



HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE REVISIÓN DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN 2025

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 2025 | 5 |
| 2. | Introducción..... | 8 |
| 2.1. | Marco Regulatorio | 8 |
| 3. | Informe de la planificación operativa de largo plazo 2025-2027 | 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 2025..... | 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 2025 | 25 |
| 5. | Conclusiones y recomendaciones..... | 28 |
| 5.1. | Conclusiones | 28 |
| 5.2. | Recomendaciones | 28 |
| 6. | Anexos..... | 30 |

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 2025**

Resumen Ejecutivo del Informe Revisión del Costo Base de Generación 2025

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 2025-2027¹.

En ese sentido, en fecha 13 de diciembre de 2024 la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante su operador, presentó para su aprobación ante la CREE los CBG previstos para el año 2025. 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 2024 la ENEE remitió a la CREE el informe de los CBG previstos del año 2025 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 2025. 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 2025-2027 que sirvieron de insumo para el cálculo de dichos costos.

La POLP 2025-2027 contiene para el año 2025 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. Es importante señalar que dicha planificación fue revisada por el departamento de planificación y mercados de la CREE.

Para definir la POLP 2025-2027 el operador del sistema calculó tres escenarios de demanda para los años 2025-2027: 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 2025 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) una demanda máxima esperada de 2,105.23 MW y una energía esperada de 13,218.38 GWh. Es importante mencionar que con este escenario la energía anual que se prevé para dicho año en compras para ENEE- Distribución es de 12,092.19 GWh, que es mayor 7.42% con respecto a la establecida en el CBG 2024.

¹ <https://ods.org.hn/version-final/>

En esta planificación operativa se prevé dentro del plan previsto de generación la participación en el CBG 2025 de 76 centrales en el mercado de contratos y de 47 centrales en el MEO, de las cuales 17 son propiedad de ENEE (dentro de las cuales se encuentran 8 arrendamientos).

Asimismo, se espera que para el 2025 la participación en generación por tipo de tecnología sea: térmica convencional con 5,505.80 GWh (45.53%), hidroeléctrica con 3,760.16 GWh (31.10%), solar fotovoltaica 1,196.12 GWh (9.04%), eólica 804.60 GWh (6.65%), biomasa 283.32 GWh (2.34%) y geotérmica 321.46 GWh (2.66%). Se proyecta un 1.83% de importación de energía de oportunidad del MER.

En la POLP 2025-2027, 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 2025 para el combustible Heavy Fuel Oil (HFO) No.6 con un contenido de 3% de azufre es de USD 60.52 por barril y para el combustible diésel es de USc 203.58 por galón. Con respecto al CBG aprobado para el año 2024 el precio del bunker disminuyó un 21.18% y el del diésel disminuyó un 23.61%.

De acuerdo con el informe de CBG 2025 que presentó el operador del sistema, se observa que la generación de energía eléctrica anual cubierta mediante contratos se estima sea de 6,131.91 GWh y que la tecnología con mayor participación sea la térmica con 2,455.88 GWh, la cual disminuye un 4.52% con respecto al CBG 2024. Con respecto a la generación prevista para el año 2025 en el MEO se prevé que sea de 5,960.28 GWh, la cual se divide en MEO nacional (5,858.07 GWh) y en MEO regional (102.21 GWh). Es importante indicar que el MEO nacional incluye la generación de ENEE (ENEE-Generación), la cual representa 44.31% de la generación prevista del MEO, con respecto al CBG 2024 esta participación disminuirá 7.48%. Por otro lado, se observa que el costo de generación previsto para el año 2025 en el Mercado de Contratos es de USD 814,878,375.42 y para el Mercado Eléctrico de Oportunidad es de USD 797,316,246.44.

Finalmente, el costo medio de generación previsto para el año 2025 es 133.33 USD/MWh.

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 2025- 2027 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 13 de diciembre de 2024 la solicitud de aprobación del Costo Base de Generación 2025, 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 2024 la ENEE remitió a la CREE el informe del Costo Base de Generación previsto para el año 2025 con los ajustes correspondientes y el documento denominado “Anexo nro. 04 Requerimiento CBG 2025 (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 2024.

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) 2025- 2027 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 objetivo de reflejar las responsabilidades relacionadas con la definición del CBG y los costos en los que incurre la ENEE para suministrar electricidad a sus clientes, se modificaron los artículos 16, 17 y 18 del RTP mediante el Acuerdo CREE-065-2020. Estas modificaciones incluyen, como lo establece la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), los costos derivados de los contratos de suministro suscritos por la ENEE y el resultado de las transacciones en el MEO.

Posteriormente, para asegurar una representación más precisa y detallada de estos costos en la tarifa, el RTP fue nuevamente modificado mediante el Acuerdo CREE-083-2024, emitido el 17 de septiembre de 2024. Es importante destacar que esta modificación también se limitó exclusivamente a los artículos 16, 17 y 18, los cuales quedaron estructurados de la siguiente manera:

- **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.

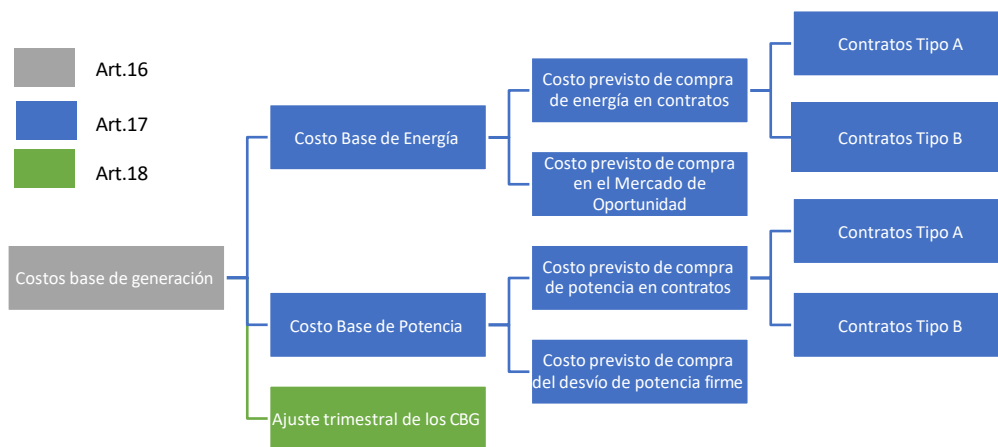


Fig. 1: Factores que componen el Costo Base de Generación

Finalmente, fue modificado por medio de los Acuerdos CREE-36-2022, CREE-054-2023 y CREE-123-2024 con la finalidad de incorporar un mecanismo que permita recuperar en un periodo

mayor a tres meses las variaciones significativas que puedan resultar en cada período entre el costo de generación real y el costo base de generación, y así prevenir fluctuaciones significativas en las tarifas al usuario final.

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).

Los CTA son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma, el precio de la energía comprada corresponderá al precio previsto en dichos contratos. Los CTB son aquellos contratos que suscriba la ENEE que resulten de otros procesos de selección distintos a una licitación pública internacional o nacional, 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.

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) y sus modificaciones establece el procedimiento para el ajuste trimestral de los CBG, el cual es ajustado de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Cada periodo de ajuste p contempla tres meses y entrará en vigencia el primer día de cada

trimestre del año. Cada periodo considerará los costos reales del último mes del periodo de ajuste $p-2$ y los costos de los dos primeros meses correspondientes al ajuste tarifario del periodo $p-1$.

2. 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.
3. La ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual del ODS con su facturación. Si encuentra discrepancias o requiere incluir "otros cargos", enviará al ODS y a la CREE las observaciones o correcciones con sus respectivos sustentos, indicando los valores facturados por las generadoras y aceptados por ENEE.
4. 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.
5. 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.
6. 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
2025-2027**

Informe de la planificación operativa de largo plazo 2025-2027

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 2025-2027² (Actualización noviembre 2024 - Versión Final). De dicha planificación se obtuvo para el año 2025 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 Cañaveral 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 2025-2027: escenario base, escenario alto y escenario bajo de demanda. Cada uno de estos escenarios es detallado en el informe de la POLP 2025-2027. 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 2025 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) una demanda máxima esperada de 2,105.23 MW y una energía esperada de 13,218.38 GWh.

3.2. Proyección de los precios de los combustibles

En la POLP 2025-2027, 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 2024 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 60.52 por barril y para el combustible diésel es de US\$ 203.58 por galón. Con respecto al CBG aprobado para el año 2024 el precio del bunker disminuyó un 21.18 % y el del diésel disminuyó un 23.61 %.

Para la internalización de los precios de combustible en el caso de la POLP 2025-2027, 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 4 de

² [Planificación Operativa de Largo Plazo – Centro Nacional de Despacho](#)

noviembre de 2024. 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 2024.

3.3. Proyección de los costos marginales

La Fig. 2 muestra los costos marginales promedios semanales previstos para el año 2025. El costo marginal proyectado promedio semanal es 109.35 USD/MWh. Con respecto al CBG aprobado para el año 2024 este costo disminuyó un 17.09 %.

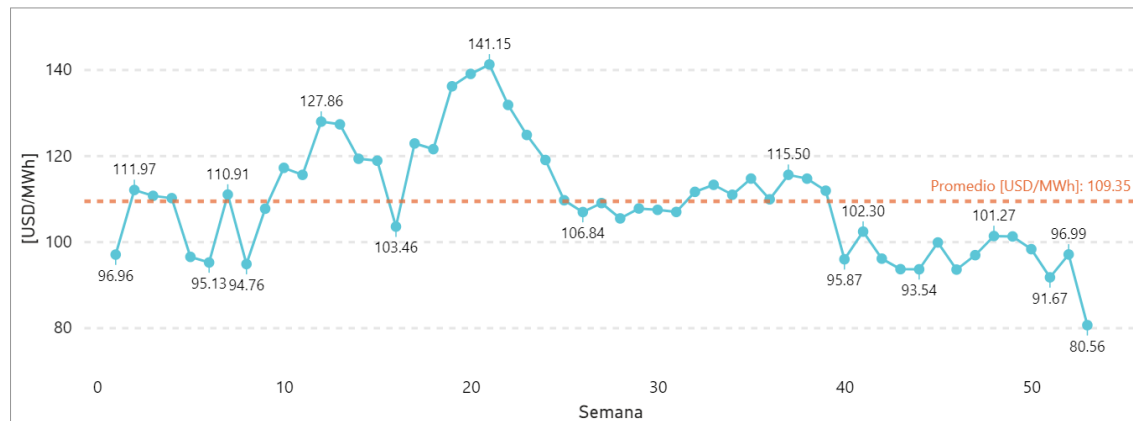


Fig. 2: Proyección para el año 2025 de los costos marginales promedios semanales (Fuente: CND)

3.4. Plan previsto de generación 2025

En esta sección se presenta la generación de energía eléctrica de las centrales de generación que la POLP 2025-2027 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 47 centrales, de las cuales 17 son propiedad de ENEE (dentro de las cuales se encuentran 8 arrendamientos).

En la Tabla 1 se presenta la generación mensual esperada para el año 2025 de las centrales que tienen contrato con ENEE-Distribución. Se prevé que la generación de energía eléctrica anual cubierta mediante contratos sea de 6,131.91 GWh y que la tecnología con mayor participación sea la térmica con 2,455.88 GWh, la cual disminuye un 4.52%% con respecto al CBG 2024.

Tabla 1: Generación de energía mensual prevista para el año 2025 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 | 11.27 | 9.79 | 20.52 | 20.99 | 23.11 | 19.06 | 18.56 | 18.81 | 19.17 | 19.19 | 15.90 | 16.41 | 212.79 |
| 081-2010 | SHOL | 5.84 | 3.79 | 2.85 | 1.67 | 1.41 | 2.83 | 4.06 | 3.89 | 2.80 | 4.21 | 5.43 | 6.09 | 44.88 |

| No. Contrato | Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual [GWh] |
|----------------------------------|-------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|-------------------|
| 263-2014 | SHOL | 7.58 | 5.34 | 4.88 | 3.26 | 2.14 | 3.32 | 3.78 | 3.92 | 3.15 | 4.14 | 7.08 | 7.10 | 55.68 |
| | TOTAL HIDRO EMPUNTABLE | 24.69 | 18.93 | 28.25 | 25.92 | 26.66 | 25.21 | 26.41 | 26.61 | 25.12 | 27.54 | 28.41 | 29.60 | 313.34 |
| EÓLICAS | | | | | | | | | | | | | | |
| 049-2008 | CERRO DE HULA | 54.73 | 43.82 | 37.01 | 21.75 | 15.88 | 24.89 | 40.29 | 28.66 | 14.52 | 24.16 | 41.20 | 52.59 | 399.51 |
| 136-2012 | CHINCHAYOTE | 24.62 | 19.98 | 18.16 | 11.16 | 9.21 | 15.01 | 19.91 | 15.27 | 8.99 | 12.41 | 18.23 | 24.25 | 197.22 |
| 131-2012 | PLANTA SAN MARCOS | 26.26 | 21.99 | 19.85 | 11.45 | 10.96 | 15.98 | 19.17 | 14.55 | 10.06 | 14.24 | 18.48 | 24.88 | 207.87 |
| | TOTAL EÓLICA | 105.61 | 85.79 | 75.03 | 44.36 | 36.04 | 55.88 | 79.37 | 58.49 | 33.58 | 50.81 | 77.91 | 101.73 | 804.60 |
| BIOMASA | | | | | | | | | | | | | | |
| 112-2012 | CELSUR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 066-2014 | TRES VALLES | 5.56 | 4.99 | 5.57 | 5.38 | 3.61 | 3.59 | 5.07 | 3.66 | - | - | 3.13 | 5.57 | 46.14 |
| 066-2014 | TRES VALLES AMPLIACION | 0.80 | 0.41 | 1.06 | 0.79 | 0.06 | - | 0.12 | 0.00 | - | - | 0.09 | 1.33 | 4.67 |
| 270-2014 | LOS PINOS | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 124-2013 | MERENDON POWER PLANT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 054-2012 | GREEN POWER PLANT | 19.68 | 9.57 | 10.41 | 9.20 | 10.04 | 8.10 | 19.63 | 9.33 | 9.35 | 9.49 | 9.86 | 7.62 | 132.29 |
| 036-2010 | CARACOL KNITS | 0.18 | 0.26 | 0.28 | 0.17 | 0.49 | 0.48 | 0.38 | 1.65 | 0.18 | 0.08 | 0.11 | 0.18 | 4.44 |
| 004-2013 | CHUMBAGUA | 5.90 | 5.56 | 6.22 | 5.57 | 7.30 | 4.35 | - | - | - | - | 0.03 | 3.56 | 38.49 |
| 039-2011 | ACEYDESA | 0.01 | 0.03 | 0.01 | 0.01 | 0.02 | 0.04 | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.04 | 0.02 | 0.02 | 0.30 |
| 040-2011 | BIOGAS Y ENERGÍA | 0.60 | 0.59 | 0.56 | 0.51 | 0.63 | 0.69 | 0.55 | 0.48 | 0.41 | 0.46 | 0.39 | 0.42 | 6.28 |
| | TOTAL BIOMASA | 32.73 | 21.42 | 24.13 | 21.64 | 22.16 | 17.24 | 25.79 | 15.15 | 9.97 | 10.07 | 13.63 | 18.71 | 232.63 |
| HIDROELÉCTRICAS DE PASADA | | | | | | | | | | | | | | |
| 119-2010 | CORONADO | 3.44 | 2.47 | 2.28 | 1.78 | 2.00 | 2.78 | 3.25 | 3.42 | 2.70 | 3.07 | 3.37 | 3.36 | 33.92 |
| 069-2000 | HIDRO YOJOA | 0.18 | 0.13 | 0.12 | 0.06 | 0.10 | 0.12 | 0.12 | 0.16 | - | - | - | - | 1.00 |
| 075-2010 | LAURELES | 0.61 | 0.45 | 0.38 | 0.36 | 0.23 | 0.25 | 0.12 | 0.14 | 0.08 | 0.27 | 0.48 | 0.40 | 3.77 |
| 065-2010 | CHAMELECON | 6.26 | 4.67 | 3.62 | 3.00 | 3.72 | 7.13 | 7.85 | 7.69 | 7.99 | 8.28 | 7.82 | 7.58 | 75.62 |
| 062-2010 | MORJAS | 3.53 | 2.25 | 1.60 | 0.57 | 1.06 | 2.96 | 3.04 | 3.48 | 3.93 | 4.64 | 4.21 | 3.91 | 35.19 |
| 226-2013 | SAN MARTIN | 1.62 | 1.20 | 1.15 | 0.81 | 0.92 | 1.42 | 1.41 | 1.45 | 1.25 | 1.51 | 1.56 | 1.68 | 15.98 |
| 083-2014 | GENERA LOS LAURELES | 2.70 | 2.11 | 2.04 | 1.74 | 1.52 | 1.31 | 1.85 | 2.06 | 2.09 | 2.36 | 2.65 | 2.57 | 24.99 |
| 005-2013 | LA AURORA | 1.17 | 0.73 | 0.58 | 0.62 | 1.10 | 2.03 | 1.62 | 2.14 | 3.68 | 3.70 | 3.40 | 1.97 | 22.72 |
| 157-2012 | MATARRAS | 1.09 | 0.92 | 0.93 | 0.67 | 0.58 | 0.52 | 0.83 | 0.85 | 0.84 | 1.07 | 1.05 | 1.06 | 10.43 |
| 056-2010 | RIO GUINEO | 0.24 | 0.17 | 0.16 | 0.13 | 0.12 | 0.20 | 0.29 | 0.24 | 0.20 | 0.19 | 0.26 | 0.32 | 2.52 |
| 058-2010 | MEZAPA | 5.32 | 4.22 | 3.65 | 3.06 | 2.24 | 2.05 | 2.42 | 3.52 | 2.98 | 4.18 | 5.16 | 5.04 | 43.82 |
| 067-2010 | SAZAGUA | 1.66 | 1.05 | 0.89 | 1.12 | 2.05 | 3.51 | 2.73 | 3.89 | 4.81 | 5.27 | 3.25 | 1.88 | 32.13 |
| 050-2010 | ZINGUIZAPA | 1.28 | 0.97 | 0.89 | 0.63 | 0.83 | 1.12 | 1.29 | 1.52 | 1.68 | 1.84 | 1.40 | 1.14 | 14.58 |
| 070-2010 | RIO BETULIA | 0.26 | 0.07 | 0.05 | 0.37 | 0.07 | 0.27 | 0.55 | 0.45 | 0.40 | 0.49 | 0.52 | 0.11 | 3.60 |
| 185-2014 | RIO BETULIA | 3.16 | 2.33 | 2.36 | 1.36 | 0.96 | 0.44 | 0.03 | 0.05 | 0.04 | 0.58 | 1.76 | 3.05 | 16.12 |

| No. Contrato | Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual [GWh] |
|-------------------------|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|
| 024-2013 | CANJEL | 0.10 | 0.04 | 0.09 | 0.04 | 0.03 | 0.04 | 0.01 | 0.40 | 0.24 | 0.02 | 0.22 | 0.08 | 1.31 |
| 054-2010 | RIO QUILIO | 0.37 | 0.25 | 0.21 | 0.21 | 0.31 | 0.46 | 0.44 | 0.50 | 0.68 | 0.63 | 0.59 | 0.52 | 5.18 |
| 084-2014 | AGUA VERDE | 0.60 | 0.50 | 0.50 | 0.39 | 0.32 | 0.22 | 0.26 | 0.29 | 0.43 | 0.50 | 0.51 | 0.51 | 5.05 |
| 167-2014 | CHACHAGUALA | 0.81 | 0.76 | 0.80 | 0.47 | 0.39 | 0.36 | 0.38 | 0.38 | 0.40 | 0.60 | 0.91 | 0.85 | 7.12 |
| 082-2011 | NISPERO II | 1.47 | 1.02 | 0.66 | 0.16 | 0.70 | 1.66 | 1.72 | 0.59 | 0.52 | 0.46 | 0.98 | 1.51 | 11.45 |
| 078-2010 | PENCALIGÜE | 2.68 | 1.89 | 1.53 | 1.04 | 1.92 | 3.25 | 2.94 | 4.05 | 4.43 | 4.30 | 3.64 | 3.07 | 34.74 |
| 046-2010 | SAN ALEJO | 0.31 | 0.32 | 0.32 | 0.26 | 0.31 | 0.52 | 0.41 | 0.56 | 0.61 | 0.64 | 0.58 | 0.22 | 5.06 |
| 115-2014 | CUYAGUAL | 1.62 | 1.77 | 1.85 | 1.04 | 0.84 | 0.74 | 0.73 | 0.73 | 1.08 | 1.80 | 2.37 | 1.99 | 16.55 |
| 045-2011 | CHURUNE | 1.80 | 1.27 | 1.19 | 1.07 | 1.22 | 1.39 | 1.32 | 1.28 | 1.87 | 2.31 | 2.25 | 1.70 | 18.67 |
| 232-2013 | PEÑA BLANCA | 0.68 | 0.61 | 0.68 | 0.64 | 0.47 | 0.46 | 0.60 | 0.67 | 0.65 | 0.68 | 0.65 | 0.68 | 7.46 |
| 57-2010 | RIO FRIO | 0.39 | 0.25 | 0.13 | 0.14 | 0.29 | 0.69 | 0.72 | 0.75 | 0.82 | 0.78 | 0.75 | 0.67 | 6.39 |
| 060-2010 | SAN JUAN PUEBLO | 3.87 | 2.99 | 2.69 | 2.41 | 1.95 | 1.82 | 2.50 | 3.15 | 2.90 | 3.49 | 4.04 | 4.00 | 35.82 |
| 103-2014 | CORRAL DE PIEDRAS | 0.05 | 0.03 | 0.04 | 0.05 | 0.15 | 0.25 | 0.15 | 0.33 | 0.48 | 0.48 | 0.31 | 0.09 | 2.42 |
| 054-2011 | CORTESITO | 1.91 | 1.48 | 1.59 | 1.41 | 1.08 | 0.96 | 0.94 | 0.96 | 1.07 | 1.39 | 1.64 | 1.57 | 15.99 |
| 055-2011 | SAN CARLOS | 0.99 | 0.69 | 0.68 | 0.38 | 0.32 | 0.32 | 0.40 | 0.40 | 0.42 | 0.57 | 0.79 | 0.82 | 6.80 |
| 063-2011 | CUYAMEL | 5.06 | 4.11 | 4.46 | 2.43 | 1.99 | 2.42 | 2.99 | 4.29 | 3.72 | 4.87 | 5.21 | 5.30 | 46.86 |
| | TOTAL HIDRO DE PASADA | 55.25 | 41.77 | 38.10 | 28.44 | 29.81 | 41.65 | 43.93 | 50.38 | 53.00 | 60.96 | 62.34 | 57.64 | 563.28 |
| HIDRO DE EMBALSE | | | | | | | | | | | | | | |
| 026-2014 | YAGUALA | 21.84 | 9.90 | 6.16 | 4.27 | 23.09 | 25.93 | 25.38 | 25.91 | 35.68 | 36.98 | 25.54 | 12.26 | 252.94 |
| | TOTAL HIDRO DE EMBALSE | 21.84 | 9.90 | 6.16 | 4.27 | 23.09 | 25.93 | 25.38 | 25.91 | 35.68 | 36.98 | 25.54 | 12.26 | 252.94 |
| SOLAR | | | | | | | | | | | | | | |
| 014-2014 | COHESSA | 10.92 | 10.29 | 11.30 | 10.04 | 9.25 | 9.13 | 10.23 | 10.55 | 10.09 | 10.40 | 9.66 | 10.49 | 122.34 |
| 009-2014 | ENERBASA | 3.52 | 3.45 | 3.66 | 3.16 | 2.87 | 2.72 | 3.12 | 3.05 | 3.19 | 3.34 | 3.03 | 3.41 | 38.51 |
| 019-2014 | LOS LLANOS SUR | 2.34 | 2.32 | 2.37 | 2.18 | 2.00 | 1.77 | 1.97 | 2.09 | 2.25 | 1.94 | 1.88 | 2.17 | 25.28 |
| 013-2014 | SOPOSA | 10.89 | 10.54 | 11.51 | 10.09 | 9.07 | 8.51 | 10.06 | 10.67 | 10.19 | 10.70 | 9.68 | 11.00 | 122.91 |
| 002-2014 | NACAOME I (ETAPA 2) | 3.95 | 3.77 | 4.12 | 3.66 | 5.21 | 3.10 | 5.58 | 3.72 | 5.31 | 3.53 | 3.68 | 9.07 | 54.69 |
| 002-2014 | NACAOME I | 5.34 | 5.43 | 6.26 | 5.57 | 3.42 | 4.72 | 3.67 | 5.67 | 3.48 | 5.38 | 4.45 | - | 53.38 |
| 003-2014 | NACAOME DOS | 8.22 | 8.05 | 8.87 | 7.90 | 7.21 | 7.41 | 8.14 | 8.24 | 7.61 | 8.06 | 7.60 | 8.06 | 95.38 |
| 004-2014 | POLLITO | 2.33 | 2.47 | 2.59 | 2.51 | 2.47 | 2.30 | 2.43 | 2.57 | 2.68 | 2.13 | 1.65 | 1.89 | 28.04 |
| 023-2014 | SUREÑA | 2.16 | 2.18 | 2.55 | 2.31 | 2.07 | 2.11 | 2.33 | 2.36 | 2.19 | 2.12 | 2.04 | 2.18 | 26.60 |
| 020-2014 | ENERGÍAS SOLARES | 1.20 | 1.25 | 1.41 | 1.27 | 1.16 | 1.16 | 1.31 | 1.32 | 1.23 | 1.20 | 1.12 | 1.13 | 14.76 |
| 018-2014 | GENERACIONES ENERGÉTICAS | 2.05 | 2.10 | 2.43 | 2.21 | 1.99 | 2.04 | 2.25 | 2.28 | 2.10 | 2.08 | 1.96 | 2.04 | 25.52 |
| 032-2014 | HELIOS | 5.68 | 5.63 | 6.29 | 5.54 | 5.08 | 5.17 | 5.74 | 5.70 | 5.43 | 5.35 | 4.95 | 5.55 | 66.11 |
| 015-2014 | FOTERSA | 3.64 | 3.67 | 4.11 | 3.74 | 3.36 | 3.21 | 3.58 | 3.79 | 3.95 | 3.48 | 3.10 | 3.62 | 43.24 |
| 012-2014 | LAS LAJAS | 1.60 | 1.58 | 1.60 | 1.44 | 1.34 | 1.29 | 1.37 | 1.29 | 1.61 | 1.48 | 1.37 | 1.63 | 17.62 |

| No. Contrato | Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual [GWh] |
|--|-------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------------|
| 006-2014 | MARCOVIA | 6.33 | 6.38 | 7.24 | 6.35 | 5.67 | 5.89 | 6.53 | 6.45 | 6.03 | 6.11 | 5.47 | 6.15 | 74.60 |
| 031-2014 | MECER | 4.78 | 4.87 | 5.46 | 5.02 | 4.71 | 4.74 | 5.02 | 5.23 | 4.73 | 4.61 | 4.32 | 4.64 | 58.13 |
| 010-2014 | CINCO ESTRELLAS | 9.20 | 9.49 | 10.05 | 9.04 | 8.07 | 8.74 | 9.13 | 9.19 | 8.75 | 8.38 | 7.88 | 8.25 | 106.17 |
| 007-2014 | CHOLUTECA UNO | 3.75 | 3.75 | 4.14 | 3.58 | 3.32 | 3.18 | 3.46 | 3.69 | 3.87 | 3.47 | 3.06 | 3.64 | 42.92 |
| 008-2014 | CHOLUTECA DOS | 5.54 | 5.46 | 6.07 | 5.48 | 4.96 | 5.05 | 5.44 | 5.47 | 5.11 | 5.08 | 4.73 | 5.19 | 63.57 |
| | TOTAL SOLAR | 93.45 | 92.68 | 102.02 | 91.08 | 83.22 | 82.23 | 91.36 | 93.34 | 89.79 | 88.85 | 81.65 | 90.10 | 1,079.77 |
| GEOTÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | | |
| 086-2010 | GEOPLATANARES | 26.41 | 23.86 | 26.41 | 25.56 | 26.41 | 25.56 | 26.41 | 26.41 | 25.56 | 26.41 | 25.56 | 26.40 | 310.97 |
| | TOTAL GEOTÉRMICA | 26.41 | 23.86 | 26.41 | 25.56 | 26.41 | 25.56 | 26.41 | 26.41 | 25.56 | 26.41 | 25.56 | 26.40 | 310.97 |
| TÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | | |
| 004-2018 | LUFUSSA III | 113.91 | 98.96 | 133.18 | 127.78 | 141.25 | 131.00 | 128.40 | 134.28 | 129.53 | 110.09 | 109.39 | 109.88 | 1,467.65 |
| 013-2018 | LA ENSENADA | 8.31 | 9.41 | 21.04 | 20.09 | 22.30 | 20.58 | 19.59 | 21.05 | 19.09 | 13.58 | 14.16 | 12.22 | 201.41 |
| 027-2014 | BECOSA | 19.75 | 33.81 | 35.47 | 31.92 | 31.85 | 30.40 | 28.85 | 29.26 | 29.69 | 29.78 | 35.31 | 20.78 | 356.86 |
| 012-2018 | LAEISZ SAN ISIDRO | 3.79 | 4.24 | 11.37 | 12.41 | 14.74 | 11.53 | 8.77 | 10.86 | 9.83 | 5.23 | 4.85 | 4.29 | 101.90 |
| 083-2010 | ENERSA COGENERACIÓN | 0.90 | 1.61 | 2.50 | 3.27 | 3.75 | 4.09 | 4.31 | 4.21 | 3.81 | 3.14 | 2.95 | 2.83 | 37.37 |
| 011-2018 | LAEISZ CEIBA | 2.99 | 3.11 | 8.40 | 10.66 | 14.36 | 9.14 | 5.67 | 7.16 | 7.14 | 4.00 | 3.31 | 3.09 | 79.04 |
| 049-2018 | EL FARO | 11.83 | 11.33 | 21.71 | 21.78 | 25.81 | 21.01 | 17.88 | 21.30 | 19.45 | 13.30 | 13.31 | 12.92 | 211.64 |
| | TOTAL TÉRMICA | 161.48 | 162.48 | 233.67 | 227.91 | 254.07 | 227.76 | 213.47 | 228.12 | 218.53 | 179.11 | 183.28 | 166.01 | 2,455.88 |
| Generación total Mercado de Contratos [GWh] | | 521.46 | 456.83 | 533.77 | 469.17 | 501.46 | 501.46 | 532.11 | 524.41 | 491.23 | 480.72 | 498.31 | 502.46 | 6,013.39 |
| Importación (HIDRO XACBAL) [GWh] | | 8.71 | 5.86 | 4.85 | 3.02 | 4.02 | 7.96 | 12.97 | 14.22 | 14.43 | 14.87 | 14.69 | 12.91 | 118.52 |
| Total Mercado de Contratos [GWh] | | 530.17 | 462.69 | 538.62 | 472.19 | 505.48 | 509.42 | 545.08 | 538.63 | 505.65 | 495.60 | 513.00 | 515.37 | 6,131.91 |

En la Tabla 2 se presenta la generación mensual prevista para el año 2025 de las centrales que participan en el MEO. La generación prevista para el año 2025 en el MEO es de 5,960.28 GWh, la cual se divide en MEO nacional (5,858.07 GWh) y en MEO regional (102.21 GWh). Es importante indicar que el MEO nacional incluye la generación de ENEE (ENEE-Generación), la cual representa 44.31 % de la generación del MEO, con respecto al CBG 2024 esta participación disminuirá 7.48 %.

Tabla 2: Generación de energía mensual prevista para el año 2025 en el MEO

| Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual [GWh] |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------------|
| BIOMASA | | | | | | | | | | | | | |
| CAHSA | 4.99 | 7.02 | 7.85 | 7.52 | 4.80 | - | - | - | - | - | - | - | 32.19 |
| ECOPALSA | 0.19 | 0.08 | 0.08 | 0.22 | 0.12 | 0.03 | 0.07 | 0.07 | 0.09 | 0.21 | 0.10 | 0.05 | 1.29 |
| IHSA | 3.39 | 3.18 | 4.53 | 3.41 | 2.71 | - | - | - | - | - | - | - | 17.21 |

| Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual |
|------------------------------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|
| | | | | | | | | | | | | | [GWh] |
| CELSUR MEO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CHUMBAGUA MEO | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL BIOMASA | 8.57 | 10.27 | 12.45 | 11.15 | 7.64 | 0.03 | 0.07 | 0.07 | 0.09 | 0.21 | 0.10 | 0.05 | 50.69 |
| HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE | | | | | | | | | | | | | |
| EL CAJÓN* | 78.00 | 68.04 | 141.08 | 141.90 | 151.96 | 124.03 | 121.18 | 124.13 | 128.07 | 132.82 | 114.45 | 116.60 | 1,442.26 |
| CAÑAVERAL* | 15.32 | 15.94 | 15.07 | 13.69 | 13.20 | 14.63 | 14.93 | 14.38 | 12.95 | 16.41 | 14.67 | - | 161.18 |
| PATUCA* | 4.03 | 10.40 | 13.12 | 13.51 | 17.11 | 19.23 | 34.96 | 41.15 | 40.41 | 40.74 | 25.95 | 16.50 | 277.12 |
| TOTAL HIDRO DE EMBALSE | 97.35 | 94.38 | 169.28 | 169.10 | 182.27 | 157.89 | 171.07 | 179.67 | 181.43 | 189.96 | 155.06 | 133.10 | 1,880.56 |
| HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES | | | | | | | | | | | | | |
| RIO LINDO* | 44.23 | 42.01 | 43.09 | 39.60 | 39.65 | 39.64 | 41.74 | 40.41 | 38.33 | 43.51 | 41.90 | - | 454.12 |
| TOTAL HIDRO EMPUNTABLES | 44.23 | 42.01 | 43.09 | 39.60 | 39.65 | 39.64 | 41.74 | 40.41 | 38.33 | 43.51 | 41.90 | - | 454.12 |
| HIDROELÉCTRICAS DE PASADA | | | | | | | | | | | | | |
| RIO BLANCO | 3.29 | 2.70 | 2.61 | 2.31 | 2.31 | 2.26 | 2.92 | 3.28 | 3.44 | 3.72 | 3.57 | 3.45 | 35.86 |
| CECECAPA | 1.00 | 0.61 | 0.50 | 0.39 | 0.50 | 1.14 | 1.72 | 1.76 | 1.75 | 1.92 | 1.28 | 1.32 | 13.89 |
| PEÑA BLANCA MEO | 0.33 | 0.21 | 0.11 | 0.05 | 0.00 | - | 0.00 | 0.10 | 0.35 | 0.56 | 0.62 | 0.65 | 2.97 |
| LA GLORIA | 3.86 | 2.79 | 2.34 | 2.00 | 1.20 | 0.93 | 0.67 | 0.47 | 0.66 | 1.72 | 3.14 | 3.24 | 23.03 |
| MANGUNGO | 1.01 | 0.80 | 0.79 | 0.64 | 0.54 | 0.49 | 0.57 | 0.79 | 0.70 | 0.88 | 0.92 | 0.98 | 9.11 |
| NISPERO I* | 1.02 | 0.44 | 0.28 | 0.20 | 0.55 | 1.43 | 1.97 | 5.98 | 7.21 | 8.62 | 6.81 | 2.91 | 37.43 |
| ZACAPA | 0.19 | 0.12 | 0.12 | 0.10 | 0.09 | 0.17 | 0.22 | 0.33 | 0.31 | 0.38 | 0.31 | 0.27 | 2.61 |
| SANTA MARIA DEL REAL* | 0.17 | 0.08 | 0.00 | - | 0.04 | 0.18 | 0.21 | 0.16 | 0.13 | 0.23 | 0.26 | 0.20 | 1.66 |
| CHURUNE MEO | 0.00 | - | - | - | 0.00 | - | - | - | 0.02 | 0.20 | 0.11 | - | 0.34 |
| CISA | 1.59 | 1.13 | 0.99 | 1.46 | 3.81 | 7.69 | 6.72 | 7.27 | 8.59 | 8.32 | 6.84 | 2.07 | 56.47 |
| NACAOME | 0.37 | 0.29 | 0.25 | 0.22 | 1.29 | 3.69 | 2.41 | 2.24 | 5.22 | 8.01 | 3.28 | 0.77 | 28.05 |
| EL CISNE | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CUYAMAPA | 3.25 | 1.99 | 2.13 | 2.37 | 5.31 | 6.82 | 7.14 | 7.68 | 7.90 | 6.91 | 4.66 | 3.68 | 59.83 |
| BABILONIA MEO | 2.06 | 1.48 | 2.03 | 1.57 | 1.48 | 1.87 | 2.04 | 2.17 | 2.08 | 2.27 | 2.51 | 2.20 | 23.77 |
| HIDRO YOJOA MEO | - | - | - | - | - | - | - | 0.01 | 0.20 | 0.27 | 0.24 | 0.19 | 0.91 |
| TOTAL HIDRO DE PASADA | 18.13 | 12.66 | 12.16 | 11.30 | 17.13 | 26.68 | 26.60 | 32.24 | 38.55 | 43.99 | 34.57 | 21.94 | 295.93 |
| GEOTÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | |
| GEOPLATANARES MEO | 1.04 | 1.13 | 0.87 | 0.71 | 0.73 | 0.80 | 0.80 | 0.78 | 0.68 | 0.99 | 0.93 | 1.03 | 10.49 |
| TOTAL GEOTÉRMICA | 1.04 | 1.13 | 0.87 | 0.71 | 0.73 | 0.80 | 0.80 | 0.78 | 0.68 | 0.99 | 0.93 | 1.03 | 10.49 |
| SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| CIHESA | 6.85 | 7.80 | 10.53 | 10.59 | 10.10 | 9.50 | 10.15 | 10.61 | 9.61 | 8.10 | 6.58 | 6.73 | 107.17 |
| FRAY LAZARO | 0.85 | 0.84 | 0.86 | 0.80 | 0.73 | 0.64 | 0.72 | 0.76 | 0.82 | 0.70 | 0.69 | 0.78 | 9.18 |
| TOTAL SOLAR | 7.70 | 8.65 | 11.39 | 11.39 | 10.83 | 10.15 | 10.87 | 11.37 | 10.43 | 8.80 | 7.27 | 7.52 | 116.35 |
| TÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | |

| Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|
| | | | | | | | | | | | | | [GWh] |
| LAEISZ JUTICALPA | 4.90 | 0.67 | 2.29 | 1.87 | 3.60 | 0.81 | 0.19 | 0.19 | 0.18 | 0.32 | 0.78 | 0.60 | 16.41 |
| LA PUERTA* | - | 0.00 | 0.04 | 0.00 | 0.03 | 0.00 | 0.00 | - | - | - | - | 0.00 | 0.08 |
| LUFUSSA VALLE | 11.16 | 8.07 | 28.70 | 36.28 | 47.81 | 34.35 | 23.09 | 28.70 | 27.63 | 16.29 | 14.02 | 12.95 | 289.05 |
| SANTA FE* | 0.01 | 0.01 | 0.06 | 0.01 | 0.03 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - | 0.00 | 0.11 |
| RENTAS AMERICAS MEO | 0.50 | 0.83 | 2.73 | 3.33 | 4.67 | 2.69 | 1.55 | 2.18 | 2.01 | 1.27 | 0.83 | 1.04 | 23.64 |
| LAEISZ TÉRMICA MERCANTE | 0.45 | 0.47 | 2.31 | 0.44 | 2.83 | 0.11 | 0.04 | 0.10 | 0.10 | 0.03 | 0.00 | 0.01 | 6.90 |
| PECSA GEN 1 | 9.90 | 8.48 | 14.57 | 14.21 | 16.67 | 13.29 | 12.26 | 14.17 | 13.27 | 8.76 | 9.71 | 9.42 | 144.72 |
| PECSA (GEN 2 Y GEN 3) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| ELCOSA | 4.77 | 3.88 | 24.46 | 27.60 | 33.52 | 12.88 | 12.63 | 19.95 | 22.97 | 10.60 | 8.99 | 8.05 | 190.32 |
| EMCE CHOLOMA | 4.98 | 3.50 | 10.98 | 12.96 | 12.22 | 10.29 | 8.38 | 9.85 | 10.84 | 4.57 | 3.65 | 3.23 | 95.47 |
| ENERSA | 163.31 | 146.64 | 165.62 | 162.13 | 176.64 | 170.66 | 175.53 | 176.06 | 166.74 | 160.42 | 153.69 | 162.77 | 1,980.21 |
| TÉRMICA VILLANUEVA | 0.16 | 0.17 | 1.36 | 1.67 | 2.30 | 0.58 | 0.52 | 1.02 | 1.30 | 0.27 | 0.07 | 0.12 | 9.53 |
| CEIBA TÉRMICA* | - | - | 0.66 | 1.48 | 3.38 | 1.05 | 0.42 | 1.21 | 1.76 | 0.60 | 0.47 | 0.34 | 11.36 |
| ENSENADA MEO | 1.32 | 0.86 | 1.86 | 2.72 | 6.70 | 3.48 | 1.38 | 1.65 | 2.79 | 1.56 | 1.16 | 1.04 | 26.51 |
| ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA* | 0.13 | 0.15 | 3.78 | 24.38 | 73.98 | 33.52 | 7.39 | 11.17 | 14.23 | 3.88 | 3.02 | 2.27 | 177.89 |
| ARRENDAMIENTO EL PROGRESO* | - | - | 0.74 | 1.16 | 5.40 | 0.46 | 0.13 | 0.17 | 0.47 | 0.07 | 0.04 | 0.03 | 8.66 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI* | 0.22 | 0.24 | 0.82 | 0.31 | 1.02 | 0.25 | 0.09 | 0.24 | 1.14 | 0.29 | 0.57 | 0.13 | 5.31 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ NÍSPERO* | - | - | 0.30 | 0.45 | 1.40 | 0.15 | 0.05 | 0.06 | 0.18 | 0.03 | 0.01 | 0.01 | 2.65 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO* | 0.45 | 0.40 | 1.96 | 0.69 | 3.48 | 0.19 | 0.05 | 0.09 | 0.17 | 0.03 | 0.01 | 0.01 | 7.55 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA MARTA* | - | - | 0.47 | 0.75 | 3.60 | 0.33 | 0.09 | 0.12 | 0.33 | 0.05 | 0.03 | 0.02 | 5.79 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA ROSA* | 0.66 | 0.56 | 2.84 | 2.00 | 4.04 | 1.24 | 0.56 | 0.93 | 1.58 | 0.32 | 0.21 | 0.18 | 15.12 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLA NUEVA* | - | - | 3.46 | 6.10 | 10.57 | 3.44 | 1.31 | 1.98 | 4.21 | 0.75 | 0.47 | 0.38 | 32.66 |
| TOTAL TÉRMICA | 202.92 | 174.92 | 270.02 | 300.55 | 413.89 | 289.77 | 245.68 | 269.84 | 271.90 | 210.11 | 197.72 | 202.61 | 3,049.93 |
| Energía total generación nacional [GWh] | 379.94 | 344.02 | 519.27 | 543.80 | 672.13 | 524.96 | 496.82 | 534.37 | 541.41 | 497.58 | 437.54 | 366.23 | 5,858.07 |
| Energía total importación [GWh](oportunidad) | 5.77 | 4.57 | 3.85 | 12.69 | 17.33 | 11.35 | 10.77 | 6.28 | 9.79 | 7.02 | 7.14 | 5.65 | 102.21 |
| Energía total MEO [GWh] | 385.72 | 348.59 | 523.13 | 556.48 | 689.46 | 536.31 | 507.59 | 540.65 | 551.19 | 504.60 | 444.67 | 371.88 | 5,960.28 |

*ENEE-Generación



04

COSTO 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), (2) y (3).

$$CBE_h = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^n (EPCTA_{j,m,h} * PECTA_{j,m,h}) + \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^k (EPCTB_{j,m,h} * PECTB_{j,m,h}) + \sum_{m=1}^{12} CEMEO_{m,h} \quad (1)$$

Donde:

CBE_h es el Costo Base de Energía previsto para el año y por bloque horario h , expresado en USD.

$EPCTA_{j,m,h}$ es la cantidad de energía prevista para el CTA_j para el mes m y bloque horario h , expresada en MWh.

$PECTA_{j,m,h}$ es el precio de la energía prevista en el CTA_j para el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato) y bloque horario h , expresado en USD/MWh.

$EPCTB_{j,m,h}$ es la energía prevista en el CTB_j para el mes m y bloque horario h , expresado en MWh.

$PECTB_{j,m,h}$ es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para la central j en el mes m y por bloque horario h , expresado en USD/MWh

$CEMEO_{h,m}$ es el costo total para cada bloque horario h de compras de energía en el mercado de oportunidad en el mes m , expresado en USD, donde el costo por bloque horario es la suma del producto entre el costo marginal horario previsto y las compras previstas de energía en esa misma hora para el bloque horario correspondiente (punta, intermedio y valle).

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:

$$CBP = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^n (QPCTA_{j,m} * PPCTA_{j,m}) + \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^k (QPCTB_{j,m} * PP_m) + \sum_{m=1}^{12} (DPF_m * PRP_m) \quad (2)$$

Donde:

CBP es el Costo Base de Potencia previsto para el año, expresado en USD.

$QPCTA_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia para el CTA_j durante el mes m , expresada en MW.

$PPCTA_{j,m}$ es el precio previsto de la potencia para el CTA_j durante el mes m , ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. Este precio es expresado USD/MW.

$QPCTB_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTB_j durante el mes m , expresada en MW.

PP_m es el precio de la potencia determinado por la CREE para la central j en el mes m , expresado en USD/MW

CPF_m es el desvío de potencia firme durante el mes m , expresado en kW.

PRP_t es el Precio de Referencia de la potencia establecido en la LGIE para el mes m , expresado en USD/kW-mes.

n es el número de Contratos Tipo A.

k es el número de Contratos Tipo B.

Para determinar el CBP_h se multiplicará el CBP por el factor carga de cada bloque horario el cual se define de la siguiente manera

$$FC_h = \frac{PME_h}{P_{MAX}} \quad (3)$$

Donde:

FC_h es el factor de carga estimado para el bloque horario h .

PME_h es la potencia promedio para las horas del bloque h .

P_{MAX} es la potencia máxima estimada del sistema.

Con base en el informe de POLP 2025-2027, en el documento denominado “Anexo nro. 04 Requerimiento CBG 2025 actualizado” presentado por la ENEE en fecha 27 de diciembre de 2024, 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), (2) y (3), 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 2025 en los CTA es de 133.70 USD/MWh.

Tabla 3: Costo de generación previsto para el año 2025 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 | 515.07 | 65,761,651.68 | 7,338,941.78 | 73,100,593.47 | 141.92 |
| Febrero | 445.93 | 55,178,890.28 | 7,283,930.94 | 62,462,821.22 | 140.07 |
| Marzo | 497.81 | 60,749,846.18 | 7,141,705.28 | 67,891,551.46 | 136.38 |
| Abril | 429.03 | 50,965,280.15 | 6,791,730.39 | 57,757,010.54 | 134.62 |
| Mayo | 454.08 | 53,584,591.85 | 6,535,011.32 | 60,119,603.17 | 132.40 |
| Junio | 468.17 | 55,766,644.18 | 6,885,522.03 | 62,652,166.21 | 133.82 |
| Julio | 511.05 | 61,348,513.25 | 6,829,673.94 | 68,178,187.19 | 133.41 |
| Agosto | 499.56 | 58,867,273.28 | 6,246,756.18 | 65,114,029.46 | 130.34 |
| Septiembre | 469.60 | 54,887,932.99 | 6,127,608.15 | 61,015,541.13 | 129.93 |
| Octubre | 472.80 | 55,237,491.41 | 6,287,423.46 | 61,524,914.87 | 130.13 |
| Noviembre | 490.69 | 57,344,538.63 | 6,502,405.98 | 63,846,944.60 | 130.12 |
| Diciembre | 495.77 | 58,424,732.36 | 6,624,028.24 | 65,048,760.60 | 131.21 |
| Total | 5,749.55 | 688,117,386.24 | 80,594,737.68 | 768,712,123.92 | 133.70 |

4.1.1. Contratos tipo B

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 2025 para dichos contratos, que serán denominados contratos tipo B (CTB). Es importante indicar que estos costos formarán parte de los CBE y CBP de la ENEE.

Tabla 5: Costo de generación previsto para el año 2025 de los CTB

| Mes | Energía [GWh] | Costo Base Energía [USD] | Costo Base Potencia [USD] | Costo Base Generación [USD] | Costo medio de generación [USD/MWh] |
|--------------|---------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|
| Enero | 15.10 | 1,619,833.28 | 652,400.00 | 2,272,233.28 | 150.49 |
| Febrero | 16.76 | 1,754,481.18 | 652,400.00 | 2,406,881.18 | 143.59 |
| Marzo | 40.81 | 4,164,828.57 | 652,400.00 | 4,817,228.57 | 118.05 |
| Abril | 43.16 | 4,292,206.74 | 652,400.00 | 4,944,606.74 | 114.57 |
| Mayo | 51.41 | 5,207,925.77 | 652,400.00 | 5,860,325.77 | 114.00 |
| Junio | 41.25 | 4,256,124.68 | 652,400.00 | 4,908,524.68 | 118.99 |
| Julio | 34.03 | 3,489,235.71 | 652,400.00 | 4,141,635.71 | 121.70 |
| Agosto | 39.07 | 3,956,126.59 | 652,400.00 | 4,608,526.59 | 117.95 |
| Septiembre | 36.05 | 3,507,440.18 | 652,400.00 | 4,159,840.18 | 115.38 |
| Octubre | 22.80 | 2,173,979.74 | 652,400.00 | 2,826,379.74 | 123.96 |
| Noviembre | 22.32 | 2,084,488.66 | 652,400.00 | 2,736,888.66 | 122.64 |
| Diciembre | 19.60 | 1,830,780.42 | 652,400.00 | 2,483,180.42 | 126.69 |
| Total | 382.36 | 38,337,451.51 | 7,828,800.00 | 46,166,251.51 | 120.74 |

4.1.2. Mercado Eléctrico de Oportunidad

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 2025 en el MEO es de 133.77 USD/MWh.

Tabla 4: Costo de generación previsto para el año 2025 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 | 385.72 | 43,245,666.92 | 9,058,132.84 | 52,303,799.76 | 135.60 |
| Febrero | 348.59 | 37,879,209.88 | 9,058,132.84 | 46,937,342.72 | 134.65 |
| Marzo | 523.13 | 67,561,350.82 | 9,058,132.84 | 76,619,483.66 | 146.46 |
| Abril | 556.48 | 65,158,215.73 | 10,375,132.84 | 75,533,348.57 | 135.73 |
| Mayo | 689.46 | 94,034,553.48 | 10,375,132.84 | 104,409,686.32 | 151.44 |
| Junio | 536.31 | 62,804,433.00 | 10,375,132.84 | 73,179,565.84 | 136.45 |
| Julio | 507.59 | 54,862,582.43 | 10,375,132.84 | 65,237,715.27 | 128.52 |
| Agosto | 540.65 | 61,263,846.65 | 10,375,132.84 | 71,638,979.49 | 132.50 |

| Mes | Energía [GWh] | Costo Base de Energía [USD] | Costo Base de Potencia [USD] | Costo Base Generación [USD] | Costo medio total [USD/MWh] |
|--------------|-----------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Septiembre | 551.19 | 62,954,076.93 | 10,375,132.84 | 73,329,209.77 | 133.04 |
| Octubre | 504.60 | 48,844,307.62 | 10,375,132.84 | 59,219,440.46 | 117.36 |
| Noviembre | 444.67 | 42,535,233.20 | 10,375,132.84 | 52,910,366.04 | 118.99 |
| Diciembre | 371.88 | 35,622,175.72 | 10,375,132.84 | 45,997,308.56 | 123.69 |
| Total | 5,960.28 | 676,765,652.36 | 120,550,594.08 | 797,316,246.44 | 133.77 |

4.2. Costo Base de Generación 2025

Finalmente, en esta sección se presentan los resultados del CBG previsto para el año 2025. 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 es 133.33 USD/MWh.

De manera general, se espera que para el año 2025 ENEE-Distribución tenga un costo total de generación de USD 1,612,194,621.86.

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 2025, 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 2025

| Mes | Energía [GWh] | Costo Base Potencia [USD] | Costo Base Energía [USD] | Costo Base Generación [USD] | Costo medio de generación [USD/MWh] |
|--------------------|------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|
| Enero | 915.88 | 17,049,474.62 | 110,627,151.88 | 127,676,626.50 | 139.40 |
| Febrero | 811.29 | 16,994,463.78 | 94,812,581.34 | 111,807,045.12 | 137.81 |
| Marzo | 1,061.74 | 16,852,238.12 | 132,476,025.57 | 149,328,263.69 | 140.64 |
| Abril | 1,028.67 | 17,819,263.23 | 120,415,702.62 | 138,234,965.85 | 134.38 |
| Mayo | 1,194.95 | 17,562,544.16 | 152,827,071.10 | 170,389,615.26 | 142.59 |
| Junio | 1,045.73 | 17,913,054.87 | 122,827,201.86 | 140,740,256.72 | 134.59 |
| Julio | 1,052.67 | 17,857,206.78 | 119,700,331.38 | 137,557,538.16 | 130.67 |
| Agosto | 1,079.29 | 17,274,289.02 | 124,087,246.52 | 141,361,535.54 | 130.98 |
| Septiembre | 1,056.85 | 17,155,140.99 | 121,349,450.10 | 138,504,591.08 | 131.05 |
| Octubre | 1,000.20 | 17,314,956.30 | 106,255,778.77 | 123,570,735.07 | 123.55 |
| Noviembre | 957.67 | 17,529,938.82 | 101,964,260.48 | 119,494,199.30 | 124.78 |
| Diciembre | 887.25 | 17,651,561.08 | 95,877,688.49 | 113,529,249.57 | 127.96 |
| Total Anual | 12,092.19 | 208,974,131.76 | 1,403,220,490.10 | 1,612,194,621.86 | 133.33 |

Con el fin de evaluar el impacto que tiene las diferentes tecnologías de generación de energía

³ Todos los requerimientos solicitados por la CREE se encuentran en el expediente denominado "CBG2025"

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 | 2,455.88 | 46,204,451.77 | 249,466,739.20 | 295,671,190.96 | 120.39 |
| | Hidro | 1,129.55 | 16,612,201.26 | 140,165,608.69 | 156,777,809.95 | 138.80 |
| | Biomasa | 232.63 | 1,034,096.35 | 30,113,817.92 | 31,147,914.27 | 133.90 |
| | Eólica | 804.60 | 10,592,144.85 | 113,094,942.45 | 123,687,087.30 | 153.73 |
| | Solar FV | 1,079.77 | 8,779,712.63 | 144,746,126.95 | 153,525,839.58 | 142.18 |
| | Geotérmica | 310.97 | 3,751,278.78 | 35,568,439.46 | 39,319,718.24 | 126.44 |
| | MER (Hidro) | 118.52 | 1,449,652.05 | 13,299,163.08 | 14,748,815.13 | 124.45 |
| | Total | 6,131.91 | 88,423,537.68 | 726,454,837.74 | 814,878,375.42 | 132.89 |
| Oportunidad | Térmica* | 267.19 | 28,837,032.00 | 36,318,889.70 | 65,155,921.70 | 243.85 |
| | Hidro* | 2,373.78 | 39,039,040.80 | 264,588,297.21 | 303,627,338.01 | 127.91 |
| | Térmica | 2,782.74 | 49,995,216.48 | 317,466,216.21 | 367,461,432.69 | 132.05 |
| | Hidro | 256.83 | 2,679,304.80 | 28,683,649.05 | 31,362,953.85 | 122.11 |
| | Biomasa | 50.69 | 0.00 | 5,923,617.60 | 5,923,617.60 | 116.85 |
| | Solar FV | 116.35 | 0.00 | 11,688,583.88 | 11,688,583.88 | 100.46 |
| | Geotérmica | 10.49 | 0.00 | 1,105,573.12 | 1,105,573.12 | 105.43 |
| | MER | 102.21 | 0.00 | 10,990,825.59 | 10,990,825.59 | 107.53 |
| | Total | 5,960.28 | 120,550,594.08 | 676,765,652.36 | 797,316,246.44 | 133.77 |
| Total anual | 12,092,189.00 | 208,974,131.76 | 1,403,220,490.10 | 1,612,194,621.86 | 133.33 | |

*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.

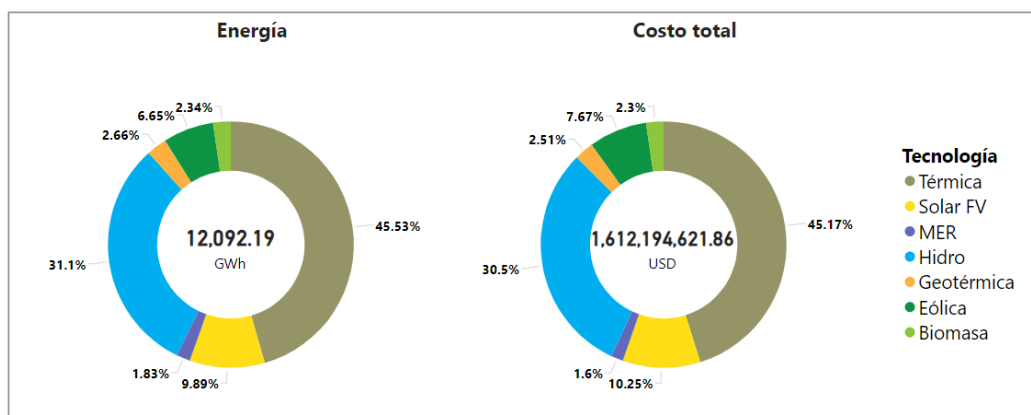


Fig. 3: Participación de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica en los costos de generación



05

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones y recomendaciones

Una vez descritos, analizados y revisados los resultados del Costo Base de Generación 2025 que presentó la ENEE, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1. Conclusiones

Sobre la base de la revisión y análisis que realizó la CREE al informe del Costo Base de Generación 2025 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 2025 de ENEE-Distribución asciende a USD 1,612,194,621.86. Este costo es un 4.57% más bajo con respecto al aprobado para el año 2024.
- La generación prevista para el año 2025 es 12,092.19 GWh y se divide en Mercados de contratos con 6,131.91 GWh (50.71%) y Mercado Eléctrico de Oportunidad con 5,960.28 GWh (49.29%). Con respecto a la generación prevista para el año 2024 esta generación aumenta un 7.43%.
- Se espera que para el 2025 la participación en generación por tipo de tecnología sea: térmica convencional con 5,505.80 GWh (45.53%), hidroeléctrica con 3,760.16 GWh (31.10%), solar fotovoltaica 1,196.12 GWh (9.89%), eólica 804.60 GWh (6.65%), biomasa 283.32 GWh (2.34%) y geotérmica 321.46 GWh (2.66%). Es importante mencionar que se espera que el 1.83% de la demanda nacional sea suministrada con importación de energía (MER).

5.2. Recomendaciones

- En vista de las observaciones realizadas por la Dirección de Regulación al informe de la planificación operativa de largo plazo que realiza el CND, las cuales están contenidas en el documento denominado “Reporte Revisión POLP nov-24” de fecha 27 de diciembre de 2024, se recomienda a la Dirección de Regulación que revise de manera periódica y detallada dicho informe así como las bases de datos utilizadas para su elaboración.
- 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 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y el artículo 16 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.
- Por otro lado, este departamento recomienda al Directorio de Comisionados aprobar el Costo Base de Generación 2025 que presentó la ENEE en fecha 27 de diciembre de 2024, el cual contempla un costo medio de generación de 133.33 USD/MWh.



ANEXOS



Anexos

En esta sección se presentan el detalle mensual del costo de potencia y energía previsto para el año 2025 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 | 1,285.54 | 1,116.77 | 2,343.09 | 2,395.86 | 2,641.60 | 2,178.74 | 2,124.62 | 2,152.48 | 2,196.78 | 2,198.99 | 1,824.41 | 1,882.42 | 24,341.29 |
| 081-2010 | 602.09 | 391.28 | 293.95 | 172.43 | 145.75 | 292.53 | 420.99 | 402.81 | 290.90 | 436.82 | 563.88 | 632.55 | 4,645.98 |
| 263-2014 | 1,019.04 | 718.26 | 655.89 | 438.83 | 287.74 | 450.34 | 515.32 | 534.07 | 429.49 | 564.01 | 965.54 | 968.77 | 7,547.30 |
| Total | 2,906.67 | 2,226.31 | 3,292.93 | 3,007.11 | 3,075.08 | 2,921.61 | 3,060.93 | 3,089.36 | 2,917.17 | 3,199.82 | 3,353.83 | 3,483.74 | 36,534.57 |
| EÓLICAS | | | | | | | | | | | | | |
| 049-2008 | 7,472.51 | 5,983.17 | 5,053.21 | 2,969.91 | 2,167.56 | 3,398.55 | 5,500.14 | 3,913.35 | 1,982.81 | 3,298.54 | 5,624.69 | 7,180.70 | 54,545.12 |
| 136-2012 | 3,702.12 | 3,004.91 | 2,731.65 | 1,678.93 | 1,384.67 | 2,257.68 | 2,994.30 | 2,296.93 | 1,351.89 | 1,866.81 | 2,741.40 | 3,647.59 | 29,658.88 |
| 131-2012 | 4,029.70 | 3,010.11 | 2,717.67 | 1,567.17 | 1,500.33 | 2,187.16 | 2,624.92 | 1,992.04 | 1,377.52 | 1,948.81 | 2,529.68 | 3,405.83 | 28,890.94 |
| Total | 15,204.33 | 11,998.18 | 10,502.53 | 6,216.01 | 5,052.56 | 7,843.39 | 11,119.36 | 8,202.31 | 4,712.22 | 7,114.17 | 10,895.77 | 14,234.11 | 113,094.94 |
| BIOMASA | | | | | | | | | | | | | |
| 112-2012 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 066-2014 | 776.20 | 696.22 | 777.38 | 751.20 | 504.49 | 500.98 | 708.25 | 510.49 | - | - | 436.42 | 788.24 | 6,449.87 |
| 066-2014 | 97.37 | 50.39 | 129.22 | 96.13 | 7.41 | - | 14.40 | 0.00 | - | - | 11.28 | 164.47 | 570.67 |
| 270-2014 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 124-2013 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 054-2012 | 3,003.73 | 1,460.82 | 1,444.38 | 1,145.25 | 1,250.05 | 1,007.63 | 2,443.32 | 1,160.95 | 1,163.54 | 1,181.38 | 1,226.65 | 948.78 | 17,436.48 |
| 036-2010 | 21.21 | 31.91 | 30.35 | 18.36 | 52.94 | 51.30 | 40.83 | 178.11 | 18.94 | 8.96 | 12.17 | 19.77 | 484.86 |
| 004-2013 | 650.32 | 621.07 | 694.92 | 622.36 | 815.29 | 485.26 | - | - | - | - | 2.83 | 397.64 | 4,289.70 |
| 039-2011 | 2.06 | 3.58 | 1.67 | 1.51 | 2.70 | 5.13 | 4.87 | 4.72 | 4.41 | 6.09 | 3.59 | 3.31 | 43.64 |
| 040-2011 | 83.95 | 82.87 | 78.69 | 70.81 | 87.95 | 94.62 | 69.37 | 59.85 | 51.64 | 57.27 | 49.47 | 52.13 | 838.61 |
| Total | 4,634.85 | 2,946.87 | 3,156.61 | 2,705.60 | 2,720.83 | 2,144.92 | 3,281.05 | 1,914.12 | 1,238.53 | 1,253.70 | 1,742.40 | 2,374.35 | 30,113.82 |
| HIDROELÉCTRICAS DE PASADA | | | | | | | | | | | | | |
| 068-2000 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 119-2010 | 381.10 | 273.59 | 252.08 | 197.45 | 221.83 | 307.96 | 359.38 | 378.48 | 299.47 | 339.49 | 373.23 | 372.06 | 3,756.11 |
| 069-2000 | 13.45 | 9.38 | 8.89 | 4.55 | 7.61 | 9.18 | 8.70 | 12.03 | - | - | - | - | 73.80 |

| No. Contrato | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago. | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------------|
| 075-2010 | 71.16 | 52.70 | 44.05 | 41.90 | 27.14 | 29.00 | 14.60 | 16.47 | 9.53 | 31.14 | 56.35 | 47.12 | 441.16 |
| 065-2010 | 715.63 | 533.96 | 413.90 | 343.33 | 425.89 | 816.57 | 900.01 | 882.29 | 916.77 | 950.81 | 899.13 | 871.00 | 8,669.29 |
| 062-2010 | 398.16 | 254.09 | 180.16 | 64.25 | 120.21 | 334.40 | 343.71 | 393.95 | 445.60 | 525.73 | 477.20 | 443.82 | 3,981.28 |
| 226-2013 | 224.70 | 166.80 | 160.00 | 112.32 | 128.13 | 198.72 | 198.04 | 202.96 | 175.21 | 211.77 | 219.59 | 235.66 | 2,233.91 |
| 083-2014 | 343.60 | 268.79 | 260.02 | 221.86 | 192.97 | 166.17 | 237.30 | 265.22 | 269.06 | 304.35 | 342.06 | 332.18 | 3,203.59 |
| 005-2013 | 162.40 | 101.84 | 79.81 | 85.40 | 152.30 | 281.02 | 224.84 | 298.33 | 516.62 | 520.20 | 478.38 | 276.39 | 3,177.54 |
| 157-2012 | 149.11 | 126.56 | 126.86 | 92.21 | 79.75 | 71.61 | 114.59 | 118.48 | 116.92 | 148.81 | 145.70 | 147.46 | 1,438.07 |
| 056-2010 | 27.76 | 19.85 | 18.16 | 14.99 | 13.73 | 22.99 | 34.06 | 28.39 | 23.19 | 22.07 | 30.26 | 37.11 | 292.56 |
| 058-2010 | 584.13 | 463.81 | 401.61 | 336.37 | 246.38 | 225.55 | 266.64 | 387.69 | 329.47 | 461.14 | 570.06 | 556.94 | 4,829.81 |
| 067-2010 | 191.68 | 121.75 | 102.53 | 129.73 | 237.68 | 406.60 | 316.80 | 450.56 | 558.46 | 611.00 | 377.87 | 217.91 | 3,722.58 |
| 050-2010 | 133.56 | 101.11 | 92.53 | 65.69 | 86.26 | 116.25 | 134.51 | 159.03 | 175.17 | 192.01 | 146.21 | 118.84 | 1,521.18 |
| 070-2010 | 29.60 | 8.06 | 6.26 | 42.79 | 7.77 | 31.23 | 63.75 | 52.01 | 46.22 | 56.32 | 60.71 | 12.34 | 417.06 |
| 185-2014 | 441.71 | 325.60 | 329.48 | 190.43 | 134.64 | 62.03 | 4.47 | 6.30 | 5.09 | 82.07 | 249.75 | 432.18 | 2,263.74 |
| 024-2013 | 14.85 | 6.41 | 12.00 | 5.16 | 3.78 | 5.92 | 1.94 | 54.85 | 32.40 | 3.42 | 29.95 | 10.87 | 181.54 |
| 054-2010 | 42.14 | 28.90 | 24.11 | 23.81 | 35.80 | 52.62 | 50.26 | 57.90 | 78.32 | 71.95 | 68.35 | 60.15 | 594.32 |
| 084-2014 | 83.48 | 69.02 | 69.59 | 54.87 | 44.96 | 30.83 | 36.78 | 41.37 | 59.86 | 70.85 | 71.78 | 72.23 | 705.61 |
| 167-2014 | 112.03 | 104.74 | 110.49 | 64.81 | 53.14 | 49.02 | 52.95 | 52.89 | 55.75 | 83.54 | 126.55 | 118.06 | 983.97 |
| 082-2011 | 220.93 | 154.30 | 99.54 | 24.64 | 106.02 | 249.44 | 258.65 | 88.73 | 79.05 | 68.71 | 146.97 | 226.70 | 1,723.68 |
| 078-2010 | 313.14 | 221.20 | 178.45 | 121.53 | 224.85 | 380.56 | 344.42 | 474.20 | 519.94 | 504.95 | 428.04 | 360.17 | 4,071.46 |
| 046-2010 | 31.68 | 33.31 | 33.03 | 27.05 | 31.45 | 53.17 | 41.71 | 57.45 | 63.25 | 66.37 | 59.82 | 22.94 | 521.22 |
| 115-2014 | 220.01 | 239.82 | 251.84 | 140.70 | 113.73 | 99.96 | 99.43 | 98.77 | 147.08 | 244.30 | 321.68 | 272.96 | 2,250.29 |
| 045-2011 | 262.00 | 184.71 | 173.05 | 156.40 | 177.89 | 201.51 | 194.27 | 188.36 | 274.83 | 339.35 | 329.94 | 250.31 | 2,732.62 |
| 232-2013 | 95.12 | 85.58 | 94.99 | 89.95 | 66.15 | 64.42 | 84.85 | 94.55 | 91.98 | 95.13 | 92.06 | 96.26 | 1,051.06 |
| 57-2010 | 43.13 | 28.00 | 14.35 | 15.77 | 32.41 | 76.17 | 79.33 | 82.62 | 90.95 | 86.25 | 83.51 | 74.16 | 706.66 |
| 060-2010 | 431.53 | 333.44 | 300.53 | 269.49 | 218.26 | 203.44 | 280.26 | 352.11 | 324.95 | 390.86 | 453.07 | 448.47 | 4,006.41 |
| 103-2014 | 7.39 | 4.64 | 5.28 | 6.64 | 20.20 | 34.52 | 19.92 | 45.51 | 65.65 | 65.85 | 42.15 | 12.95 | 330.71 |
| 054-2011 | 220.39 | 170.59 | 183.00 | 163.13 | 124.71 | 110.25 | 108.46 | 110.85 | 123.23 | 160.62 | 191.54 | 184.13 | 1,850.92 |
| 055-2011 | 114.25 | 80.00 | 78.96 | 44.02 | 36.97 | 37.29 | 46.42 | 45.88 | 49.01 | 65.46 | 92.10 | 96.53 | 786.90 |
| 063-2011 | 584.68 | 474.44 | 515.02 | 280.08 | 229.93 | 279.24 | 345.64 | 494.80 | 429.10 | 562.55 | 607.47 | 620.45 | 5,423.40 |

| No. Contrato | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago. | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|---------------------|
| Total | 6,664.52 | 5,047.00 | 4,620.60 | 3,431.31 | 3,602.58 | 5,007.63 | 5,266.71 | 5,993.04 | 6,372.15 | 7,337.05 | 7,571.46 | 7,028.39 | 67,942.43 |
| HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE | | | | | | | | | | | | | |
| 026-2014 | 3,072.00 | 1,392.79 | 867.02 | 600.11 | 3,247.60 | 3,647.68 | 3,569.21 | 3,643.94 | 5,018.97 | 5,240.65 | 3,640.63 | 1,748.01 | 35,688.61 |
| SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| 014-2014 | 1,528.54 | 1,439.42 | 1,581.19 | 1,405.35 | 1,294.09 | 1,213.51 | 1,283.83 | 1,324.12 | 1,266.23 | 1,305.87 | 1,213.06 | 1,317.54 | 16,172.75 |
| 009-2014 | 492.65 | 482.27 | 512.04 | 441.79 | 402.05 | 380.49 | 401.64 | 383.09 | 400.31 | 419.40 | 380.54 | 427.65 | 5,123.93 |
| 019-2014 | 328.03 | 324.31 | 331.33 | 305.23 | 279.31 | 247.36 | 265.45 | 262.90 | 282.26 | 244.03 | 236.51 | 271.86 | 3,378.56 |
| 013-2014 | 1,524.49 | 1,475.12 | 1,610.47 | 1,411.35 | 1,268.84 | 1,121.91 | 1,263.43 | 1,339.84 | 1,279.21 | 1,343.30 | 1,215.47 | 1,381.04 | 16,234.48 |
| 002-2014 | 546.90 | 521.55 | 570.46 | 506.49 | 721.62 | 429.52 | 773.24 | 515.40 | 737.20 | 495.35 | 516.56 | 1,272.21 | 7,606.50 |
| 002-2014 | 719.32 | 731.19 | 843.94 | 750.48 | 461.13 | 636.44 | 494.12 | 763.69 | 469.66 | 724.56 | 599.78 | - | 7,194.32 |
| 003-2014 | 1,150.84 | 1,126.55 | 1,241.19 | 1,105.80 | 1,009.05 | 1,036.31 | 1,131.05 | 1,035.15 | 955.63 | 1,011.88 | 954.08 | 1,011.97 | 12,769.49 |
| 004-2014 | 326.18 | 345.65 | 362.33 | 351.00 | 345.12 | 322.47 | 331.17 | 323.21 | 336.60 | 267.92 | 207.56 | 237.70 | 3,756.91 |
| 023-2014 | 290.76 | 293.37 | 344.14 | 310.73 | 279.03 | 284.98 | 313.85 | 317.81 | 295.33 | 289.83 | 278.83 | 297.47 | 3,596.11 |
| 020-2014 | 162.38 | 168.95 | 189.48 | 170.94 | 156.37 | 155.80 | 176.88 | 177.67 | 165.48 | 163.92 | 153.15 | 154.60 | 1,995.61 |
| 018-2014 | 275.71 | 283.51 | 327.05 | 297.22 | 268.39 | 274.76 | 303.45 | 307.22 | 282.75 | 283.35 | 268.11 | 278.85 | 3,450.38 |
| 032-2014 | 776.42 | 769.76 | 859.37 | 759.08 | 703.10 | 715.01 | 793.84 | 789.32 | 751.88 | 739.98 | 685.31 | 767.75 | 9,110.82 |
| 015-2014 | 509.56 | 513.63 | 574.84 | 522.88 | 470.39 | 448.64 | 493.23 | 476.19 | 495.93 | 437.11 | 388.73 | 453.96 | 5,785.10 |
| 012-2014 | 219.16 | 216.25 | 218.79 | 197.39 | 183.31 | 177.21 | 190.19 | 178.06 | 223.21 | 204.99 | 189.95 | 225.25 | 2,423.75 |
| 006-2014 | 885.22 | 893.40 | 1,013.25 | 888.46 | 793.53 | 823.98 | 819.44 | 810.39 | 756.53 | 767.07 | 687.12 | 771.84 | 9,910.24 |
| 031-2014 | 668.67 | 681.39 | 764.33 | 701.81 | 659.52 | 663.40 | 641.45 | 656.59 | 593.91 | 579.10 | 542.71 | 582.31 | 7,735.19 |
| 010-2014 | 1,286.88 | 1,328.20 | 1,406.26 | 1,265.23 | 1,128.63 | 1,222.43 | 1,264.65 | 1,153.98 | 1,099.08 | 1,052.14 | 989.16 | 1,035.56 | 14,232.20 |
| 007-2014 | 524.75 | 525.05 | 579.11 | 500.63 | 464.17 | 445.38 | 481.18 | 463.44 | 485.59 | 436.23 | 384.00 | 457.51 | 5,747.06 |
| 008-2014 | 775.41 | 764.32 | 849.13 | 767.44 | 693.89 | 706.09 | 755.78 | 686.24 | 641.33 | 637.56 | 593.87 | 651.68 | 8,522.74 |
| Total | 12,991.86 | 12,883.89 | 14,178.68 | 12,659.29 | 11,581.55 | 11,305.71 | 12,177.85 | 11,964.32 | 11,518.12 | 11,403.59 | 10,484.50 | 11,596.76 | 144,746.13 |
| GEOTÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | |
| 086-2010 | 3,011.52 | 2,720.08 | 3,015.28 | 2,918.01 | 3,019.04 | 2,921.65 | 3,022.80 | 3,022.80 | 2,928.94 | 3,026.57 | 2,932.55 | 3,029.20 | 35,568.44 |
| Total | 3,011.52 | 2,720.08 | 3,015.28 | 2,918.01 | 3,019.04 | 2,921.65 | 3,022.80 | 3,022.80 | 2,928.94 | 3,026.57 | 2,932.55 | 3,029.20 | 35,568.44 |
| TÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | |
| 004-2018 | 12,516.57 | 10,161.59 | 13,355.78 | 12,510.78 | 13,660.07 | 12,747.71 | 12,733.57 | 13,235.82 | 12,612.39 | 10,326.39 | 9,998.11 | 9,844.46 | 143,703.25 |
| 013-2018 | 891.54 | 984.74 | 2,147.13 | 1,997.62 | 2,259.63 | 2,123.62 | 2,008.47 | 2,131.65 | 1,856.89 | 1,294.33 | 1,322.25 | 1,141.78 | 20,159.65 |
| 027-2014 | 2,137.61 | 3,579.79 | 4,342.99 | 3,671.05 | 3,777.05 | 3,437.67 | 3,064.26 | 3,230.14 | 3,262.18 | 2,823.16 | 3,288.93 | 1,932.42 | 38,547.23 |
| 012-2018 | 407.07 | 444.27 | 1,160.78 | 1,234.14 | 1,493.41 | 1,189.11 | 899.26 | 1,099.93 | 955.82 | 498.19 | 452.79 | 400.26 | 10,235.04 |

| No. Contrato | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago. | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|---------------------|
| 083-2010 | 100.47 | 180.25 | 279.99 | 365.69 | 420.33 | 458.67 | 483.36 | 472.35 | 427.76 | 352.57 | 331.32 | 318.77 | 4,191.52 |
| 011-2018 | 321.23 | 325.47 | 856.91 | 1,060.44 | 1,454.88 | 943.40 | 581.50 | 724.55 | 694.73 | 381.45 | 309.45 | 288.74 | 7,942.77 |
| 049-2018 | 1,547.68 | 1,386.76 | 2,594.61 | 2,542.76 | 2,977.47 | 2,437.92 | 2,114.03 | 2,503.14 | 2,258.62 | 1,489.07 | 1,452.39 | 1,382.82 | 24,687.28 |
| Total | 17,922.17 | 17,062.87 | 24,738.21 | 23,382.48 | 26,042.84 | 23,338.09 | 21,884.45 | 23,397.57 | 22,068.39 | 17,165.17 | 17,155.23 | 15,309.26 | 249,466.74 |
| Costo total mercado de contratos kUSD | 66,407.92 | 56,277.99 | 64,371.85 | 54,919.93 | 58,342.08 | 59,130.69 | 63,382.37 | 61,227.47 | 56,774.48 | 55,740.71 | 57,776.38 | 58,803.81 | 713,155.67 |
| Importación (HIDRO XACBAL) USD | 973.56 | 655.38 | 542.83 | 337.55 | 450.43 | 892.08 | 1,455.38 | 1,595.93 | 1,620.90 | 1,670.76 | 1,652.65 | 1,451.71 | 13,299.16 |
| Costo total mercado contrato kUSD | 67,381.48 | 56,933.37 | 64,914.67 | 55,257.49 | 58,792.52 | 60,022.77 | 64,837.75 | 62,823.40 | 58,395.37 | 57,411.47 | 59,429.03 | 60,255.51 | 726,454.84 |

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 | 217.21 | 245.32 | 314.56 | 304.03 | 270.35 | 253.60 | 266.00 | 270.70 | 274.05 | 279.70 | 252.02 | 248.51 | 3,196.04 |
| 081-2010 | 84.76 | 70.74 | 55.85 | 43.01 | 42.79 | 65.80 | 80.81 | 76.84 | 70.57 | 87.40 | 91.51 | 92.42 | 862.51 |
| 263-2014 | 111.35 | 91.43 | 85.17 | 80.18 | 67.45 | 73.27 | 67.87 | 67.08 | 70.83 | 78.93 | 119.81 | 105.68 | 1,019.05 |
| Total | 413.32 | 407.49 | 455.58 | 427.22 | 380.59 | 392.67 | 414.68 | 414.62 | 415.45 | 446.02 | 463.35 | 446.61 | 5,077.60 |
| EÓLICAS | | | | | | | | | | | | | |
| 049-2008 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 480.93 | 5,771.15 |
| 136-2012 | 287.21 | 258.09 | 211.92 | 134.59 | 107.42 | 180.99 | 232.29 | 178.19 | 108.37 | 144.82 | 219.76 | 282.97 | 2,346.64 |
| 131-2012 | 306.34 | 284.02 | 231.61 | 138.01 | 127.86 | 192.61 | 223.70 | 169.77 | 121.31 | 166.08 | 222.77 | 290.26 | 2,474.36 |
| Total | 1,074.48 | 1,023.04 | 924.46 | 753.53 | 716.21 | 854.53 | 936.93 | 828.89 | 710.61 | 791.84 | 923.47 | 1,054.16 | 10,592.14 |
| BIOMASA | | | | | | | | | | | | | |
| 112-2012 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 066-2014 | 66.70 | 65.69 | 66.88 | 66.64 | 42.61 | 45.75 | 61.94 | 45.99 | - | - | 40.35 | 66.69 | 569.24 |
| 066-2014 | 10.37 | 5.84 | 13.58 | 9.50 | 0.36 | - | 2.40 | 0.00 | - | - | 0.97 | 15.70 | 58.70 |
| 270-2014 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 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 | 1.80 | 2.96 | 2.89 | 1.75 | 4.81 | 4.86 | 3.86 | 16.51 | 1.80 | 0.81 | 1.15 | 1.94 | 45.13 |
| 004-2013 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 039-2011 | 0.18 | 0.34 | 0.15 | 0.13 | 0.22 | 0.42 | 0.40 | 0.36 | 0.37 | 0.52 | 0.31 | 0.28 | 3.66 |
| 040-2011 | 7.32 | 7.86 | 6.82 | 6.60 | 7.77 | 8.51 | - | - | - | - | - | - | 44.89 |
| Total | 112.41 | 108.73 | 116.34 | 110.65 | 81.80 | 85.59 | 94.63 | 88.91 | 28.20 | 27.37 | 68.82 | 110.63 | 1,034.10 |
| HIDROELÉCTRICAS DE PASADA | | | | | | | | | | | | | |

| No. Contrato | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago. | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------|
| 068-2000 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 119-2010 | 43.27 | 38.42 | 38.19 | 34.66 | 34.13 | 40.26 | 40.04 | 42.69 | 40.26 | 39.63 | 41.76 | 40.30 | 473.62 |
| 069-2000 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 075-2010 | 12.17 | 9.95 | 7.20 | 6.40 | 4.08 | 3.66 | 2.57 | 2.46 | 1.62 | 3.59 | 7.41 | 6.93 | 68.04 |
| 065-2010 | 74.84 | 62.19 | 43.73 | 38.13 | 46.13 | 88.60 | 92.45 | 90.81 | 97.01 | 97.89 | 95.68 | 90.06 | 917.51 |
| 062-2010 | 41.24 | 28.86 | 18.22 | 7.49 | 12.50 | 33.92 | 33.97 | 38.28 | 48.19 | 52.76 | 48.39 | 42.68 | 406.49 |
| 226-2013 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 083-2014 | 32.76 | 27.53 | 23.84 | 22.09 | 18.30 | 15.57 | 22.09 | 23.91 | 25.51 | 27.62 | 33.31 | 30.70 | 303.23 |
| 005-2013 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 157-2012 | 13.39 | 12.72 | 11.86 | 9.65 | 8.76 | 8.91 | 11.48 | 11.32 | 11.70 | 13.29 | 13.48 | 13.08 | 139.63 |
| 056-2010 | 1.53 | 1.21 | 1.05 | 0.95 | 0.87 | 1.27 | 1.85 | 1.58 | 1.37 | 1.32 | 1.75 | 2.01 | 16.77 |
| 058-2010 | 64.13 | 55.86 | 43.97 | 37.93 | 27.76 | 24.94 | 29.00 | 41.70 | 36.92 | 51.95 | 65.56 | 60.41 | 540.12 |
| 067-2010 | 21.10 | 16.00 | 13.57 | 15.56 | 27.48 | 45.27 | 34.93 | 48.52 | 61.54 | 64.49 | 41.68 | 25.95 | 416.10 |
| 050-2010 | 15.49 | 12.91 | 10.56 | 7.45 | 10.56 | 13.52 | 15.49 | 18.12 | 20.55 | 22.25 | 17.26 | 13.71 | 177.87 |
| 070-2010 | 3.10 | 0.88 | 0.64 | 4.48 | 0.72 | 3.23 | 6.58 | 5.01 | 4.59 | 6.07 | 6.11 | 1.36 | 42.76 |
| 185-2014 | 38.42 | 30.06 | 28.88 | 17.36 | 11.51 | 5.29 | 0.43 | 0.53 | 0.44 | 7.60 | 22.08 | 37.01 | 199.61 |
| 024-2013 | 1.04 | 0.74 | 1.47 | 0.77 | 0.37 | 0.51 | 0.21 | 4.82 | 2.82 | 0.23 | 2.75 | 1.02 | 16.76 |
| 054-2010 | 2.18 | 1.69 | 1.23 | 1.27 | 1.92 | 2.84 | 2.64 | 3.05 | 4.18 | 3.62 | 3.66 | 3.13 | 31.42 |
| 084-2014 | 7.17 | 6.55 | 6.10 | 4.91 | 3.84 | 2.71 | 3.07 | 3.53 | 5.21 | 6.09 | 6.19 | 6.14 | 61.53 |
| 167-2014 | 14.37 | 15.92 | 14.86 | 10.24 | 8.94 | 10.76 | 10.97 | 10.94 | 10.57 | 12.67 | 14.36 | 13.93 | 148.52 |
| 082-2011 | 12.09 | 12.67 | 8.68 | 3.92 | 8.51 | 18.79 | 18.47 | 6.07 | 4.18 | 4.42 | 6.60 | 14.15 | 118.55 |
| 078-2010 | 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 |
| 046-2010 | 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 |
| 115-2014 | 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 |
| 045-2011 | 22.59 | 20.41 | 18.50 | 16.56 | 16.88 | 17.27 | 16.17 | 15.06 | 23.05 | 27.00 | 27.51 | 22.31 | 243.31 |
| 232-2013 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 57-2010 | 3.25 | 2.50 | 1.14 | 1.01 | 2.42 | 5.60 | 5.98 | 6.21 | 6.87 | 6.27 | 6.52 | 5.70 | 53.48 |
| 060-2010 | 46.33 | 38.68 | 32.12 | 29.26 | 23.09 | 21.31 | 28.59 | 36.71 | 34.65 | 40.84 | 50.11 | 48.49 | 430.18 |
| 103-2014 | 2.86 | 2.19 | 1.66 | 2.16 | 3.19 | 5.36 | 4.12 | 6.14 | 7.15 | 8.15 | 5.80 | 3.50 | 52.29 |
| 054-2011 | 22.01 | 18.53 | 18.57 | 16.89 | 12.89 | 11.86 | 11.12 | 11.53 | 12.99 | 16.77 | 19.29 | 17.98 | 190.44 |
| 055-2011 | 11.19 | 8.77 | 8.07 | 4.55 | 3.93 | 3.79 | 4.80 | 4.55 | 5.43 | 6.54 | 9.39 | 9.25 | 80.25 |
| 063-2011 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | 594.26 | 519.24 | 441.65 | 360.85 | 364.20 | 469.96 | 483.64 | 527.42 | 566.75 | 619.45 | 647.95 | 598.64 | 6,194.01 |
| HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE | | | | | | | | | | | | | |
| 026-2014 | 442.00 | 427.28 | 422.33 | 463.26 | 426.88 | 442.35 | 443.97 | 423.71 | 440.92 | 456.58 | 458.80 | 492.50 | 5,340.59 |

| No. Contrato | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago. | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------------|
| SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| 014-2014 | 130.96 | 136.54 | 135.47 | 124.42 | 110.87 | 113.12 | - | - | - | - | - | - | 751.39 |
| 009-2014 | 42.21 | 45.75 | 43.87 | 39.11 | 34.45 | 33.69 | 37.40 | - | - | - | - | - | 276.48 |
| 019-2014 | 28.10 | 30.76 | 28.39 | 27.02 | 23.93 | 21.90 | 23.63 | - | - | - | - | - | 183.74 |
| 013-2014 | 130.62 | 139.93 | 137.98 | 124.95 | 108.71 | 105.41 | - | - | - | - | - | - | 747.60 |
| 002-2014 | 47.34 | 49.98 | 49.38 | 45.30 | 62.46 | 38.42 | 66.93 | 44.61 | 65.74 | 42.33 | 45.61 | 108.71 | 666.84 |
| 002-2014 | 63.99 | 72.01 | 75.08 | 68.99 | 41.02 | 58.50 | 43.96 | 67.94 | 43.17 | 64.46 | 55.13 | - | 654.25 |
| 003-2014 | 98.60 | 106.86 | 106.34 | 97.90 | 86.45 | 91.75 | 97.60 | - | - | - | - | - | 685.51 |
| 004-2014 | 27.95 | 32.79 | 31.04 | 31.08 | 29.57 | 28.55 | 29.16 | - | - | - | - | - | 210.13 |
| 023-2014 | 25.87 | 28.89 | 30.61 | 28.56 | 24.82 | 26.20 | 27.92 | 28.27 | 27.15 | 25.45 | 25.30 | 26.12 | 325.17 |
| 020-2014 | 14.45 | 16.64 | 16.86 | 15.71 | 13.91 | 14.32 | 15.73 | 15.81 | 15.21 | 14.40 | 13.90 | 13.58 | 180.51 |
| 018-2014 | 24.53 | 27.92 | 29.09 | 27.32 | 23.88 | 25.26 | 26.99 | 27.33 | 25.99 | 24.88 | 24.33 | 24.49 | 312.01 |
| 032-2014 | 68.13 | 74.78 | 75.41 | 68.69 | 60.90 | 64.00 | 68.76 | 68.37 | 67.30 | 64.10 | 61.34 | 66.50 | 808.27 |
| 015-2014 | 43.66 | 48.72 | 49.25 | 46.29 | 40.30 | 39.72 | 42.87 | - | - | - | - | - | 310.82 |
| 012-2014 | 19.23 | 21.01 | 19.20 | 17.90 | 16.08 | 16.03 | 16.47 | 15.42 | 19.98 | 17.76 | 17.00 | 19.51 | 215.59 |
| 006-2014 | 75.84 | 84.75 | 86.81 | 78.66 | 67.99 | 72.95 | - | - | - | - | - | - | 467.00 |
| 031-2014 | 57.29 | 64.64 | 65.49 | 62.13 | 56.51 | 58.73 | 60.17 | - | - | - | - | - | 424.95 |
| 010-2014 | 110.26 | 125.99 | 120.49 | 112.02 | 96.70 | 108.23 | 109.52 | - | - | - | - | - | 783.19 |
| 007-2014 | 44.96 | 49.81 | 49.62 | 44.32 | 39.77 | 39.43 | 41.54 | - | - | - | - | - | 309.45 |
| 008-2014 | 66.44 | 72.50 | 72.75 | 67.94 | 59.45 | 62.51 | 65.23 | - | - | - | - | - | 466.82 |
| Total | 1,120.41 | 1,230.27 | 1,223.13 | 1,128.33 | 997.78 | 1,018.72 | 773.89 | 267.75 | 264.54 | 253.37 | 242.62 | 258.91 | 8,779.71 |
| GEOTÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | |
| 086-2010 | 311.37 | 311.37 | 311.86 | 311.86 | 312.36 | 312.36 | 312.85 | 312.85 | 313.35 | 313.35 | 313.84 | 313.84 | 3,751.28 |
| Total | 311.37 | 311.37 | 311.86 | 311.86 | 312.36 | 312.36 | 312.85 | 312.85 | 313.35 | 313.35 | 313.84 | 313.84 | 3,751.28 |
| 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 |
| 013-2018 | 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 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 012-2018 | 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 |
| 083-2010 | 9.69 | 19.72 | 28.90 | 38.97 | 47.14 | 51.74 | 53.43 | 52.37 | 49.04 | 41.55 | 41.30 | 33.80 | 467.65 |
| 011-2018 | 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 |
| 049-2018 | 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 | 3,821.09 | 3,831.12 | 3,840.30 | 3,850.37 | 3,858.54 | 3,863.14 | 3,864.83 | 3,863.77 | 3,860.44 | 3,852.95 | 3,852.70 | 3,845.20 | 46,204.45 |
| Costo total mercado de contratos [k USD] | 7,889.34 | 7,858.53 | 7,735.65 | 7,406.08 | 7,138.36 | 7,439.32 | 7,325.43 | 6,727.94 | 6,600.27 | 6,760.93 | 6,971.54 | 7,120.50 | 86,973.89 |
| Importación [k USD] | 102.00 | 77.80 | 58.45 | 38.05 | 49.05 | 98.61 | 156.65 | 171.22 | 179.74 | 178.90 | 183.26 | 155.93 | 1,449.65 |

| No. Contrato | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago. | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------------------|
| Costo Total mercado de contratos [k USD] | 7,991.34 | 7,936.33 | 7,794.11 | 7,444.13 | 7,187.41 | 7,537.92 | 7,482.07 | 6,899.16 | 6,780.01 | 6,939.82 | 7,154.81 | 7,276.43 | 88,423.5377 |

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 | 538.81 | 735.53 | 961.08 | 870.02 | 646.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3,751.46 |
| ECOPALSA | 20.24 | 7.98 | 9.63 | 25.63 | 15.91 | 3.07 | 7.36 | 8.14 | 9.54 | 20.46 | 8.96 | 4.30 | 141.22 |
| IHSA | 367.42 | 336.33 | 558.31 | 401.41 | 367.46 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2,030.93 |
| 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 | - |
| 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 | - |
| TOTAL BIOMASA | 26.47 | 1,079.85 | 1,529.03 | 1,297.06 | 1,029.37 | 3.07 | 7.36 | 8.14 | 9.54 | 20.46 | 8.96 | 4.30 | 5,923.62 |
| HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE | | | | | | | | | | | | | |
| EL CAJÓN | 8,538.10 | 7,321.83 | 17,406.27 | 16,537.75 | 20,687.72 | 14,128.45 | 12,861.38 | 13,779.48 | 14,046.05 | 12,588.10 | 10,739.71 | 10,859.6 | 159,494.41 |
| CAÑAVERAL | 1,629.33 | 1,665.17 | 1,808.83 | 1,543.02 | 1,758.17 | 1,623.98 | 1,562.15 | 1,563.06 | 1,403.06 | 1,538.18 | 13,53.51 | 0.00 | 17,448.47 |
| PATUCA | 419.43 | 1,168.99 | 2,003.22 | 2,136.59 | 3,509.49 | 2,586.36 | 3,807.99 | 4,717.49 | 4,734.57 | 4,013.16 | 2,825.78 | 1,825.3 | 33,748.33 |
| TOTAL HIDRO DE EMBALSE | 10,586.86 | 10,155.99 | 21,218.31 | 20,217.37 | 25,955.38 | 18,338.79 | 18,231.53 | 20,060.04 | 20,183.69 | 18,139.44 | 14,919.0 | 12,684.8 | 210,691.21 |
| HIDROELÉCTRICAS EMPUNTABLES | | | | | | | | | | | | | |
| RIO LINDO | 4,732.76 | 4,380.30 | 5,221.93 | 4,546.21 | 5,335.56 | 4,465.26 | 4,416.27 | 4,455.08 | 4,214.25 | 4,101.48 | 3,882.10 | 0.00 | 49,751.20 |
| TOTAL HIDRO EMPUNTABLES | 4,732.76 | 4,380.30 | 5,221.93 | 4,546.21 | 5,335.56 | 4,465.26 | 4,416.27 | 4,455.08 | 4,214.25 | 4,101.48 | 3,882.10 | - | 49,751.20 |
| HIDROELÉCTRICAS DE PASADA | | | | | | | | | | | | | |
| RIO BLANCO | 355.21 | 285.10 | 320.60 | 266.38 | 309.70 | 254.26 | 309.99 | 362.08 | 377.80 | 352.24 | 332.71 | 319.63 | 3,845.71 |
| CECECAPA | 107.95 | 64.60 | 60.89 | 44.78 | 67.66 | 127.51 | 182.65 | 194.50 | 192.37 | 181.94 | 119.04 | 122.56 | 1,466.44 |
| PEÑA BLANCA MEO | 35.77 | 21.70 | 13.31 | 5.57 | 0.00 | 0.00 | 0.52 | 11.39 | 38.21 | 53.19 | 57.52 | 60.31 | 297.48 |
| LA GLORIA | 417.25 | 294.66 | 289.80 | 232.61 | 163.05 | 106.93 | 72.36 | 51.00 | 71.96 | 165.39 | 295.59 | 301.56 | 2,462.17 |
| MANGUNGO | 109.10 | 85.54 | 98.49 | 74.63 | 73.06 | 56.39 | 62.19 | 87.66 | 77.16 | 84.03 | 86.81 | 91.45 | 986.51 |
| NISPERO I | 125.58 | 57.47 | 50.63 | 30.70 | 90.45 | 169.11 | 218.20 | 669.04 | 799.28 | 819.68 | 637.80 | 283.23 | 3,951.16 |
| ZACAPA | 20.59 | 12.64 | 15.19 | 11.69 | 12.04 | 19.51 | 22.95 | 36.11 | 33.79 | 35.56 | 28.91 | 25.22 | 274.20 |
| SANTA MARIA DEL REAL | 26.53 | 9.36 | 0.08 | 0.00 | 6.77 | 23.37 | 22.46 | 18.10 | 14.86 | 22.43 | 29.14 | 21.62 | 194.72 |
| CHURUNE MEO | 0.24 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.05 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.31 | 19.00 | 10.46 | 0.00 | 32.06 |
| CISA | 204.45 | 144.74 | 175.89 | 220.18 | 618.22 | 891.82 | 735.15 | 828.96 | 960.82 | 800.35 | 646.64 | 223.77 | 6,450.99 |
| NACAOME | 38.70 | 29.06 | 27.46 | 22.84 | 176.10 | 413.43 | 256.80 | 254.20 | 582.76 | 761.90 | 305.65 | 72.51 | 2,941.41 |
| EL CISNE | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - |
| CUYAMAPA | 377.28 | 238.88 | 312.98 | 326.16 | 793.87 | 784.70 | 767.39 | 860.31 | 880.20 | 663.44 | 444.15 | 355.68 | 6,805.03 |
| BABILONIA MEO | 320.56 | 171.72 | 304.50 | 241.43 | 300.35 | 242.82 | 220.93 | 246.46 | 240.13 | 224.13 | 278.37 | 241.65 | 3,033.05 |
| HIDRO YOJOA MEO | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1.22 | 21.95 | 25.45 | 22.35 | 17.63 | 88.59 |
| TOTAL HIDRO DE PASADA | 2,139.22 | 1,415.47 | 1,669.82 | 1,476.96 | 2,611.32 | 3,089.85 | 2,871.59 | 3,619.81 | 4,271.64 | 4,183.28 | 3,272.80 | 2,119.18 | 32,829.53 |
| GEOTÉRMICA | | | | | | | | | | | | | |

| Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|
| GEOLATANARES MEO | 108.74 | 115.92 | 102.76 | 80.60 | 96.45 | 88.68 | 83.75 | 84.74 | 74.38 | 91.92 | 84.71 | 92.93 | 1,105.57 |
| TOTAL GEOTÉRMICA | 108.74 | 115.92 | 102.76 | 80.60 | 96.45 | 88.68 | 83.75 | 84.74 | 74.38 | 91.92 | 84.71 | 92.93 | 1,105.57 |
| SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| CIHESA | 686.51 | 764.77 | 1104.13 | 1082.93 | 1165.35 | 1016.86 | 1032.14 | 1082.26 | 941.57 | 725.34 | 589.66 | 587.49 | 10,779.01 |
| FRAY LAZARO | 84.73 | 81.23 | 88.17 | 80.43 | 84.87 | 68.37 | 72.13 | 77.02 | 81.34 | 62.52 | 60.74 | 68.02 | 909.58 |
| TOTAL SOLAR | 771.23 | 846.00 | 1,192.31 | 1,163.36 | 1,250.23 | 1,085.23 | 1,104.27 | 1,159.28 | 1,022.91 | 787.87 | 650.40 | 655.50 | 11,688.58 |
| TÉRMICAS | | | | | | | | | | | | | |
| LAEISZ JUTICALPA | 1003.62 | 127.77 | 457.34 | 360.86 | 811.42 | 141.81 | 23.66 | 24.74 | 24.49 | 39.67 | 120.25 | 101.52 | 3,237.15 |
| LA PUERTA | 0.00 | 0.58 | 10.92 | 0.22 | 6.09 | 0.57 | 0.45 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 18.89 |
| LUFUSSA VALLE | 1509.55 | 1093.92 | 4223.82 | 4581.97 | 6803.91 | 4168.99 | 2684.42 | 3421.29 | 3390.69 | 1765.27 | 1462.00 | 1387.43 | 36,493.25 |
| SANTA FE | 1.97 | 1.07 | 11.98 | 1.43 | 6.01 | 0.25 | 0.15 | 0.24 | 0.12 | 0.07 | 0.00 | 0.02 | 23.32 |
| RENTAS AMERICAS MEO | 62.29 | 105.39 | 389.94 | 413.04 | 587.72 | 329.49 | 186.77 | 269.87 | 255.93 | 139.76 | 90.44 | 114.46 | 2,945.10 |
| LAEISZ TÉRMICA MERCANTE | 73.59 | 85.00 | 461.83 | 86.86 | 539.72 | 19.34 | 6.41 | 16.09 | 16.08 | 5.78 | 0.35 | 1.37 | 1,312.43 |
| PECSA GEN 1 | 1138.86 | 958.11 | 1864.98 | 1696.94 | 2197.49 | 1534.57 | 1342.45 | 1598.30 | 1509.70 | 873.21 | 942.93 | 922.82 | 16,580.35 |
| PECSA (GEN 2 Y GEN 3) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - |
| ELCOSA | 715.53 | 602.17 | 3741.09 | 3591.52 | 4305.26 | 1764.73 | 1544.42 | 2488.78 | 2956.53 | 1190.89 | 965.52 | 900.51 | 24,766.96 |
| EMCE CHOLOMA | 703.29 | 499.49 | 1813.61 | 1762.28 | 1651.45 | 1359.30 | 1015.59 | 1278.95 | 1459.62 | 528.67 | 398.80 | 372.79 | 12,843.82 |
| ENERSA | 17742.71 | 15573.00 | 20500.68 | 18731.34 | 21105.47 | 19301.49 | 18658.62 | 19445.57 | 18340.95 | 15287.93 | 14360.62 | 15197.11 | 214,245.48 |
| TÉRMICA VILLANUEVA | 27.59 | 30.51 | 256.15 | 255.50 | 395.56 | 90.95 | 71.35 | 146.97 | 191.01 | 35.66 | 8.61 | 15.92 | 1,525.79 |
| CEIBA TÉRMICA | 0.00 | 0.00 | 116.76 | 236.14 | 550.64 | 152.08 | 55.58 | 164.04 | 247.20 | 72.66 | 52.02 | 40.81 | 1,687.93 |
| ENSENADA MEO | 185.07 | 121.30 | 292.81 | 356.18 | 948.73 | 437.28 | 170.74 | 212.61 | 365.13 | 178.09 | 129.58 | 118.37 | 3,515.87 |
| ARRENDAMIENTO BRASSAVOLA | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 865.18 | 10202.50 | 4233.60 | 975.28 | 1580.04 | 2093.34 | 492.67 | 341.22 | 278.21 | 21,062.03 |
| ARRENDAMIENTO EL PROGRESO | 0.00 | 0.00 | 141.38 | 211.58 | 968.08 | 78.21 | 19.24 | 28.27 | 76.24 | 10.91 | 4.29 | 4.45 | 1,542.66 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI | 38.87 | 44.32 | 166.77 | 58.23 | 214.22 | 38.94 | 12.78 | 34.92 | 206.27 | 58.87 | 94.61 | 19.77 | 988.59 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ NISPERO | 0.00 | 0.00 | 55.89 | 82.52 | 257.45 | 25.95 | 7.49 | 10.52 | 28.81 | 4.17 | 1.65 | 1.51 | 475.95 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO | 72.57 | 71.72 | 383.63 | 126.82 | 624.68 | 32.94 | 7.98 | 14.94 | 27.76 | 5.72 | 1.49 | 1.86 | 1,372.13 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA MARTA | 0.00 | 0.00 | 90.35 | 136.44 | 642.58 | 55.63 | 12.96 | 19.09 | 54.12 | 7.59 | 3.71 | 2.96 | 1,025.44 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ SANTA ROSA | 105.16 | 96.84 | 534.11 | 341.91 | 720.24 | 193.74 | 78.19 | 141.86 | 244.55 | 45.35 | 23.99 | 22.37 | 2,548.30 |
| ARRENDAMIENTO LAEISZ VILLA NUEVA | 0.00 | 0.00 | 634.85 | 1071.29 | 1942.03 | 552.69 | 184.29 | 311.95 | 664.02 | 110.12 | 54.36 | 48.05 | 5,573.66 |
| TOTAL TÉRMICA | 23,380.67 | 19,411.19 | 36,148.89 | 34,968.27 | 55,481.25 | 34,512.54 | 27,058.81 | 31,209.05 | 32,152.55 | 20,853.05 | 19,056.43 | 19,552.40 | 353,785.11 |
| Costo total de generación nacional [k USD] | 36,106.75 | 30,982.65 | 59,037.03 | 56,662.60 | 84,047.95 | 55,941.18 | 48,161.93 | 54,888.89 | 56,607.88 | 43,175.78 | 37,248.23 | 34,356.40 | 665,774.83 |
| COMPRAS MER OPORTUNIDAD | 599.71 | 474.51 | 478.29 | 1,408.39 | 2,275.00 | 1,221.00 | 1,089.00 | 666.50 | 1,003.17 | 641.35 | 638.48 | 495.41 | 10,990.83 |
| Costo total MEO [k USD] | 36,706.46 | 31,457.15 | 59,515.32 | 58,070.99 | 86,322.95 | 57,162.18 | 49,250.93 | 55,555.39 | 57,611.05 | 43,817.13 | 37,886.71 | 34,851.81 | 676,765.65 |

*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 |
| GEOTÉRMICA | | | | | | | | | | | | | |

| Planta | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago. | Sep | Oct | Nov | Dic | Total anual kUSD |
|-----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------------|
| 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 [k USD] | 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 [k USD] | 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 |

*EENE-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 2025.