	1,020.41	1,007.47	942.56	731.52	724.61	791.95	971.08	784.54	646.15	689.80	850.08	987.31	10,147.48
BIOMASA													
112-2012	89.38	99.60	105.89	107.78	126.79	120.12	118.77	131.38	86.29	74.68	91.79	61.03	1,213.51
066-2014	66.51	65.85	66.52	65.84	45.89	46.01	58.91	41.10	-	-	21.90	39.27	517.80
066-2014	6.02	3.69	3.52	4.51	1.27	-	0.23	-	-	-	-	-	19.24
270-2014	1.74	2.46	3.29	3.12	1.33	-	-	-	-	-	-	-	11.94
124-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
054-2012	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	26.04	312.48
036-2010	0.41	1.82	1.49	0.56	1.12	0.66	1.86	8.28	3.01	1.99	0.54	0.84	22.56
004-2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
039-2011	0.09	0.17	0.07	0.12	0.27	0.28	0.26	0.28	0.19	0.35	0.08	0.08	2.25
040-2011	7.89	8.11	6.95	6.51	7.70	8.63	7.00	6.44	7.22	6.79	6.08	6.01	85.33
Total	198.09	207.73	213.77	214.47	210.40	201.74	213.08	213.52	122.75	109.85	146.43	133.26	2,185.10

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
068-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
119-2010	31.52	29.71	28.46	26.59	26.01	28.51	29.83	31.28	29.23	30.54	29.41	31.16	352.25
069-2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
075-2010	11.54	9.90	7.43	6.62	4.05	3.54	2.50	2.48	2.31	3.05	6.32	6.92	66.65
073-2010	68.09	53.33	38.67	31.78	38.69	86.34	91.83	89.37	92.71	96.56	86.06	79.89	853.32
065-2010	39.83	29.69	19.50	7.32	11.95	33.74	34.31	38.51	54.08	58.31	43.85	41.96	413.06
062-2010	19.60	15.86	13.95	9.95	10.57	-	-	-	-	-	-	-	69.93
226-2013	31.57	26.98	23.66	21.04	16.69	15.41	18.72	22.00	25.66	25.14	28.79	28.37	284.03
083-2014	13.81	8.25	7.08	7.00	10.32	25.01	19.06	19.83	-	-	-	-	110.37
005-2013	12.46	12.22	10.47	7.87	6.92	6.23	9.45	11.86	11.99	12.76	13.33	13.02	128.58
157-2012	1.55	1.23	1.11	0.97	0.90	1.26	1.80	1.47	0.93	0.99	1.66	2.06	15.90
056-2010	65.78	57.46	50.83	37.36	25.27	23.67	27.94	42.91	39.88	57.20	54.82	59.68	542.81
058-2010	21.00	15.89	13.80	13.53	29.73	51.84	40.31	59.85	75.01	66.81	53.77	32.08	473.62
067-2010	15.38	13.53	11.07	7.75	11.70	16.89	18.68	21.03	24.12	26.04	24.05	15.99	206.23
050-2010	3.04	0.91	0.66	4.79	0.72	3.33	6.60	5.46	5.33	6.40	5.60	0.98	43.81
070-2010	38.08	31.10	29.53	17.25	11.68	5.37	0.24	0.59	0.49	8.20	19.75	34.01	196.29
085-2014	1.21	0.76	1.72	0.68	0.32	0.42	0.26	4.65	3.41	-	1.38	1.01	15.82
024-2013	2.15	1.71	1.20	1.22	1.85	2.81	2.63	3.05	3.88	4.30	3.98	3.16	31.94
054-2010	6.66	6.22	5.96	4.81	3.92	3.56	3.96	4.29	5.59	6.47	6.70	6.61	64.76
084-2014	14.68	15.74	14.79	9.81	8.76	10.63	11.30	10.76	11.18	14.43	13.33	12.79	148.19
167-2014	10.17	9.82	7.69	2.97	6.61	14.61	15.57	5.06	3.40	3.54	7.07	16.33	102.85
082-2011	55.52	53.13	49.99	35.32	44.33	58.22	59.08	63.50	61.47	57.94	49.56	49.02	637.08
026-2014	5.53	5.63	4.95	3.88	4.60	8.03	6.94	9.58	11.33	14.60	11.60	7.38	94.05
078-2010	19.39	26.22	26.84	21.66	20.21	17.42	19.06	17.99	23.86	29.08	28.71	25.61	276.05
046-2010	16.46	14.04	11.70	7.69	9.60	17.21	16.52	13.79	22.19	21.11	20.65	20.42	191.39
115-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
045-2011	4.53	3.45	1.93	1.62	3.54	9.70	9.42	9.24	11.66	11.64	7.57	6.87	81.17
049-2011	44.37	39.52	37.25	29.82	24.21	21.38	27.33	37.06	35.61	40.35	46.54	48.95	432.39
232-2013	2.90	2.30	1.84	1.59	3.09	5.22	4.16	6.03	9.97	6.94	5.26	2.98	52.28
57-2010	22.24	18.54	17.51	17.15	12.81	11.83	10.96	11.25	14.30	18.38	18.47	17.67	191.10
060-2010	11.23	9.60	9.46	5.63	3.74	4.15	5.93	5.69	3.72	4.52	3.53	4.01	71.20
103-2014	471.05	423.56	438.70	464.40	421.53	421.87	426.67	405.95	456.62	459.64	444.13	489.54	5,323.68
Total	1,061.35	936.29	887.73	808.09	774.30	908.19	921.06	954.56	1,039.94	1,084.91	1,035.89	1,058.49	11,470.79
SOLAR													
014-2014	121.36	126.67	123.19	117.94	109.17	104.93	110.95	114.05	106.99	106.29	104.72	107.03	1,353.28

No. Contrato	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual
													kUSD
009-2014	40.09	42.85	42.31	38.93	35.78	33.88	35.94	35.46	36.84	36.87	35.02	37.96	451.92
019-2014	26.85	27.27	26.58	25.82	24.28	23.21	24.43	24.03	19.65	20.79	22.75	25.96	291.61
013-2014	122.28	125.19	123.76	116.94	104.17	100.38	106.58	110.12	109.90	108.57	99.40	108.77	1,336.06
002-2014	44.07	46.18	46.82	45.43	41.50	41.72	42.47	44.42	44.62	43.75	38.99	40.96	520.93
002-2014	63.72	68.49	70.34	65.20	59.52	57.06	62.90	62.34	50.50	51.90	53.70	52.01	717.68
003-2014	94.30	102.37	101.73	98.01	91.15	87.90	91.59	91.87	87.95	85.76	84.60	82.96	1,100.18
004-2014	27.96	30.91	30.71	31.41	28.89	27.97	28.33	30.68	27.34	25.25	23.29	26.39	339.13
023-2014	24.45	27.21	27.93	26.83	24.43	23.58	25.30	24.48	22.76	21.69	22.07	22.22	292.94
020-2014	13.70	15.79	15.57	15.00	13.72	12.80	14.02	13.65	12.77	12.04	12.47	12.55	164.08
018-2014	23.33	26.33	26.80	25.72	23.77	22.76	24.26	23.50	22.00	20.92	21.32	21.24	281.95
032-2014	61.57	68.14	69.47	66.96	60.39	59.66	61.55	59.80	56.73	53.58	54.28	55.21	727.34
015-2014	43.38	48.47	48.32	47.16	43.51	42.25	43.34	41.30	39.15	37.62	36.94	39.30	510.74
012-2014	14.97	15.21	13.04	12.22	10.58	13.24	12.92	11.38	11.62	12.06	5.00	14.87	147.12
006-2014	79.99	89.71	94.18	87.05	76.65	77.41	82.11	79.73	76.19	72.02	68.72	71.35	955.12
031-2014	55.62	61.58	63.71	61.00	55.51	54.49	56.10	55.07	51.94	49.95	48.15	49.82	662.95
010-2014	109.69	122.22	121.20	117.52	105.22	105.67	108.36	103.67	102.23	93.62	88.45	90.06	1,267.90
007-2014	43.80	47.61	48.81	46.30	41.86	41.81	42.98	41.94	40.22	38.50	38.04	39.72	511.59
008-2014	63.92	69.79	70.61	68.21	61.19	60.56	62.61	60.59	57.24	54.64	55.14	55.53	740.03
Total	1,075.06	1,161.97	1,165.08	1,113.67	1,011.30	991.26	1,036.74	1,028.09	976.62	945.83	913.05	953.91	12,372.56
GEOTÉRMICAS													
086-2010	307.91	308.40	308.40	308.90	308.90	309.39	309.39	309.89	309.89	310.38	310.38	310.87	3,712.69
Total	307.91	308.40	308.40	308.90	308.90	309.39	309.39	309.89	309.89	310.38	310.38	310.87	3,712.69
TÉRMICAS													
004-2018	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	2,700.00	32,400.00
015-2018	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	279.60	3,355.20
027-2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
024-2019	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	2,236.80
012-2018	16.22	33.10	43.29	61.70	69.61	75.30	74.69	76.69	74.98	52.00	59.35	66.08	703.01
083-2010	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	186.40	2,236.80
012-2018	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	459.00	5,508.00
Total	3,827.62	3,844.50	3,854.69	3,873.10	3,881.01	3,886.70	3,886.09	3,888.09	3,886.38	3,863.40	3,870.75	3,877.48	46,439.81
Costo total mercado de contratos [k USD]	7,916.07	7,879.88	7,825.73	7,510.23	7,320.53	7,511.92	7,767.40	7,626.72	7,410.27	7,437.35	7,553.33	7,754.22	91,513.65
Importación [k USD]	100.89	76.84	58.29	34.50	48.69	96.98	154.94	169.66	177.79	177.23	181.34	154.88	1,432.02
Costo Total mercado de contratos [k USD]	8,016.96	7,956.72	7,884.02	7,544.73	7,369.22	7,608.90	7,922.34	7,796.38	7,588.06	7,614.58	7,734.67	7,909.09	92,945.67

A.3 Mercado de oportunidad: costo mensual de la energía por central

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
BIOMASA													
CAHSA	494.51	817.51	911.60	1,016.99	549.36	-	-	-	-	-	-	0.01	3,789.98
ECOPALSA	20.21	7.54	15.18	34.15	14.81	27.23	9.71	34.71	34.03	33.16	28.02	23.98	282.73
IHSA	152.39	171.73	240.69	240.01	204.62	29.52	-	-	-	-	-	8.48	1,047.45
CELSUR MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	453.98	453.98
CHUMBAGUA MEO	119.80	572.73	670.12	710.35	655.23	283.70	11.03	0.00	0.01	-	0.99	374.38	3,398.33
TOTAL BIOMASA	786.91	1,569.51	1,837.60	2,001.49	1,424.03	340.44	20.75	34.71	34.03	33.16	29.01	860.82	8,972.45
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
EL CAJÓN*	7,684.43	7,905.95	15,146.22	24,489.31	25,048.99	22,826.56	21,422.37	22,205.07	20,496.25	17,934.60	12,483.97	14,908.26	212,551.98
CAÑAVERAL*	821.04	951.30	1,337.72	2,450.42	2,792.87	2,713.67	2,652.09	2,627.90	2,354.40	2,584.66	2,442.60	44.33	23,772.99
PATUCA*	1,449.31	1,159.69	1,263.24	2,185.31	3,143.27	3,779.42	5,381.34	5,252.33	4,239.14	4,607.23	3,394.06	2,140.00	37,994.34
TOTAL HIDRO DE EMBALSE	9,954.77	0,016.94	17,747.18	29,125.04	30,985.13	29,319.65	29,455.81	30,085.29	27,089.78	25,126.48	18,320.64	17,092.58	274,319.30
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
RIO LINDO*	3,816.70	3,934.31	4,812.08	7,553.09	8,254.80	7,935.09	7,805.48	7,812.30	7,043.13	7,854.36	7,490.04	207.91	74,519.29
TOTAL HIDRO EMPUNTABLES	3,816.70	3,934.31	4,812.08	7,553.09	8,254.80	7,935.09	7,805.48	7,812.30	7,043.13	7,854.36	7,490.04	207.91	74,519.29
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
RIO BLANCO	364.80	315.22	299.77	298.35	319.79	318.62	402.51	470.84	489.75	519.25	482.26	507.79	4,788.96
CECECAPA	115.74	75.49	59.97	54.00	68.75	159.78	240.97	244.47	240.23	272.21	195.56	189.90	1,917.08
PEÑA BLANCA MEO	38.59	25.48	12.50	6.73	0.00	-	0.57	14.16	46.55	77.57	84.64	95.46	402.27
LA GLORIA	428.98	355.83	357.71	411.37	230.38	173.14	116.35	98.23	131.28	314.86	483.84	498.90	3,600.86
MANGUNGO	117.73	99.72	100.35	126.09	95.10	82.29	84.80	120.00	102.30	123.02	128.96	135.12	1,315.48
NISPERO I*	126.81	60.18	55.58	42.60	91.77	197.07	239.35	823.89	1,409.25	1,553.71	786.44	327.61	5,714.26
ZACAPA	22.08	14.68	14.69	13.98	12.72	24.99	29.99	44.83	43.44	52.62	43.45	36.40	353.89
SANTA MARIA DEL REAL*	23.81	12.48	0.32	-	5.74	26.61	29.35	23.30	16.35	31.37	39.37	30.54	239.22
CHURUNE MEO	0.18	-	-	-	0.06	3.33	0.57	0.18	112.27	147.20	42.95	21.61	328.36
CISA	166.34	111.99	104.41	241.07	561.25	945.76	740.92	842.29	1,075.69	1,066.85	920.51	415.14	7,192.24
NACAOME	58.07	41.62	45.93	30.59	158.75	893.93	244.78	297.59	993.67	1,077.73	833.06	246.80	4,922.51
EL CISNE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUYAMAPA	341.73	248.33	246.04	333.80	733.89	979.92	833.36	921.87	1,036.19	966.09	666.26	536.26	7,843.75
BABILONIA MEO	-	-	-	-	188.00	275.96	284.21	305.27	275.95	304.19	389.02	346.44	2,369.02
TOTAL HIDRO DE PASADA	1,804.86	1,361.01	1,297.27	1,558.59	2,466.21	4,081.40	3,247.75	4,206.92	5,972.92	6,506.67	5,096.33	3,387.97	40,987.90
GEO TÉRMICAS													
GEOPLATANARES MEO	247.56	230.15	254.11	286.29	311.50	305.58	300.04	302.97	290.25	300.98	290.60	300.03	3,420.06

TOTAL GEOTÉRMICA	247.56	230.15	254.11	286.29	311.50	305.58	300.04	302.97	290.25	300.98	290.60	300.03	3,420.06
SOLAR													
CIHESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	281.26	281.26
TOTAL SOLAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	281.26	281.26
TÉRMICAS													
LAEISZ JUTICALPA	160.31	95.98	63.20	183.17	293.44	77.30	8.36	8.32	9.90	46.78	104.07	183.55	1,234.37
LA PUERTA*	-	-	0.01	35.80	30.07	89.87	-	-	-	21.45	8.24	8.47	193.90
LUFUSSA VALLE	726.62	1,003.21	1,359.11	2,471.73	2,833.18	2,065.31	1,406.83	1,441.19	1,807.75	3,935.77	7,456.33	8,189.72	34,696.76
SANTA FE*	0.09	-	0.01	1.47	1.97	2.31	-	-	0.06	0.93	1.48	6.24	14.56
EL FARO	20.02	28.94	46.86	122.29	160.58	178.08	44.56	42.37	57.32	46.82	28.33	47.88	824.03
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	-	-	1.59	952.56	370.26	178.46	5.58	22.68	4.79	0.71	0.40	44.18	1,581.20
PECSA 69 kV	362.79	625.43	639.59	713.54	1,106.67	1,113.62	612.01	614.82	611.24	450.59	377.87	409.80	7,637.96
PECSA 138 kV													-
ELCOSA	51.88	20.30	172.46	1,176.44	1,494.73	1,648.96	194.69	224.81	514.96	655.94	482.63	761.54	7,399.36
EMCE CHOLOMA	79.95	30.68	197.03	911.67	1,303.62	1,470.86	267.92	298.93	432.69	449.20	413.91	520.83	6,377.29
ENERSA	16,205.79	15,784.87	17,335.76	20,734.15	26,057.09	25,698.01	17,732.06	18,059.01	16,047.30	16,438.58	14,028.37	13,125.75	217,246.73
TÉRMICA VILLANUEVA	24.57	31.48	63.20	239.49	325.61	376.28	85.95	97.34	158.12	134.48	135.12	159.92	1,831.56
CEIBA TÉRMICA*	-	4.83	78.76	787.92	585.80	315.13	73.25	108.69	62.36	16.62	21.62	65.04	2,120.02
TOTAL TÉRMICA	17,632.03	17,625.71	19,957.58	28,330.23	34,563.02	33,214.19	20,431.21	20,918.16	19,706.49	22,197.84	23,058.36	23,522.92	281,157.74
Costo total de generación nacional kUSD	34,242.84	34,737.63	45,905.82	68,854.73	78,004.68	75,196.35	61,261.04	63,360.35	60,136.60	62,019.49	54,284.98	45,653.50	683,658.00
Costo total de importación kUSD	870.31	647.14	457.14	2,055.08	2,835.95	2,234.17	1,720.06	989.18	1,650.98	1,370.95	1,326.86	1,247.14	17,404.96
Costo total MEO kUSD	35,113.15	35,384.77	46,362.96	70,909.81	80,840.63	77,430.51	62,981.09	64,349.52	61,787.59	63,390.44	55,611.84	46,900.64	701,062.96

*ENEE-Generación

A.4 Mercado de oportunidad/ desvíos de potencia firme: costo mensual de la potencia por central

Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual kUSD
BIOMASA													
CAHSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ECOPALSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
IHSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CELSUR MEO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CHUMBAGUA MEO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TOTAL BIOMASA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE													
EL CAJÓN*	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	1,700.69	20,408.23
CAÑAVERAL*	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	241.89	2,902.67
PATUCA*	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	283.42	3,401.02
TOTAL HIDRO DE EMBALSE	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	2,225.99	26,711.92
HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES													
RIO LINDO*	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	7,837.73
TOTAL HIDRO EMPUNTABLES	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	653.14	7,837.73
HIDROELÉCTRICAS DE PASADA													
RIO BLANCO	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	276.04
CECECAPA	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	4.39	52.68
PEÑA BLANCA MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LA GLORIA	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	4.21	50.57
MANGUNGO	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	3.51	42.14
NISPERO I*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ZACAPA	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	11.59
SANTA MARIA DEL REAL*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CHURUNE MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CISA	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	74.45	893.45
NACAOME	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EL CISNE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CUYAMAPA	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	95.26	1,143.16
BABILONIA MEO	-	-	-	-	-	14.57	14.57	14.57	14.57	14.57	14.57	14.57	102.02
TOTAL HIDRO DE PASADA	205.80	205.80	205.80	205.80	205.80	220.38	220.38	220.38	220.38	220.38	220.38	220.38	2,571.66
GEOTÉRMICAS													
GEOPLATANARES MEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL GEOTÉRMICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SOLAR													
CIHESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SOLAR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TÉRMICAS													
LAEISZ JUTICALPA	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	115.98	1,391.81
LA PUERTA*	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	91.40	1,096.80
LUFUSSA VALLE	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	682.56	8,190.69

SANTA FE*	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	9.48	113.79
EL FARO	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	54.68	656.18
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	166.29	1,995.52
PECSA 69 kV	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	113.88	1,366.52
PECSA 138 kV													-
ELCOSA	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	643.75	7,725.00
EMCE CHOLOMA	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	356.20	4,274.46
ENERSA	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	1,961.89	23,542.69
TÉRMICA VILLANUEVA	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	59.00	708.02
CEIBA TÉRMICA*	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	79.72	956.67
TOTAL TÉRMICA	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	4,334.84	52,018.13
Costo total de generación nacional kUSD	7,419.78	7,419.78	7,419.78	7,419.78	7,419.78	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	89,139.44
Costo total de importación kUSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costo total MEO kUSD	7,419.78	7,419.78	7,419.78	7,419.78	7,419.78	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	7,434.36	89,139.44

*ENEE-Generación

** El costo previsto de la potencia para cada planta fue determinado de acuerdo con los datos de potencia firme que determinó el Operador del Sistema en el informe preliminar de potencia firme de centrales generadoras para el año 2024.