



Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional

Versión	Aprobada
Fecha	20 de diciembre de 2019

Contenido

Resumen Ejecutivo.....	3
1. Introducción.....	9
2. Contexto actual	10
2.1. Marco regulatorio	10
2.1.1. Ley General de la Industria Eléctrica - LGIE	10
2.1.2. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica - RLGIE	11
2.2. Mercado Eléctrico Regional.....	11
2.3. Sistema Eléctrico Nacional.....	12
2.4. Descripción de la red de transmisión	15
2.5. Entorno del proceso de planificación actual.....	17
3. Metodología.....	18
3.1. Herramientas de planificación para la expansión del sistema.....	18
3.2. Opciones de ejecución	19
3.3. Criterio de confiabilidad	19
3.4. Proyección de la demanda	20
3.5. Tasa de descuento	22
3.6. Costo de energía no suministrada.....	22
3.7. Proyectos decididos para la expansión de la generación.....	22
3.8. Proyectos candidatos para la expansión de la generación	25
3.8.1. Proyectos candidatos genéricos	25
3.8.2. Otros proyectos candidatos.....	27
3.8.3. Costos de inversión de proyectos candidatos	27
3.9. Características de los escenarios de expansión.....	28
3.10. Características del análisis de riesgos	29
3.11. Proyección de precios de combustibles	29
4. Resultados.....	31
4.1. Escenario de expansión 1	31
4.2. Escenario de expansión 2	34
4.3. Escenario de expansión 3	38

4.4.	Escenario de expansión 4	42
4.5.	Escenario de expansión 5	46
4.6.	Análisis de los escenarios de expansión.....	50
4.6.1.	Evaluación económica de los escenarios de expansión	50
4.6.2.	Análisis del riesgo.....	51
4.6.3.	Requerimientos de potencia y energía identificados	52
5.	Conclusiones	55
6.	Recomendaciones	57
6.1.	Contrataciones de corto plazo	57
6.2.	Contrataciones de largo plazo	59
7.	Referencias	61
Anexo A		62
Anexo B		63
Anexo C		66
Anexo D		67

Resumen Ejecutivo

Introducción

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación es elaborado por el Operador del Sistema, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 13 de la Ley General de la Industria Eléctrica, con el objeto fundamental de proponer adiciones de generación para abastecer la demanda al mínimo costo y servir de insumo al plan de expansión de la red de transmisión.

El ODS es una instancia de naturaleza eminentemente técnica y separada en su totalidad de las actividades de generación, transmisión o distribución. Los proyectos aquí propuestos son los resultados de modelos y estudios técnicos, con metodologías probadas para la planificación de sistemas de energía.

Contexto

Este plan de expansión se presenta en una coyuntura de déficit significativo, el cual ha venido incrementándose. Este déficit es consecuencia de la falta de contratación de capacidad firme, junto a los altos requerimientos de reserva producidos por la energía renovable intermitente en operación, restricciones de transporte de energía desde los centros de producción a los centros de consumo y, en parte, porque no fue posible contratar toda la capacidad firme que fue licitada en el año 2017.

El déficit de energía en horas punta se ha quintuplicado y el déficit de potencia se ha triplicado de 2017 a 2019. Los déficits que se han registrado en las horas punta del verano de los últimos tres años en el Sistema Interconectado Nacional fueron:

- 2017: en energía 4,109,358 kWh y potencias de alrededor de 30 MW
- 2018: en energía 9,237,414 kWh y potencias de alrededor de 48 MW
- 2019: en energía 19,555,081 kWh y potencias de alrededor de 93 MW

Si no se toman las medidas necesarias para aumentar la capacidad firme contratada, la empresa distribuidora no podrá suplir parte de la demanda de sus abonados. En este sentido, el déficit continuará aumentando debido al crecimiento de la demanda y seguramente se ampliará el número de horas en las que el déficit se experimenta y de manera mas frecuente en algunas regiones del país donde se experimenta congestión en líneas y transformadores de potencia.

Un efecto agravante a sumar en el corto plazo es la falta de lluvia que se ha registrado durante 2019. La sequía ha significado una disminución de alrededor de 17 millones de metros cúbicos en comparación a los aportes mínimos de los últimos 15 años. Como

consecuencia, esta sequía ha llevado a la central El Cajón a un nivel de 253.05 metros sobre nivel del mar a finales de septiembre de 2019. En la programación de operación de El Cajón se esperaba que a septiembre 2019 su embalse estaría en 272.7 metros sobre el nivel del mar. El Cajón es una planta crítica para mantener la estabilidad y seguridad del sistema, porque ofrece la mayor contribución a los servicios complementarios que necesita la red para operar, tales como la regulación de frecuencia y el control de voltaje.

Metodología y Supuestos

Este plan se ha enfocado en identificar los requerimientos de generación, tomando en cuenta las condiciones esperadas más probables de ingreso de generación y otras variables necesarias para el estudio de expansión, mediante simulaciones que representen menor incertidumbre en relación con la entrada en operación de las centrales de generación contratadas por la empresa distribuidora que se encuentran en desarrollo o en un estado de revisión contractual.

La elaboración del plan se realiza para un horizonte de planificación de diez años, y se utilizan los modelos de optimización de expansión de la generación (OptGen), y de operación del mercado eléctrico, Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP). La base de datos incluye proyecciones de demanda, los costos de combustibles en un horizonte de 10 años, y la hidrología histórica, entre otra información de entrada.

La proyección de la demanda utilizada para el horizonte de planificación se basa en las tasas de crecimiento anual de la proyección de la demanda elaborada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), lo cual corresponde a una tasa de crecimiento anual compuesta de 3.64%.

Se utiliza una tasa de descuento de 11.16%, según el cálculo del informe “Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Países de Centroamérica”, y un costo de energía no suministrada por bloques de 800 US\$/MWh para un 2% y 1,500 \$/MWh para el restante 98%, según los últimos estudios regionales del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC).

Las bases de datos fueron desarrolladas tomando todas las centrales de generación que actualmente están operativas, así como la actualización de las bases de datos estimadas para las plantas decididas para entrar en operación en el futuro, tomando en consideración los proyectos de generación que a la fecha de realización del presente plan indicativo se encuentran en etapa de construcción o con financiamiento asegurado, y con entrada en operación comercial entre 2019 y 2023.

Escenarios

Tomando como fuente principal la Oficina de Información Energética de EEUU (EIA, por sus siglas en inglés), en los escenarios se contemplan los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento de los proyectos, así como proyección de precios de combustibles según tipo de tecnología. Algunos costos de inversión fueron complementados con información obtenida de reconocidos proveedores de tecnología.

El presente plan se analizaron cinco escenarios como opciones de expansión de centrales generadoras, que consisten en proyectos candidatos basados en las características típicas de un grupo de centrales generadoras genéricas por tipo de tecnología. Estas opciones de expansión incluyen centrales de motores de combustión interna, ciclos combinados a base de gas natural y centrales que utilizan diferentes recursos renovables. A partir de lo anterior, se establecieron los distintos escenarios de expansión. El período de planificación se definió de 2020 a 2029 considerándose un crecimiento medio de la demanda y una proyección de crecimiento medio de precios de combustibles.

Contrataciones de corto plazo

De los resultados, se identifica una necesidad inmediata de contratación de capacidad de 260 MW, que debe entrar en operación desde el año 2020. Se deberán diseñar y lanzar procesos de licitación a corto plazo en los que puedan participar centrales existentes sin contrato o centrales de rápida instalación, para ayudar a reducir el déficit que se presentará en el próximo año y años subsiguientes. En este sentido, se plantea la siguiente estrategia de contratación.

El primer bloque de contratación (260 MW de potencia firme) se debería regir por las siguientes condicionantes:

- Toda capacidad debería estar disponible desde abril 2020, mes en el que se incrementa la demanda del sistema.
- Se deberán considerar los esfuerzos para materializar la contratación a través del Mercado Eléctrico Regional (MER), entendiéndose que las contrataciones en el MER serían por medio de contratos firmes o físicos flexibles de corto plazo.
- Considerando las limitaciones de la red de 138 kV que alimenta el Valle de Sula, 40% o más de la capacidad contratada debe ser instalada en el departamento de Cortés tomando en cuenta las máximas y mínimas inyecciones por nodo que se muestran en el Anexo D. Esta capacidad deberá estar disponible a partir del 2020.
- A partir de mayo de 2021, no se podrá permitir la participación de más de 80 MW provenientes de la zona centro, sur y oriente del país según la agrupación por zonas del Anexo D.

- La vigencia de los contratos no deberá exceder del mes de mayo 2024.
- Se podrá permitir centrales híbridas que garanticen mantener todos los días al menos una potencia firme del 30% de la capacidad pico de la central, para cualquier período de 3 horas entre las 17:00 a 22:00 horas. El conjunto de centrales híbridas no podrá sobrepasar una capacidad instalada de 100 MW en total y solamente se deberá considerar su potencia firme en la licitación.
- Las centrales híbridas deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia cumpliendo lo siguiente:
 - a) En el caso de las centrales solares fotovoltaicas con baterías, garantizar una energía equivalente al 30% de su capacidad fotovoltaica instalada por al menos 20 minutos destinada a este servicio de regulación. Este servicio debe estar disponible entre 06:30 a 16:30 horas.
 - b) En el caso de las centrales eólicas con baterías, garantizar una energía equivalente al 15% de su capacidad instalada por al menos 20 minutos destinada a este servicio de regulación. Este servicio debe estar disponible en todo período de tiempo que su producción se encuentre sobre el 15% de su capacidad instalada durante 20 minutos.
- Estas centrales deberán interconectarse en los nodos existentes (descritos en el Anexo D) o en puntos de conexión previamente autorizados por el Operador del Sistema (ODS).

Como alternativa de contratación se puede lanzar una licitación de potencia en la que se utilice un programa de minimización de un conjunto de ofertas cumpliendo con los requerimientos de capacidad mensual identificados en este trabajo, para el periodo de 2020 al mes de mayo de 2024. Si este tipo de licitación se realiza, se podría obtener un resultado adaptado a las condiciones eficientes de la mezcla de tecnología existente en el país, considerando que las necesidades inmediatas son de potencia firme y permitiría más competencia ya que da espacio para que participen centrales con contratos próximos a vencer y tecnologías con producción estacional, aclarando que la licitación sería solo por la compra de la capacidad con opción de compra de la energía, lo que limitará el pago de la energía al precio en el mercado de oportunidad.

Además, se necesita una segunda licitación que incorpore un bloque del orden de 100 MW de capacidad instalada de centrales que provean capacidad firme, considerando los requerimientos de potencia y energía identificados en el presente estudio. Cabe mencionar que se podría realizar una única licitación contemplando los dos bloques de contratación.

El segundo bloque de contratación (100 MW) se debería regir por las siguientes condicionantes:

- Toda capacidad se deberá garantizar para estar en operación comercial en abril 2021

- El periodo de contratación no podrá exceder del mes de mayo 2024.
- Estas centrales deberán interconectarse en los nodos existentes (descritos en el Anexo D) o en puntos de conexión previamente autorizados por el Operador del Sistema (ODS).

En caso de contratarse centrales generadoras de la región, la adquisición de los derechos firmes de transmisión punto a punto podría ser anual o mensual, con oferta tope por el derecho firme de transmisión obligada en contrato. Es importante aclarar que, este tipo de contratación expone a la distribuidora a un alto riesgo de no obtener todos los meses la potencia requerida.

De los dos bloques de contratación debe asegurarse que la potencia contratada en los municipios de La Ceiba, Jutiapa o el departamento de Colón sea de 70 MW o más a partir de julio de 2021, tomando en cuenta las máximas y mínimas inyecciones por nodo que se muestran en el Anexo D. Lo anterior debido a que en la fecha antes indicada iniciará el vencimiento de los contratos de generación que mantienen el soporte de voltaje en la zona.

Contrataciones de largo plazo

Luego de evaluar las posibilidades de suministro de energía en el país, se plantearon escenarios probables y, de acuerdo a estas suposiciones, en el escenario de expansión de mínimo costo resulta una necesidad de adicionar 375 MW de generación que provea capacidad firme, que podría incorporarse al sistema en Puerto Cortés, en los tiempos en que la capacidad se requiere, por lo que se planteó en el plan de expansión de la transmisión contar con una disponibilidad en obras de transmisión necesarias en la zona para poder entregar completamente la electricidad proveniente de la nueva generación a incorporarse. Además, de los requerimientos de potencia identificados resulta que se necesita instalar 125 MW adicionales. Considerando las restricciones de la red de transmisión gran parte de esta capacidad se debería ubicar en el Litoral Atlántico a fin de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico de la zona.

Considerando los tiempos en que se pueden lograr las inversiones necesarias en transmisión, y coordinando la estrategia con la contratación de corto plazo se plantea la siguiente estrategia para el largo plazo.

El tercer bloque de contratación (500 MW) se debería regir por las siguientes condicionantes:

- Toda capacidad se deberá garantizar para estar en operación comercial en abril de 2024.
- Al menos 100 MW de los 500 MW del bloque de contratación debe estar conectado en los municipios de La Ceiba, Jutiapa y en el departamento de Colón.

- Se podrá permitir la participación de no más de 120 MW provenientes de la zona central y sur del país.
- El periodo de contratación recomendable es de 15 años.
- Esta licitación podría incorporar compra de potencia y energía, basada en puntos de conexión previamente precalificados por el Operador del Sistema para cada interesado en participar. Con este conjunto precalificado se impondrían la restricción que limiten la aceptación de estas ofertas en el modelo de licitación así encontrando un conjunto viable de conexión.
- El modelo de licitación deberá tener la capacidad de evaluar los montos mensuales de capacidad y energía.
- La licitación deberá tener neutralidad tecnológica y solo buscando los mejores costos que cubran las necesidades.
- Para mantener la flexibilidad que el sistema requiere, las centrales deberán tener la capacidad de operar con una potencia mínima del 40% de su capacidad contratada.
- Por razones de seguridad operativa ante contingencia simple, la potencia máxima perdida no podrá ser mayor a 120 MW.
- Es obligación de tener la capacidad de prestar el servicio complementario de arranque en negro, control automático de generación para reserva secundaria y control de voltaje.

Con la entrada en operación de las plantas resultantes de estas tres licitaciones se podrá mantener el suministro de la demanda proyectada hasta el año 2025. En procesos de planificación futuros se identificarán los nuevos requerimientos de capacidad firme y energía que haga posible atender la demanda para el año 2026 en adelante. El ODS recomienda reducir incertidumbres en cuanto a las fechas de entrada en operación comercial de la capacidad contratada por la ENEE, al igual que mejorar las estimaciones de la evolución de la demanda y auto producción que se está dando en el país.

Consideramos que la alta incertidumbre de algunos proyectos de energía en el sector hace necesario que este plan se revise con mayor frecuencia en los primeros años, para acomodar mejor el dinamismo e incertidumbre que el sector está viviendo en este período.

Finalmente, y considerando los puntos anteriores, el ODS resalta la naturaleza *indicativa* que tiene este plan de expansión, dejando abierta la posibilidad de hacer actualizaciones y modificaciones que el ODS considere necesarias para el mejor funcionamiento del sistema.

1. Introducción

El Gobierno de Honduras inició un proyecto de reforma del subsector eléctrico con la aprobación de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) por el Congreso Nacional en el año 2014. Esta Ley persigue una mayor liberalización de las actividades de generación y comercialización por medio del establecimiento de un mercado mayorista de electricidad, similar a las reformas establecidas por varios países de América Central. La Ley se basa en principios de competencia, eficiencia y modernización con la finalidad de contar con tarifas de electricidad competitivas. Adicionalmente, la Ley crea el Operador del Sistema (ODS) como un organismo independiente de los actores del mercado, delegándole las funciones de operación del sistema eléctrico nacional, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, y la administración del mercado eléctrico. Esto contempla la correcta coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) bajo el principio de satisfacer la demanda al mínimo costo.

Según la Ley, el Operador del Sistema está a cargo, además, de la planificación centralizada de expansión de la red de transmisión que asegure un servicio continuo y de calidad de electricidad al mínimo costo. En este sentido, el Operador del Sistema es responsable de realizar la planificación indicativa de expansión de la generación y elaborar el plan de expansión de la red de transmisión. El Operador del Sistema deberá seguir los principios, criterios y metodologías descritos en las normas técnicas de expansión del sistema que en este sentido emita la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Tomando en consideración que el Operador del Sistema es una organización de reciente creación y que a la vez es necesario elaborar el plan de expansión del sistema bajo los más recientes lineamientos del marco regulatorio, este documento describe un análisis de expansiones de capacidad de generación para su integración al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se incluye una descripción del entorno actual del marco regulatorio asociado a la planificación de la generación y la transmisión, y una introducción al mercado eléctrico nacional y regional, así como a la red de transmisión nacional. Además, se describen principios, criterios, información utilizada, metodologías y modelos de optimización usados en el proceso de planificación. Adicionalmente, se especifican los escenarios de expansión que relacionan las opciones de expansión y las incertidumbres de las variables típicas de mayor importancia en el desarrollo de un plan de expansión. Posteriormente, se presentan los resultados de los escenarios de expansión y la evaluación económica. El documento finaliza con las conclusiones y recomendaciones sobre las necesidades de adiciones de generación identificadas.

2. Contexto actual

2.1. Marco regulatorio

En la primera reforma hondureña del subsector eléctrico en 1994, el modelo del mercado eléctrico nacional evolucionó hacia un modelo de comprador único. Así, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), una empresa estatal verticalmente integrada, inició contrataciones de suministro de electricidad a generadores privados independientes. Más adelante, en la segunda reforma en mayo de 2014, que da raíz al actual modelo del mercado, se aprueba la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), Decreto Legislativo No. 404-2013, sumándose posteriormente el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE). La Ley tiene como objetivo implantar un nuevo modelo de mercado para el adecuado funcionamiento de la industria eléctrica en el ámbito nacional. La LGIE y su reglamento establecen nuevas reglas de funcionamiento de la industria eléctrica del país, incluyendo una reestructuración del subsector eléctrico. Como parte de esta reestructuración, se puede recalcar lo siguiente:

- i. La escisión de la ENEE en una empresa de generación, una empresa de transmisión y al menos una empresa de distribución;
- ii. La formación de un ente regulador independiente y técnicamente calificado; y
- iii. La creación de un operador del sistema eléctrico nacional independiente.

2.1.1. Ley General de la Industria Eléctrica - LGIE

La LGIE en su artículo 9 crea el Operador del Sistema Eléctrico Nacional como una nueva entidad independiente del mercado eléctrico. Como tal, el Operador del Sistema tiene la función principal de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y coordinar correctamente el sistema de generación y transmisión al mínimo costo. En este sentido, la LGIE dispone, en su artículo 13, inciso B, que es responsabilidad del Operador del Sistema la preparación cada dos años de un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años. Para tal fin, el Operador del Sistema elaborará un plan indicativo de expansión de la generación, el cual deberá ser distribuido entre los interesados. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobará el plan de expansión presentado por el ODS a más tardar tres (3) meses después de haberlo recibido. La empresa de transmisión deberá licitar las obras de expansión definidas en el plan de expansión de la red de transmisión elaborado según lo indique la CREE.

Las empresas distribuidoras, según el artículo 15 de la LGIE, tienen la obligación de contratar por medio de licitaciones públicas internacionales competitivas capacidad firme y energía para cubrir su demanda máxima de potencia y los requerimientos de energía. Según el mismo artículo, la autoridad superior del subsector eléctrico (actualmente, la Secretaría de Energía) podrá establecer porcentajes mínimos de contratación de generación con fuentes de energía renovable que las empresas distribuidoras deberán

realizar en cada licitación basándose en el plan indicativo de expansión de la generación. La CREE es la responsable de supervisar los procesos de licitación llevados a cabo por las empresas distribuidoras.

2.1.2. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica - RLGIE

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) fue aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante resolución y publicado oficialmente el 18 de noviembre de 2015. En cuanto al proceso de planificación del sistema, los artículos 22 y 29 del RLGIE establecen directrices a seguir por el Operador del Sistema para la elaboración del plan indicativo de la expansión de la generación y el plan de expansión de la red de transmisión, respectivamente.

El artículo 22 del RLGIE determina la obligación del ODS de realizar el plan indicativo de la expansión de la generación con el objetivo de minimizar el costo de suministro de la demanda eléctrica nacional a largo plazo, sujeta a las restricciones propias de las diferentes tecnologías de generación, asegurando un margen de reserva apropiado para la cobertura de la demanda. El Operador del Sistema debe coordinar con la Secretaría de Energía la elaboración de este plan con el fin de que refleje los objetivos de la política energética.

El artículo 29 del RLGIE establece que el objetivo del plan de expansión de la red de transmisión es la minimización de los costos de suministrar la demanda nacional reduciendo el impacto de las restricciones técnicas impuestas por el sistema de transmisión al despacho económico. Para ello, el plan de expansión deberá tomar como insumo el plan de expansión de la generación y considerar las características del sistema de transmisión existente, las interconexiones y sus limitaciones, al igual que los criterios de impacto ambiental fijados por la normativa vigente.

Adicionalmente, el RLGIE define, en su artículo 3, la Norma Técnica para la Expansión de la Transmisión (NT-ET) y la Norma Técnica para el Plan Indicativo de Expansión de la Generación (NT-EG). Ambas normas establecen el contenido, criterios, procedimientos y metodologías para la elaboración de los planes de expansión. Actualmente, la CREE se encuentra en la etapa final de emisión de estas normas técnicas.

2.2. Mercado Eléctrico Regional

El mercado eléctrico nacional es parte de un mercado regional superpuesto, denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual posee su respectiva regulación regional. Este marco legal regional consta principalmente del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en 1996 y debidamente ratificado por Honduras, y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), aprobado en 2005. En el Tratado Marco, los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá se comprometen a la integración de sus sistemas eléctricos nacionales. Esto se concretó

mediante el desarrollo de las interconexiones del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), cuyo mantenimiento está a cargo de la Empresa Propietaria de la Red (EPR). La coordinación de la operación del sistema eléctrico regional, al igual que de su mercado, es realizado por el Ente Operador Regional (EOR) y la regulación es realizada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). La siguiente tabla muestra la capacidad instalada y energía generada por cada país del MER en 2018.

Tabla 1. Capacidad instalada y energía generada por país del MER, 2018¹

Sistema Interconectado	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Máxima (MW)	Energía Generada (GWh)
Costa Rica	3,616.9	1,716.0	11,355.6
El Salvador	2,048.6	1,072.0	5,023.5
Guatemala	4,151.7	1,762.5	12,522.4
Honduras	2,637.2	1,602.0	8,809.6
Nicaragua	1,467.4	691.9	4,185.4
Panamá	4,117.7	1,665.0	11,104.9

En relación con la planificación regional, dentro del Tratado Marco en su artículo 28-E, se le da al EOR la función de formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional. Subsecuentemente, el RMER, en su Libro III, capítulo 10 Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional, describe los lineamientos que el EOR y los operadores nacionales deben acatar en el desarrollo de la planificación de la expansión regional.

2.3. Sistema Eléctrico Nacional

En 2019, el SIN cuenta con 2,638.6 MW de capacidad de generación instalada que inyecta electricidad al sistema o provee electricidad a terceros. De incluirse las centrales Elcosa, Alsthom y Sulzer, y Envasa, las cuales no se encuentran actualmente en operación, la capacidad instalada alcanzaría 2,813 MW. La Tabla 2 muestra la capacidad instalada según tipo de central.

Tabla 2. Potencia instalada según tipo de central, 2019

Tipo de central	Capacidad Instalada (MW)	Porcentaje	Potencia Firme (MW)	Porcentaje
Hidráulica	725.9	27.5%	456.8	33.9%
Térmica	818.6	31%	679.7	50.5%
Biomasa	221.3	8.4%	75.1	5.6%

¹ CEPAL (2019).

Tipo de central	Capacidad Instalada (MW)	Porcentaje	Potencia Firme (MW)	Porcentaje
Eólica	235.0	8.9%	-	-
Solar Fotovoltaica	492.8	18.7%	-	-
Geotérmica	40.0	1.5%	35.0	2.6%
Carbón	105.0	4%	99.1	7.4%
Total del Sistema	2,638.6	100%	1,345.75	100%

Por otra parte, la generación de electricidad más importaciones en el año 2018 fue aproximadamente 9,849 GWh según se muestra en la Tabla 3. Se observa que la mayor participación en la matriz eléctrica nacional corresponde a la hidráulica y la térmica. Entre las centrales hidráulicas se encuentra generación estatal que consiste de un grupo de centrales de generación que incluye la planta de mayor tamaño del país, la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (300 MW), más conocida como El Cajón. La tecnología de las centrales térmicas corresponde en gran parte a motores de combustión interna basados en combustible pesado residual (i.e., búnker).

Tabla 3. Producción de electricidad e importación, 2018

Tipo de central	Generación Bruta (MWh) ²	Consumo Propio (MWh)	Porcentaje
Hidráulica	3,154,681.6	12,559.3	32%
Térmica	2,585,200.8	79,570.1	26.2%
Biomasa	774,034.8	263,056.7	7.9%
Eólica	928,704.8	-	9.4%
Solar Fotovoltaica	992,784.8	-	10.1%
Geotérmica	248,263.2	-	2.5%
Carbón	798,316.6	94,637.2	8.1%
Importación	367,050.3	-	3.7%
Total del Sistema	9,849,036.7	449,823.2	100%

La demanda máxima nacional de Honduras se ha incrementado a lo largo de los últimos años hasta alcanzar 1,639 MW en el 2019, según se muestra en la Tabla 4. En las siguientes figuras se muestran las curvas de demanda por año del día de demanda máxima y la evolución de las curvas de duración de carga.

² La generación bruta incluye la venta a terceros y el consumo propio.

Tabla 4. Demanda máxima, 2013 - 2019

Fecha	Hora	Demanda máxima (MW)
02-abr-13	19:08	1,336
08-may-14	18:56	1,383
27-abr-15	19:19	1,446
23-may-16	11:47	1,515
03-abr-17	19:05	1,561
24-abr-18	19:08	1,602
15-may-19	11:44	1,639

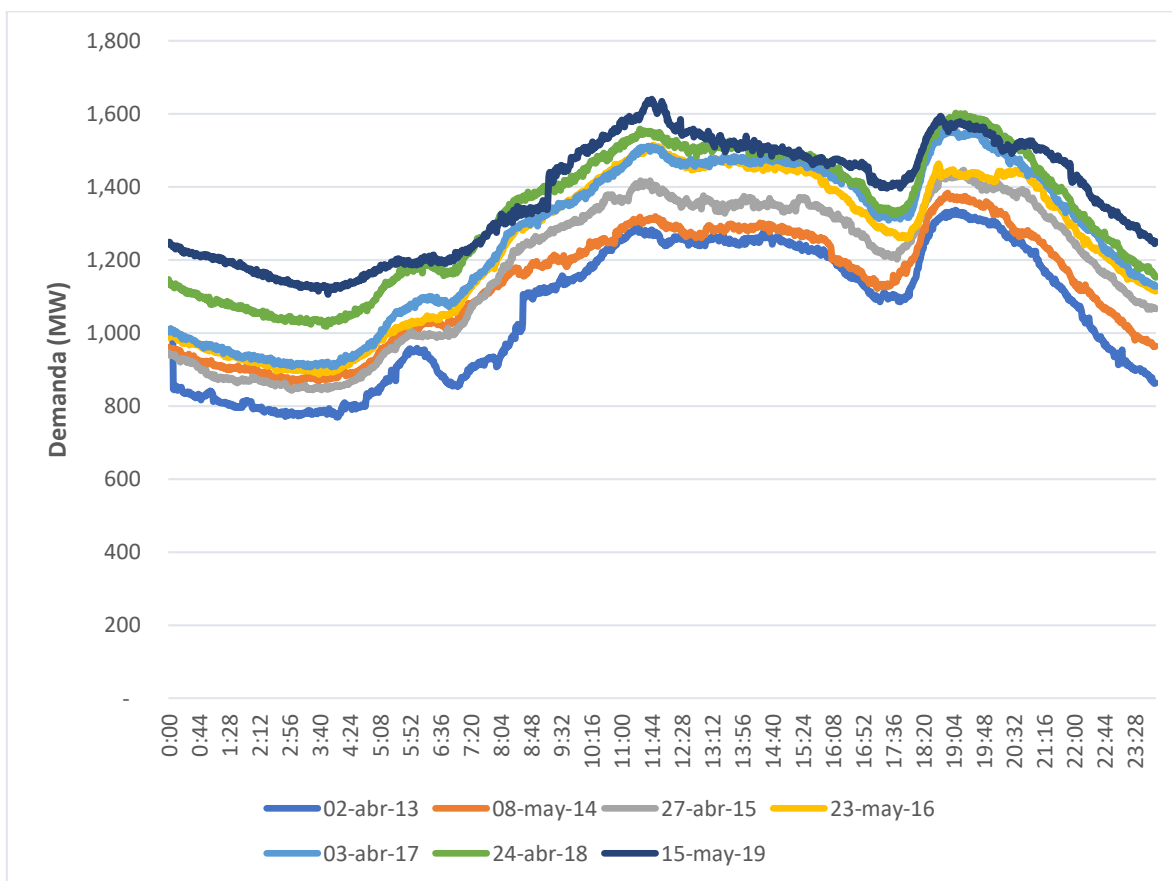


Figura 1. Curvas de demanda del día de demanda máxima – 2013 a 2019

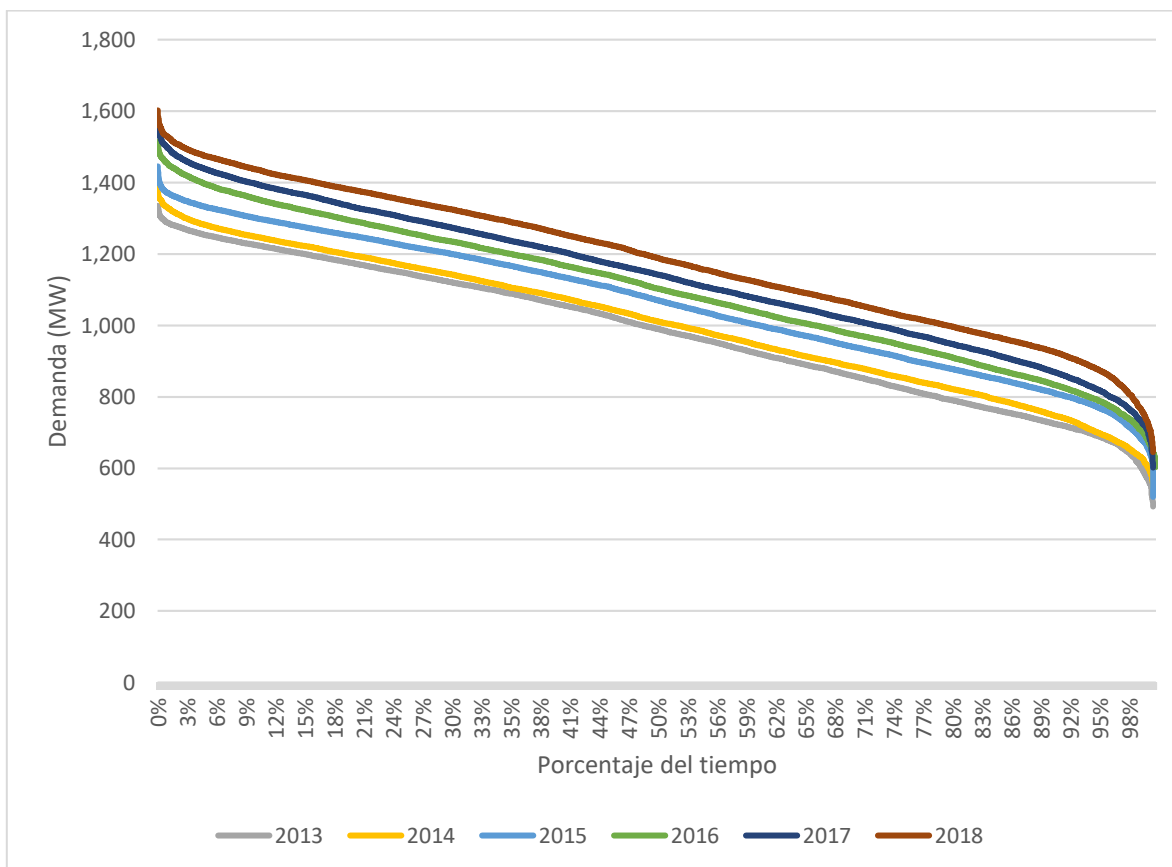


Figura 2. Curvas de duración de carga – 2013 a 2018

2.4. Descripción de la red de transmisión

La LGIE establece que la red transmisión constituye toda la infraestructura con una tensión igual o superior a sesenta mil voltios. Esto corresponde con los niveles de tensión de 69, 138 y 230 kV. A inicios de 2019, las longitudes de las líneas de transmisión alcanzaban alrededor de 700, 1,025 y 1,015 km, respectivamente.

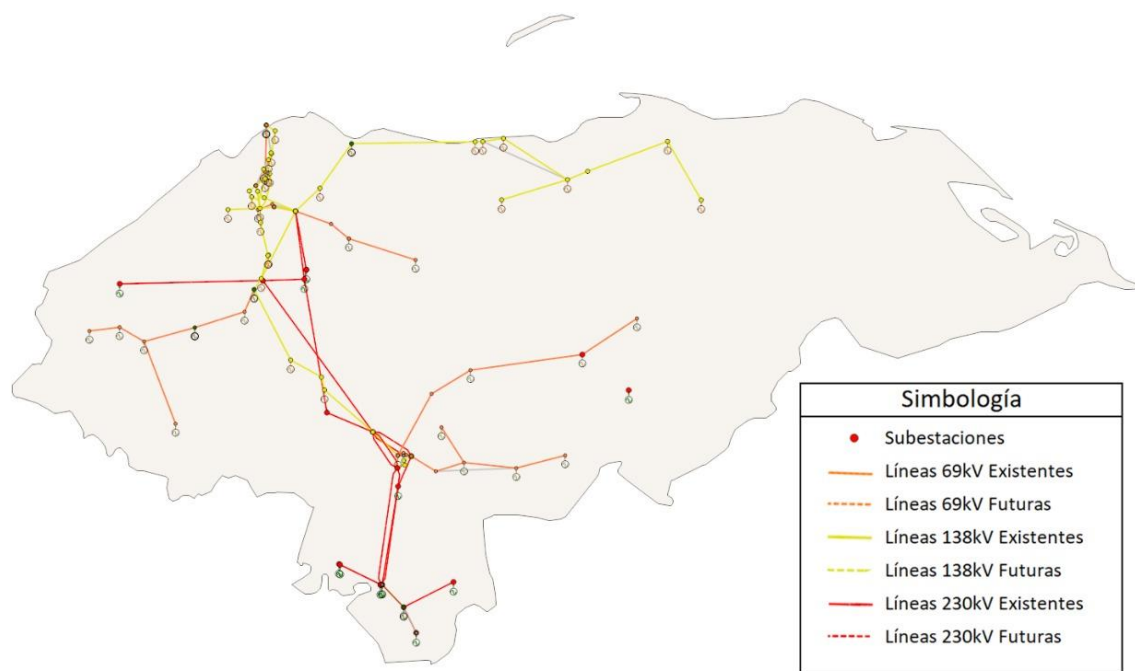


Figura 3. Sistema Interconectado Nacional de Honduras, 2019

En Honduras, el mantenimiento del sistema principal de transmisión existente y sistema de interconexión regional está a cargo de la ENEE y la EPR, respectivamente. La ENEE, como empresa estatal verticalmente integrada, continúa a cargo de la red de transmisión por el momento hasta que se escinda de forma que se conforme la Empresa de Transmisión-ENEE según lo establece el artículo 29 de la LGIE. La segunda, la EPR, es el agente transmisor regional encargado de la línea SIEPAC.

La red de interconexión centroamericana abarca líneas de transmisión de 230 kV entre todos los países signantes del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, de las cuales Honduras tiene cinco líneas de interconexión con tres países vecinos; dos que lo conectan con El Salvador, dos con Nicaragua y una con Guatemala.

A partir de la definición de Sistema Principal de Transmisión en el RLGIE, este sistema engloba las instalaciones que serán cedidas a la Empresa de Transmisión ENEE, las ampliaciones futuras de acuerdo a los planes de expansión de la red de transmisión, las necesarias para conectar la red de transmisión a las instalaciones de distribución y la red SIEPAC ubicada en Honduras. Por otro lado, el RLGIE define el Sistema Secundario de Transmisión como aquellas instalaciones de conexión pertenecientes a los agentes Generadores y a los Consumidores Calificados, las cuales continúan siendo

responsabilidad de tales agentes la operación y mantenimiento, y recibirán remuneración en los casos que sean usadas por terceros.

El Sistema Principal de Transmisión espera fuertes mejoras e inversiones luego de la elaboración del plan de expansión de la generación y transmisión. Esto es evidenciado por auditorías a los bienes de transmisión, en las cuales a pesar que se observa que las subestaciones eléctricas recientes presentan ejecución de nivel internacional, el resto muestran síntomas de deterioro debido a su envejecimiento, tomando en consideración que gran parte de las instalaciones tienen más de treinta años de operación.

2.5. Entorno del proceso de planificación actual

Este plan de expansión se presenta en una coyuntura de déficit significativo, el cual ha venido incrementándose. Este déficit es consecuencia de la falta de contratación de capacidad firme, junto a los altos requerimientos de reserva producidos por la energía renovable intermitente en operación, restricciones de transporte de energía desde los centros de producción a los centros de consumo y, en parte, porque no fue posible contratar toda la capacidad firme que fue licitada en el año 2017.

El déficit de energía en horas punta se ha quintuplicado y el déficit de potencia se ha triplicado de 2017 a 2019. Los déficits que se han registrado en las horas punta del verano de los últimos tres años en el Sistema Interconectado Nacional fueron:

- 2017: en energía 4,109,358 kWh y potencias de alrededor de 30 MW
- 2018: en energía 9,237,414 kWh y potencias de alrededor de 48 MW
- 2019: en energía 19,555,081 kWh y potencias de alrededor de 93 MW

Si no se toman las medidas necesarias para aumentar la capacidad firme contratada, la empresa distribuidora no podrá suplir parte de la demanda de sus abonados. En este sentido, el déficit continuará aumentando debido al crecimiento de la demanda y seguramente se ampliará el número de horas en las que el déficit se experimenta y de manera mas frecuente en algunas regiones del país donde se experimenta congestión en líneas y transformadores de potencia.

Un efecto agravante a sumar en el corto plazo es la falta de lluvia que se ha registrado durante 2019. La sequía ha significado una disminución de alrededor de 17 millones de metros cúbicos en comparación a los aportes mínimos de los últimos 15 años. Como consecuencia, esta sequía ha llevado a la central El Cajón a un nivel de 253.05 metros sobre nivel del mar a finales de septiembre de 2019. En la programación de operación de El Cajón se esperaba que a septiembre 2019 su embalse estaría en 272.7 metros sobre el nivel del mar. El Cajón es una planta crítica para mantener la estabilidad y seguridad del sistema, porque ofrece la mayor contribución a los servicios complementarios que necesita la red para operar, tales como la regulación de frecuencia y el control de voltaje.

3. Metodología

3.1. Herramientas de planificación para la expansión del sistema

La principal herramienta utilizada en el proceso de planificación es un modelo computacional que determina la expansión de la generación al mínimo costo. Este, dentro de sus muchas características, debe ser capaz de:

- i. Minimizar el valor actual neto de los costos totales de servir a la demanda;
- ii. Seleccionar el plan de expansión que cumpla con el objetivo antes indicado;
- iii. Incorporar la incertidumbre de producción de las hidroeléctricas, crecimiento de la demanda y producción de las centrales generadoras con recursos renovables no convencionales.

Adicionalmente, el ODS deberá determinar los costos operativos anuales asociados con los escenarios de expansión utilizando un modelo computacional de operación del mercado eléctrico. Este modelo tiene que ser capaz de calcular el despacho económico del sistema en concordancia con las características descritas en el artículo 23 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) para la herramienta de planificación operativa de largo plazo. El modelo computacional se caracteriza por ser capaz de:

- i. Modelar los parámetros operativos de las plantas hidroeléctricas;
- ii. Manejar las características técnicas y económicas de las unidades generadores; y,
- iii. Calcular la política operativa estocástica de mínimo costo para distintos escenarios de expansión.

El modelo computacional de planificación de expansión de la generación utilizado es la herramienta OptGen, un modelo de planificación de la expansión de la generación y de interconexiones regionales desarrollado por la compañía PSR de Brasil. El OptGen es una herramienta computacional que determina la expansión de mínimo costo de un sistema hidrotérmico multiregional. La operación del sistema eléctrico se representa de manera detallada tomando en cuenta la incertidumbre en los caudales asociados a las centrales hidroeléctricas, restricciones de cobertura de demanda y restricciones de capacidad mínima, entre otros aspectos.

Por otra parte, se utiliza un modelo computacional de operación del mercado eléctrico a fin de calcular los costos operativos asociados a escenarios de expansión de generación. Para este propósito se utiliza la herramienta SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica), desarrollado también por PSR, el cual es un software de despacho hidrotérmico estocástico con opción de representar la red de transmisión. Este modelo es utilizado en estudios operativos de corto, mediano y largo plazo. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico tomando en cuenta los detalles

operativos de las plantas hidroeléctricas, térmicas, incertidumbres hidrológicas y características del sistema de transmisión.³

En el presente estudio se utilizaron los modelos SDDP v.15.1.6 y OptGen v.7.4 de forma integrada. Los modelos computacionales fueron alimentados con los detalles del parque de generación en operación, sus modificaciones futuras, la proyección de la demanda y los parámetros económicos necesarios.

3.2. Opciones de ejecución

El presente estudio contempla diez años de horizonte de planificación. En particular, cada año dentro del horizonte se divide en etapas mensuales. Es decir, se especifican datos que caracterizan el sistema actual y futuro de forma mensual en las entradas y salidas del modelo. Adicionalmente, el sistema es representado sin red de transmisión y aislado de otros países de la región. Dentro del modelo computacional de operación del mercado eléctrico se definieron parámetros de ejecución tales como cálculo de la política operativa previo a la simulación, la utilización del modelo ARP para la generación de caudales sintéticos y la realización de un estudio estocástico con 50 escenarios hidrológicos. Dentro del modelo computacional de expansión de la generación, OptGen, se especificaron parámetros de estrategia de solución tales como número máximo de iteraciones, tolerancia de convergencia y límite de tiempo máximo de parada de la ejecución.

3.3. Criterio de confiabilidad

En el presente trabajo se utiliza un criterio de margen reserva de capacidad disponible equivalente al 10% de la demanda máxima para el horizonte de planificación. Es decir, se requiere que se mantenga una capacidad disponible que sea capaz de cubrir la demanda máxima más un margen de reserva del 10%. No obstante, de tal manera que el criterio de obtener un margen de reserva se alcance progresivamente, al primer año del horizonte de planificación no se le asignó un margen de reserva, entre 2021 y 2022 se asignó un margen de reserva del 5%, y en el resto del horizonte se asignó un margen de reserva del 10%. El criterio de margen de reserva es utilizado bajo una serie hidrológica promedio.

Adicionalmente, se considera que el plan de expansión debe cumplir con un criterio de confiabilidad en energía para asegurar un índice de servicio de demanda igual o superior al 98%. Es decir, se toma en cuenta un plan de expansión si su déficit o demanda no servida no supera el 2% de la demanda para cualquier etapa dentro del horizonte de estudio en al menos el 95% de las series hidrológicas simuladas.

³ PSR (2019).

3.4. Proyección de la demanda

La demanda utilizada en el modelo computacional de operación del mercado eléctrico SDDP, para el horizonte de planificación, se basa en las tasas de crecimiento anual de la proyección de la demanda elaborada por la ENEE, la cual es calculada agregando el consumo de electricidad por sectores de todo el país. Los sectores representados son residencial, industrial mediano, comercial, consumidores industriales grandes y otros consumidores. Las metodologías específicas de la proyección del consumo para cada uno de los sectores incluyen técnicas de tendencia, análisis econométricos, juicio de experto o combinación de estos. La Tabla 5 muestra los valores anuales de la proyección de la demanda publicada por la ENEE. En la Figura 4 se muestra el crecimiento de forma mensual del consumo de electricidad utilizado en la simulación dentro del horizonte de planificación.

Tabla 5. Proyección de la demanda 2020 - 2029⁴

Año	Energía (GWh)	Demanda máxima (MW)
2020	10,320	1,685
2021	10,502	1,729
2022	10,908	1,796
2023	11,339	1,867
2024	11,790	1,942
2025	12,281	2,022
2026	12,773	2,103
2027	13,310	2,192
2028	13,883	2,286
2029	14,454	2,380

⁴ ENEE (2019).

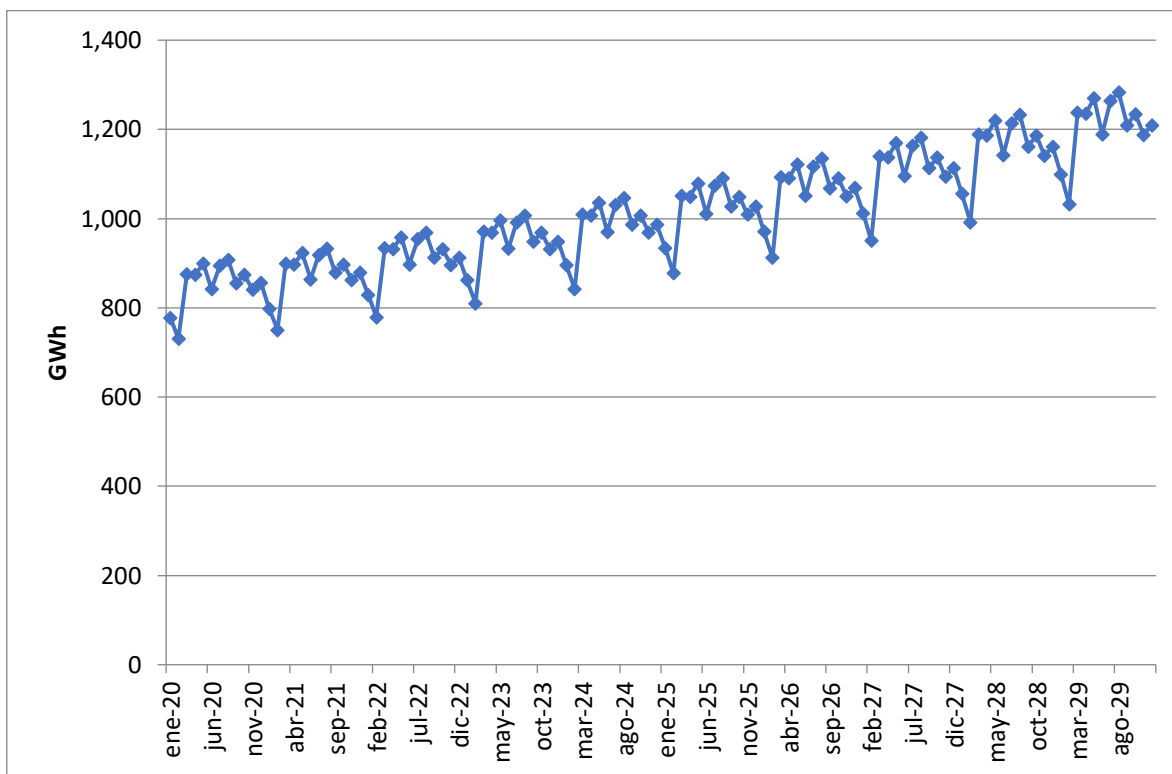


Figura 4. Evolución de la demanda eléctrica nacional – enero/2020 a diciembre/2029

La curva de carga se representa por bloques de demanda fijos para todas las etapas del estudio, es decir, se utiliza una representación estática de los perfiles de demanda durante todos los meses del estudio. La Tabla 6 muestra la duración fija de los bloques horarios utilizados. En particular, el bloque 1 representa el período de demanda máxima nocturna y el bloque 2 representa el período de demanda máxima diurna.

Tabla 6. Duración de los bloques horarios

Bloques	Duración de los bloques (%)
1	8.3
2	8.3
3	41.7
4	16.7
5	25
Total	100

3.5. Tasa de descuento

En el cálculo de las anualidades de los costos de inversión correspondientes a los proyectos de generación incluidos en el plan indicativo de expansión es necesario determinar una tasa de descuento, la cual debe representar un retorno razonable sobre el capital invertido de acuerdo con el riesgo que asumen los inversionistas. En su cálculo, se determina la tasa de retorno del capital propio por medio de la metodología CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) a fin de posteriormente obtener la tasa de descuento a través del WACC (*Weighted Average Capital Cost*) que pondera el costo del capital y el costo de la deuda. En este estudio se utilizó una tasa de descuento en términos nominales equivalente al 11.16% aplicable al rubro de generación eléctrica en Honduras según el cálculo del informe “Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en países de Centroamérica” de la firma consultora Mercados Energéticos Consultores.

3.6. Costo de energía no suministrada

El plan indicativo de expansión debe minimizar los costos de servir la demanda nacional en el largo plazo. Para el cumplimiento de este lineamiento, es necesario determinar el costo de la energía no suministrada (CENS). El CENS corresponde a los costos económicos en que incurren los usuarios cuando el suministro de electricidad se interrumpe debido a, por ejemplo, indisponibilidad de capacidad en el parque de generación. En el presente trabajo se utiliza el costo de la energía no suministrada utilizando como referencia los estudios regionales de planificación del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), el cual se muestra en la Tabla 7. En el CENS se considera la profundidad del racionamiento, lo cual indica el segmento porcentual de demanda no servida respecto a la demanda nacional total.

Tabla 7. Costo de la energía no suministrada⁵

Escalón	Segmento	CENS (USD/MWh)
1.	2%	800
2.	98%	1,500

3.7. Proyectos decididos para la expansión de la generación

Tomando en consideración los compromisos adquiridos por la Empresa de Distribución ENEE mediante contratos de compra de capacidad y energía asociada⁶, se determinaron

⁵ CEAC (2017).

⁶ PPAs: Power Purchase Agreements

los proyectos de generación eléctrica que entrarán en el futuro. Las centrales de generación de entrada futura decidida son consideradas como aquellas que tienen un alto grado de certeza de entrar al sistema porque se encuentran ya en etapa de construcción o tienen financiamiento asegurado. Por ello, estas centrales se incluyen en los modelos con una fecha de entrada definida. Estos proyectos de generación se presentan a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8. Adiciones decididas al parque de generación existente 2019 – 2029

No.	Proyecto de generación	Tecnología	Potencia (MW)	Fecha de entrada
1.	San Alejo	Hidroeléctrica	2.1	1-ene.-19
2.	El Cuyagual	Hidroeléctrica	6.1	1-mar.-19
3.	La Ensenada	Termoeléctrico	30	1-dic.-19
4.	Río Frío	Hidroeléctrica	3.4	1-mar.-20
5.	Camosa	Termoeléctrico	30	1-may.-20
6.	Manzanillas	Renovable	21.9	1-jul.-20
7.	Granja Solar DEGSA	Renovable	10	1-jul.-20
8.	Patuca III	Hidroeléctrica	104	1-sep.-20
9.	Río Molo	Hidroeléctrica	4	1-abr.-22
10.	El Guano	Hidroeléctrica	14.8	1-ene.-23
11.	Petacón	Hidroeléctrica	11.89	1-ene.-23
12.	Los Planes	Hidroeléctrica	2	1-ene.-23
13.	Jilamito	Hidroeléctrica	14.85	1-ene.-23
14.	El Tornillito	Hidroeléctrica	160.2	1-ene.-23
15.	Arenales (Yaguala)	Hidroeléctrica	60.5	1-ene.-23

Adicionalmente, en las siguientes tablas se muestran las centrales de generación con fechas de finalización de contratos de suministro con la ENEE durante el horizonte de estudio. En este conjunto se encuentran las centrales de generación que participan del mercado de oportunidad, que incluyen las centrales hidroeléctricas La Esperanza de 12.8 MW y Río Blanco de 5 MW, y la central térmica Laeisz Juticalpa de 7 MW.

Tabla 9. Fecha de finalización de contratos del parque de generación 2019 - 2029

No.	Central de generación	Tipo de central	Fecha de retiro	Capacidad (MW)
1.	Jaguar Energy	Importación	1-mar.-19	15
2.	Orazul	Importación	1-mar.-19	30
3.	Puerto Quetzal	Importación	1-mar.-19	10
4.	La Grecia	Biomasa	1-abr.-19	26

No.	Central de generación	Tipo de central	Fecha de retiro	Capacidad (MW)
5.	CISA (La Esperanza)	Hidroeléctrica	1-may.-19	12.8
6.	Laeisz Juticalpa	Térmica	1-may.-19	7
7.	Río Blanco	Hidroeléctrica	23-sep.-19	5
8.	Celsur Carbón	Térmica	1-oct.-19	18.75
9.	EECOLPASA	Biomasa	26-ago.-20	1.2
10.	Zacapa	Hidroeléctrica	14-nov.-20	0.5
11.	Cececapa	Hidroeléctrica	20-dic.-20	3.5
12.	Azunosa	Biomasa	2-mar.-21	14
13.	CAHSA	Biomasa	13-mar.-21	30
14.	Lufussa Valle	Térmica	1-may.-21	70
15.	Emce Choloma	Térmica	1-may.-21	50
16.	Laeisz San Isidro	Térmica	1-jul.-21	20
17.	Cortecito	Hidroeléctrica	2-nov.-21	5.5
18.	San Carlos	Hidroeléctrica	2-nov.-21	4
19.	Cuyamapa	Hidroeléctrica	10-nov.-21	12.5
20.	Cuyamel	Hidroeléctrica	10-nov.-21	7.8
21.	La Gloria	Hidroeléctrica	10-nov.-21	5.8
22.	Laeisz Ceiba	Térmica	1-feb.-22	20
23.	El Cisne	Hidroeléctrica	28-feb.-22	0.71
24.	Laeisz La Ensenada	Térmica	1-feb.-23	30
25.	Chumbagua	Biomasa	27-ene.-24	20
26.	Celsur Biomasa	Biomasa	1-dic.-24	18.75
27.	Hidro Yojoa	Hidroeléctrica	30-ago.-25	0.5
28.	Becosa	Térmica	1-mar.-26	100
29.	Lufussa III	Térmica	27-abr.-28	240
30.	Enersa	Térmica	3-may.-28	227
31.	Mangungo	Hidroeléctrica	25-jun.-28	1.5
32.	Peña Blanca	Hidroeléctrica	5-dic.-28	0.9
33.	Matarras I	Hidroeléctrica	18-jul.-29	1.82

Tabla 10. Capacidad de centrales con finalización de contrato, 2019 - 2029

Tipo de central	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Importación	55			20							
Biomasa	26	1.2	44			38.75					
Hidroeléctrica	17.8	4	35.6	0.71			0.5			2.4	1.82
Térmica ⁷	25.75		140		30			100		467	
Total	124.55	5.2	219.6	20.71	30	38.75	0.5	100		469.4	31.82

3.8. Proyectos candidatos para la expansión de la generación

Los proyectos candidatos son posibles expansiones del parque de generación que se ingresan dentro del modelo computacional a fin de que por medio de la optimización, considerando costos de inversión y operativos, se determine su adición al sistema. Estos proyectos candidatos de generación incluyen centrales genéricas creadas con base en información de referencia.

3.8.1. Proyectos candidatos genéricos

Adicionalmente a los proyectos de generación candidatos con base en los contratos suscritos por la Empresa de Distribución ENEE, es necesario incorporar generadores candidatos genéricos de distintas tecnologías para asegurar el suministro. La entrada de estos proyectos candidatos genéricos es obtenida como resultado de la optimización para el abastecimiento de la demanda futura sujeta a restricciones de fechas de entrada mínima. Entre las opciones consideradas se encuentran la generación térmica convencional basada en combustibles como búnker, diésel y gas natural, y las centrales con recursos renovables variables eólicas y solares fotovoltaicas (FV). La generación térmica convencional puede incluir tecnologías tipo turbinas de vapor, turbinas de gas de ciclo abierto, ciclo combinado y motores de combustión interna. En la Tabla 11 se presentan los proyectos genéricos agregados en las simulaciones.

⁷ Estas centrales térmicas incluye motores de combustión interna basados en búnker y diésel, y turbinas de vapor basadas en carbón.

Tabla 11. Proyectos candidatos genéricos

No.	Proyecto candidato ⁸	Cantidad de centrales	Capacidad máxima (MW)	Año de entrada mínima
1.	Central térmica a base de motores de combustión interna	2	20	2020
2.	Central térmica a base de motores de combustión interna	20	50	2020
3.	Central térmica a base de motores de combustión interna	1	90	2020
4.	Centrales solares fotovoltaicas	2	25	2020
5.	Centrales solares fotovoltaicas	7	50	2020
6.	Centrales solares fotovoltaicas con baterías	1	50 (Solar FV) + 10 (Baterías)	2020
7.	Centrales solares fotovoltaicas con baterías	1	50 (Solar FV) + 15 (Baterías)	2020
8.	Central eólica	1	100	2021
9.	Central de ciclo combinado a gas natural	1	375	2024
10.	Central de ciclo combinado a gas natural	1	118	2026
11.	Central de ciclo combinado a gas natural	2	270	2026

Las centrales de generación genéricas fueron ubicadas con base en las características de cada tecnología. Para las centrales térmicas basadas en motores de combustión interna, se consideró que es posible su instalación en cualquier nodo del sistema principal de transmisión. Para las centrales solares fotovoltaicas, se obtuvo información de Global Solar Atlas del Banco Mundial⁹ para identificar zonas con recurso solar igual o mayor a aquellas

⁸ Los motores de combustión interna modelados como proyectos candidatos representan motores de media velocidad (MMV).

⁹ <https://globalsolaratlas.info/>

donde se ubican centrales solares fotovoltaicas existentes, a excepción de la región sur de Honduras dada la alta concentración de centrales en operación. De esta manera, las subestaciones eléctricas que en sus alrededores posean un recurso solar según el criterio anterior se tomaron en consideración como un potencial nodo de conexión. Como resultado, se encontraron las subestaciones eléctricas San Pedro Sula Sur, Comayagua y Coyoles Central.¹⁰ Para esto se utilizó como criterio el espacio disponible en la vecindad de las subestaciones eléctricas para filtrar ubicaciones con un área estimada en al menos 500,000 metros cuadrados, equivalente al área necesaria para una central solar FV de 50 MW. Finalmente, para centrales a gas de ciclo combinado, se consideró que su ubicación debe estar cerca de gasoductos o puertos con facilidades para la descarga y acopiamiento del combustible. La ubicación de las centrales será considerada para la identificación de refuerzos necesarios en la red de transmisión.

3.8.2. Otros proyectos candidatos

Aunque históricamente los planes de expansión incluyeron, dentro del modelo de expansión, proyectos hidroeléctricos de gran escala de propiedad estatal como Llanitos-Jicatuyo, Patuca 2A y Patuca 2, estas centrales no fueron modeladas dado que la finalización de los estudios básicos, el inicio de su construcción y su desarrollo en general son inciertos.

3.8.3. Costos de inversión de proyectos candidatos

Tomando en consideración que el modelo computacional de expansión utilizado tiene como objetivo minimizar la suma de los costos de inversión y operativos, es necesario especificar los costos de capital de los proyectos candidatos. Para tal propósito, se revisaron fuentes internacionales como informes producidos por el Consejo Eléctrico de la Coordinación del Oeste (WECC, Western Electric Coordinating Council), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, International Renewable Energy Agency) y la Oficina de Información Energética de los Estados Unidos de América (EIA, U.S. Energy Information Administration), fuentes nacionales como los planes indicativos de expansión de la generación elaborados por la ENEE e información recopilada de proveedores de tecnología. En la Tabla 12 se muestran los valores utilizados para los costos de inversión y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento por tipo de tecnología con sus respectivas fuentes de información de referencia.

¹⁰ Otros puntos de conexión potencialmente aceptables, aunque no considerados, incluyen las subestaciones eléctricas La Lima, Agua Prieta y Santa Marta.

Tabla 12. Costos de inversión y costos fijos de O&M anuales

No.	Tecnología	Costo de inversión (USD/kW)	Costo fijo de O&M (USD/kW-año)	Fuente de información
1.	Motor de combustión interna ¹¹	960	7.1	EIA (2019)
2.	Central solar fotovoltaica	1,783	22.5	EIA (2019)
3.	Central solar fotovoltaica + baterías ¹²	2,022 – 2,127	29.7 – 33.4	EIA (2019)
4.	Central eólica	1,624	48.4	EIA (2019)
5.	Central de ciclo combinado a gas natural ¹³	1,163 – 1,634	11.3	GTW (2018) / EIA (2019)

3.9. Características de los escenarios de expansión

Luego de determinar proyectos candidatos de expansión de la capacidad de generación, es necesario plantear escenarios de expansión. Los escenarios de expansión pueden definirse como opciones de expansión junto a escenarios de incertidumbre de variables de mayor impacto. Dentro de este análisis para adiciones de capacidad de generación se consideran cinco escenarios de expansión. En todos los escenarios se toman en cuenta adiciones de centrales a base de motores de combustión interna, de las mismas características de la cual se compone gran parte de la matriz eléctrica actual.

En algunos escenarios se incluyen centrales solares fotovoltaicas y centrales eólicas, similares a gran parte de la capacidad instalada renovable existente, y centrales de ciclo combinado a gas natural, considerando que existan facilidades para la importación del gas natural a partir del año 2024. Se incorporan en todos los escenarios de expansión los

¹¹ El costo de inversión de los motores de combustión interna corresponde a información no públicamente disponible proveniente de proveedores de tecnología.

¹² Los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías agregados a centrales solares fotovoltaicas corresponden a información no públicamente disponible proveniente de proveedores de tecnología.

¹³ Los costos de inversión de las centrales de ciclo combinado a gas natural corresponden a valores ajustados conforme a factores regionales de precio de tecnologías para Honduras según el estudio Red del Futuro del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

proyectos decididos que se definieron en la sección 3.7. En este sentido, se definen los siguientes escenarios de expansión considerando un crecimiento mediano de la demanda y una proyección de crecimiento medio de precios de combustibles:

- i. Un primer escenario que considera únicamente la expansión del parque de generación con motores de combustión interna.
- ii. Un segundo escenario que considera la expansión del parque de generación con motores de combustión interna y centrales de ciclo combinado a gas natural.
- iii. Un tercer escenario que considera la expansión del sistema de generación con centrales térmicas con motores de combustión interna y centrales con recursos renovables variables.
- iv. Un cuarto escenario que considera la expansión del sistema de generación con centrales térmicas con motores de combustión interna, centrales de ciclo combinado a gas natural y centrales con recursos renovables variables.
- v. Un quinto escenario, similar al cuarto escenario de expansión, sin capacidad disponible para cobertura del margen de reserva y una menor participación de centrales con recursos renovables variables.

Posteriormente, utilizando los modelos de optimización, se obtiene el valor actual neto de los costos asociados a cada uno de los escenarios de expansión definidos. Esto con la intención de proveer información que sirva para recomendar un plan de expansión con base en los escenarios de expansión que sea capaz de cubrir la demanda a mínimo costo.

3.10. Características del análisis de riesgos

Como paso posterior a los escenarios de expansión anteriormente planteados, se realiza un análisis de riesgos según variables de incertidumbre de mayor impacto y los escenarios de expansión. El análisis se realiza con un alto crecimiento de demanda, definido como un 1% mayor sobre el crecimiento medio de la demanda, y un escenario hidrológico seco.

3.11. Proyección de precios de combustibles

En la determinación de costos operativos para las tecnologías basadas en combustibles fósiles durante el horizonte de estudio, se consideran tasas de crecimiento de los precios de combustibles tomando como fuente de información las proyecciones publicadas por la Oficina de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos de América.¹⁴ La EIA realiza proyecciones hasta el año 2050 de precios de combustibles líquidos, sólidos y gaseosos. Estos precios de combustibles proyectados son clasificados según combustibles para uso residencial, comercial, industrial, transporte y para generación de electricidad. En el

¹⁴ U.S. Energy Information Administration (2019).

presente trabajo se asume que las tasas de crecimiento de los precios de combustibles para generación de electricidad en EEUU son aplicables a los precios de combustibles utilizados por las centrales de generación en Honduras. En este sentido, se utilizan las tasas de crecimiento del combustible *distillate fuel oil* para diésel y *residual fuel oil*¹⁵ para búnker, así como las tasas de crecimiento del carbón y gas natural tomadas del caso de referencia de las proyecciones de precios de combustible mencionadas.¹⁶ La siguiente tabla muestra las tasas de crecimiento por combustible utilizado, así como los valores base para su cálculo.

Tabla 13. Proyecciones de precios de combustibles

Año	<i>Distillate Fuel Oil</i>		<i>Residual Fuel Oil</i>		Carbón		Gas natural	
	(US\$/gal)	TC (%)	(US\$/gal)	TC (%)	(US\$/MMBtu)	TC (%)	(US\$/MMBtu)	TC (%)
2019	3.19		1.87		2.15		3.36	
2020	3.21	0.61%	1.91	1.94%	2.21	2.75%	3.59	6.85%
2021	3.18	-0.87%	2.26	18.67%	2.37	7.22%	3.63	1.11%
2022	3.11	-2.09%	2.30	1.37%	2.43	2.87%	3.78	4.13%
2023	3.11	-0.12%	2.38	3.90%	2.49	2.54%	4.06	7.41%
2024	3.16	1.53%	2.51	5.24%	2.51	0.64%	4.42	8.87%
2025	3.29	4.09%	2.62	4.45%	2.58	2.85%	4.79	8.37%
2026	3.43	4.28%	2.76	5.18%	2.64	2.05%	4.98	3.97%
2027	3.61	5.39%	2.92	5.93%	2.70	2.53%	5.10	2.41%
2028	3.71	2.67%	3.03	3.71%	2.77	2.44%	5.32	4.31%
2029	3.88	4.69%	3.17	4.73%	2.86	3.33%	5.43	2.07%

¹⁵ *Residual fuel oil* es una clasificación general de *heavy fuel oil* No.5 y No. 6; sin embargo, en el presente estudio se asume que su variación de precios representa la variación que podría experimentar el combustible búnker (*heavy fuel oil* No. 6) utilizado en Honduras.

¹⁶ El caso de referencia representa la mejor evaluación de como los mercados energéticos de EEUU y el mundo se comportarán según los supuestos usados por el EIA.

4. Resultados

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos de la simulación de los escenarios de expansión. En el Anexo A se muestran los retiros de centrales de generación que fueron considerados basándose en la finalización de los contratos según la sección 3.7.

4.1. Escenario de expansión 1

El escenario de expansión 1 se caracteriza por considerar solamente adiciones al parque de generación de centrales basadas en motores de combustión interna a lo largo de todo el horizonte de estudio en conjunto con las centrales decididas. Debido a las necesidades de generación resultantes y la utilización de solamente un tipo de fuente de generación como candidata, se agregaron a este escenario 240 MW de centrales térmicas adicionales como candidatas, según se definieron en la Sección 3.8, y no se consideró el retiro de las centrales Lufussa III y Enersa aunque sus contratos finalizan en el 2028. El resultado del cronograma de adición se presenta a continuación.

Tabla 14. Cronograma de adición de capacidad – Escenario de expansión 1

		Adiciones (MW)										
Central	Tipo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
San Alejo	Hidroeléctrica	2.1										
Santa Lucía	Hidroeléctrica	6.1										
Pinos	Biomasa	3										
Laeisz La Ensenada	Térmica	30										
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica		260									
Río Frio	Hidroeléctrica		3.4									
Camosa (Rentas)	Térmica		30									
San Lorenzo	Solar		10									
Manzanillas	Solar		21.9									
Patuca 3	Hidroeléctrica		104									
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica			200								
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica				150							
Río Molo	Hidroeléctrica				4							
Tornillito	Hidroeléctrica					160.2						
Petacon	Hidroeléctrica					11.89						
Los Planes	Hidroeléctrica					2						
Jilamito	Hidroeléctrica					14.85						
Arenales (Yaguala)	Hidroeléctrica					60.5						
El Guano	Hidroeléctrica					14.8						
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica						100					
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica							100				
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica								200			
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica									125		
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica										120	
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica											140
Total adicionado		41.2	429.3	200	154	264.24	100	100	200	125	120	140

⁽¹⁾ Central(es) de generación indicativas.

Tabla 15. Adiciones y retiros de capacidad por tipo de central – Escenario de expansión 1

Tipo de central	Adiciones (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua	8.2	3.4		4	43.54						
Hidroeléctrica de regulación		104			220.7						
Térmica	30	290	200	150		100	100	200	125	120	140
Ciclo combinado (gas natural)											
Biomasa	3										
Solar fotovoltaica		31.9									
Eólica											
Importaciones											
Total adicionado	41.2	429.3	200	154	264.24	100	100	200	125	120	140
Tipo de central	Retiros (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua											
Hidroeléctrica de regulación											
Térmica	(18.75)	(7)	(140)	(20)	(30)			(100)			
Ciclo combinado (gas natural)											
Biomasa	(26)										
Solar fotovoltaica											
Eólica											
Importaciones	(55)										
Total retirado	(99.75)	(7)	(140)	(20)	(30)	0	0	(100)	0	0	0
Balance (adiciones-retiros)	(58.55)	422	60	134	234	100	100	100	125	120	140

Notas:

[1] Dentro de la clasificación de central "Térmica" se encuentran las centrales a búnker, diésel y carbón.

[2] Dentro de la clasificación central "Solar fotovoltaica" se encuentran también las centrales solares con sistemas de almacenamiento con baterías.

Se observa en las tablas anteriores que para cubrir la demanda es necesario que inicie operación 260 MW de capacidad en el 2020. En el año 2021 es necesario que inicie operación una capacidad de generación de 200 MW para cubrir el crecimiento natural de la demanda, los retiros y el margen de reserva asignado. Las siguientes figuras muestran la evolución por año, a lo largo del horizonte de estudio, de la capacidad instalada adicional, el costo marginal promedio del sistema y el despacho de energía. En el Anexo B se encuentran el balance de potencia del período de máxima demanda y el balance de energía anual.

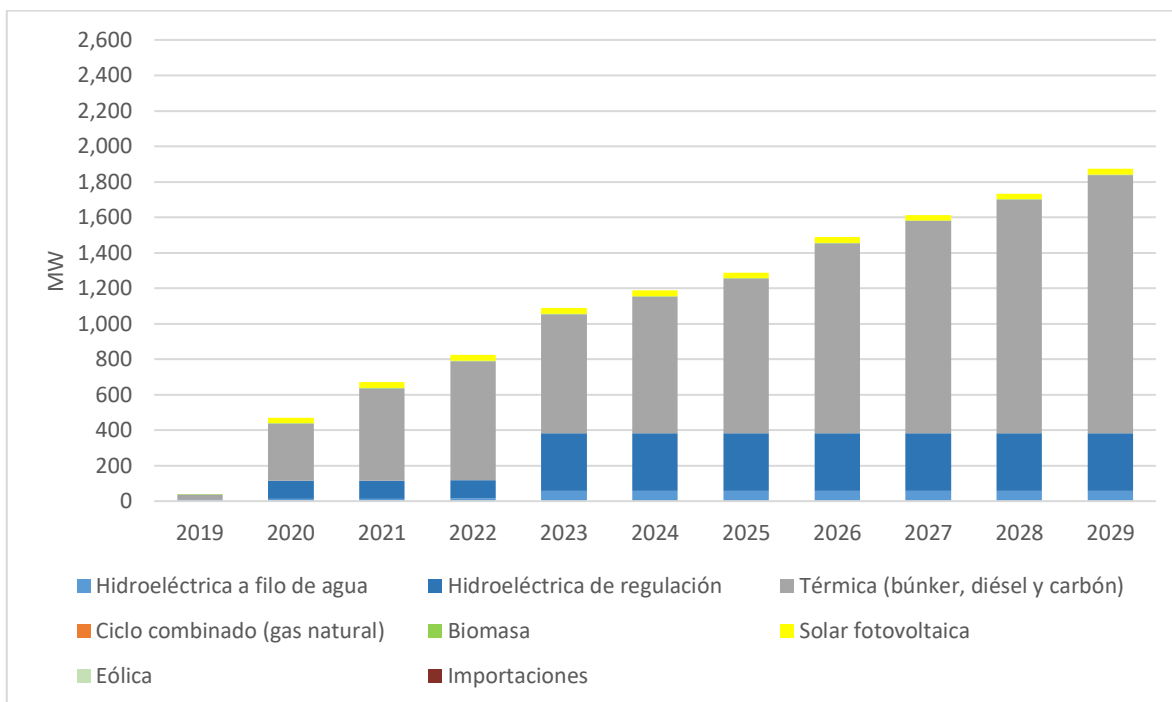


Figura 5. Capacidad instalada adicional acumulada – Escenario de expansión 1

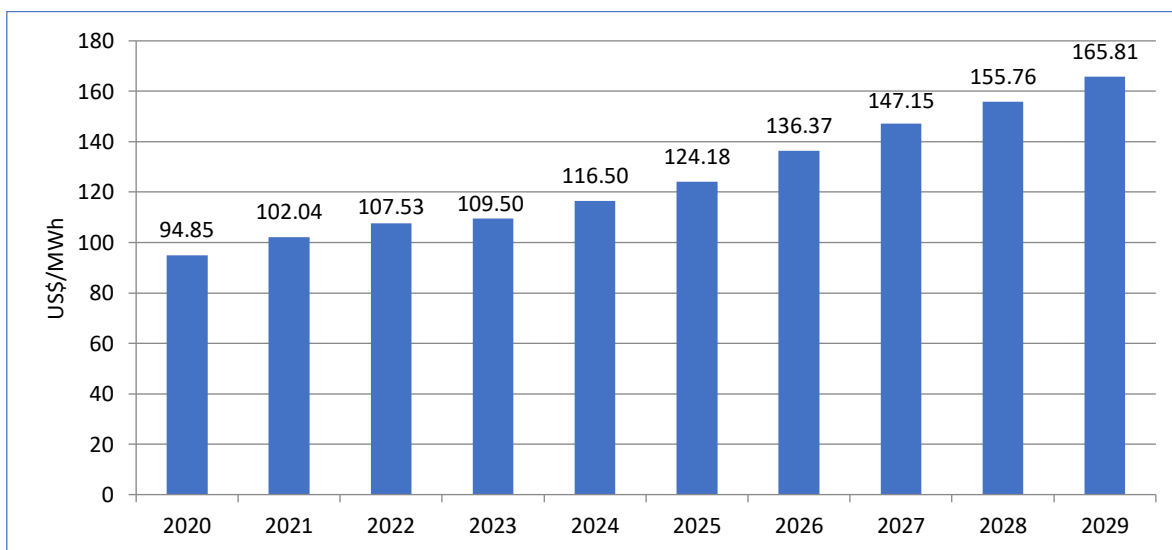


Figura 6. Costo marginal promedio – Escenario de expansión 1

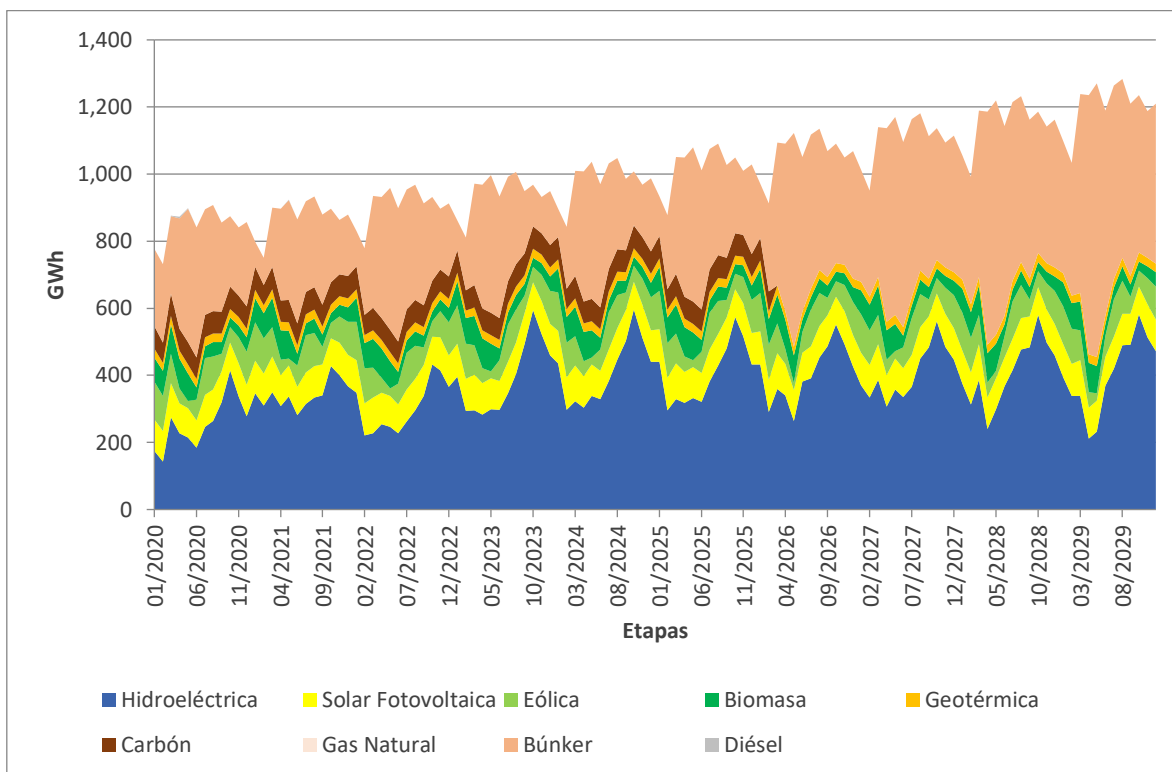


Figura 7. Despacho de energía – Escenario de expansión 1

4.2. Escenario de expansión 2

La principal característica de este escenario de expansión es que permite la incorporación de centrales de generación con motores de combustión interna y centrales de ciclo combinado a gas natural. El resultado del cronograma de adición se presenta a continuación.

Tabla 16. Cronograma de adición de capacidad – Escenario de expansión 2

		Adiciones (MW)										
Central	Tipo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
San Alejo	Hidroeléctrica	2.1										
Santa Lucía	Hidroeléctrica	6.1										
Pinos	Biomasa	3										
Laeisz La Ensenada	Térmica	30										
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica		260									
Río Frío	Hidroeléctrica		3.4									
Camosa (Rentas)	Térmica		30									
San Lorenzo	Solar		10									
Manzanillas	Solar		21.9									
Patuca 3	Hidroeléctrica		104									
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica			200								
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica				150							
Río Molo	Hidroeléctrica				4							
Tornillito	Hidroeléctrica					160.2						
Petacon	Hidroeléctrica					11.89						
Los Planes	Hidroeléctrica					2						
Jilamito	Hidroeléctrica					14.85						
Arenales (Yaguala)	Hidroeléctrica					60.5						
El Guano	Hidroeléctrica					14.8						
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo Combinado						375					
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo Combinado								270			
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo Combinado										388	
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica										270	
Total adicionado		41.2	429.3	200	154	264.24	375	-	270	-	658	-

⁽¹⁾ Central(es) de generación indicativas.

Tabla 17. Adiciones y retiros de capacidad por tipo de central – Escenario de expansión 2

Tipo de central	Adiciones (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua	8.2	3.4		4	43.54						
Hidroeléctrica de regulación		104			220.7						
Térmica (búnker, diésel y carbón)	30	290	200	150						270	
Ciclo combinado (gas natural)						375		270		388	
Biomasa	3										
Solar fotovoltaica		31.9									
Eólica											
Importaciones											
Total adicionado	41.2	429.3	200	154	264.24	375	0	270	0	658	0
Tipo de central	Retiros (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua											
Hidroeléctrica de regulación											
Térmica (búnker, diésel y carbón)	(18.75)	(7)	(140)	(20)	(30)			(100)		(467)	
Ciclo combinado (gas natural)											
Biomasa	(26)										
Solar fotovoltaica											
Eólica											
Importaciones	(55)										
Total retirado	(99.75)	(7)	(140)	(20)	(30)	0	0	(100)	0	(467)	0
Balance (adiciones-retiros)	(58.55)	422	60	134	234	375	0	170	0	191	0

Notas:

[1] Dentro de la clasificación de central "Térmica" se encuentran las centrales a búnker, diésel y carbón.

[2] Dentro de la clasificación central "Solar fotovoltaica" se encuentran también las centrales solares con sistemas de almacenamiento con baterías.

Tal como se ha identificado en el escenario de expansión 1, se observa que para cubrir la demanda es necesario que inicie operación 260 MW de capacidad a partir del 2020. En este escenario de expansión, a diferencia del anterior, en los últimos seis años del horizonte de planificación se identifica que es necesario el inicio de operación de 375 MW, 270 MW y 388 MW de capacidad para cubrir el crecimiento vegetativo de la demanda considerando centrales de ciclo combinado a gas natural. Debido a que se consideró en este escenario como retiro las centrales térmicas existentes Lufussa III y Enersa, tomando en cuenta la finalización de sus contratos, las necesidades de capacidad identificadas en el año 2028 alcanzaron un total de 658 MW. Respecto a la capacidad instalada adicional, el costo marginal promedio del sistema y el despacho de energía del escenario de expansión 2, las siguientes figuras muestran su evolución por año a lo largo del horizonte de estudio. En el Anexo B se encuentran el balance de potencia del período de máxima demanda y el balance de energía anual.

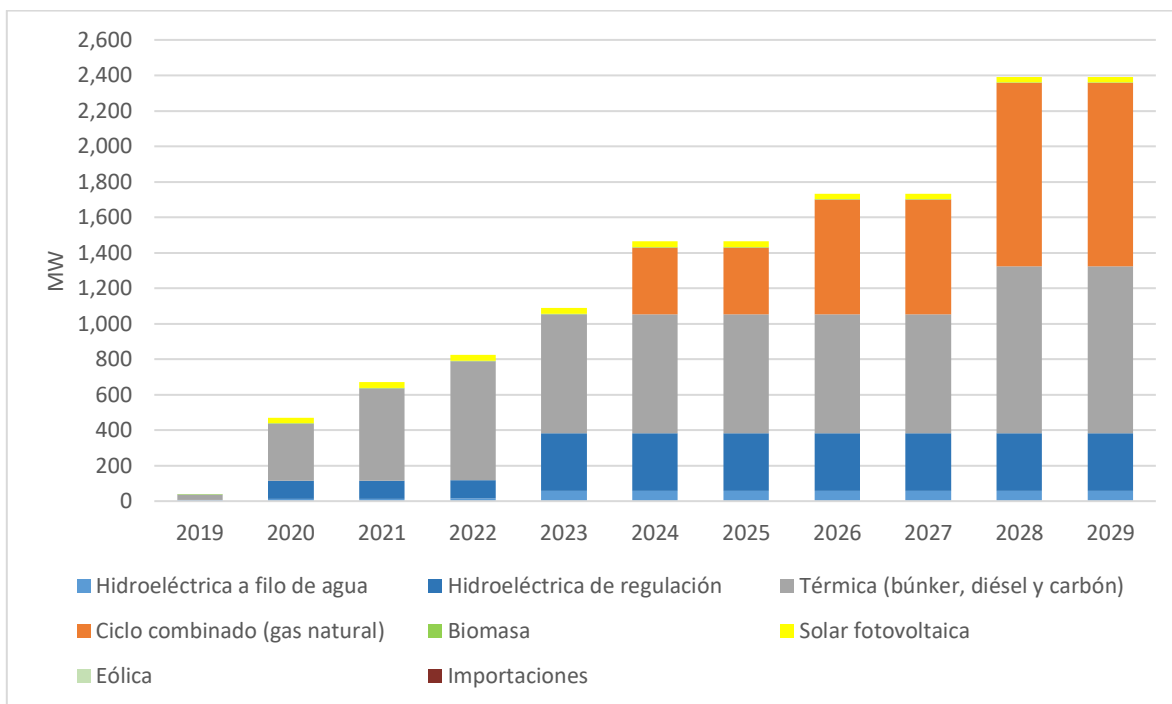


Figura 8. Capacidad instalada adicional acumulada – Escenario de expansión 2

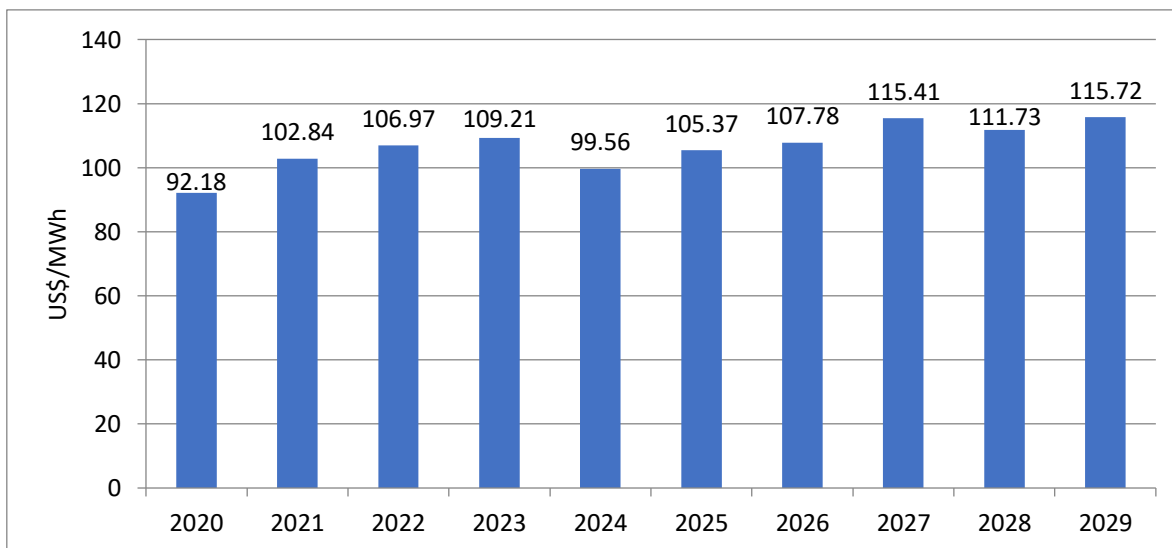


Figura 9. Costo marginal promedio – Escenario de expansión 2

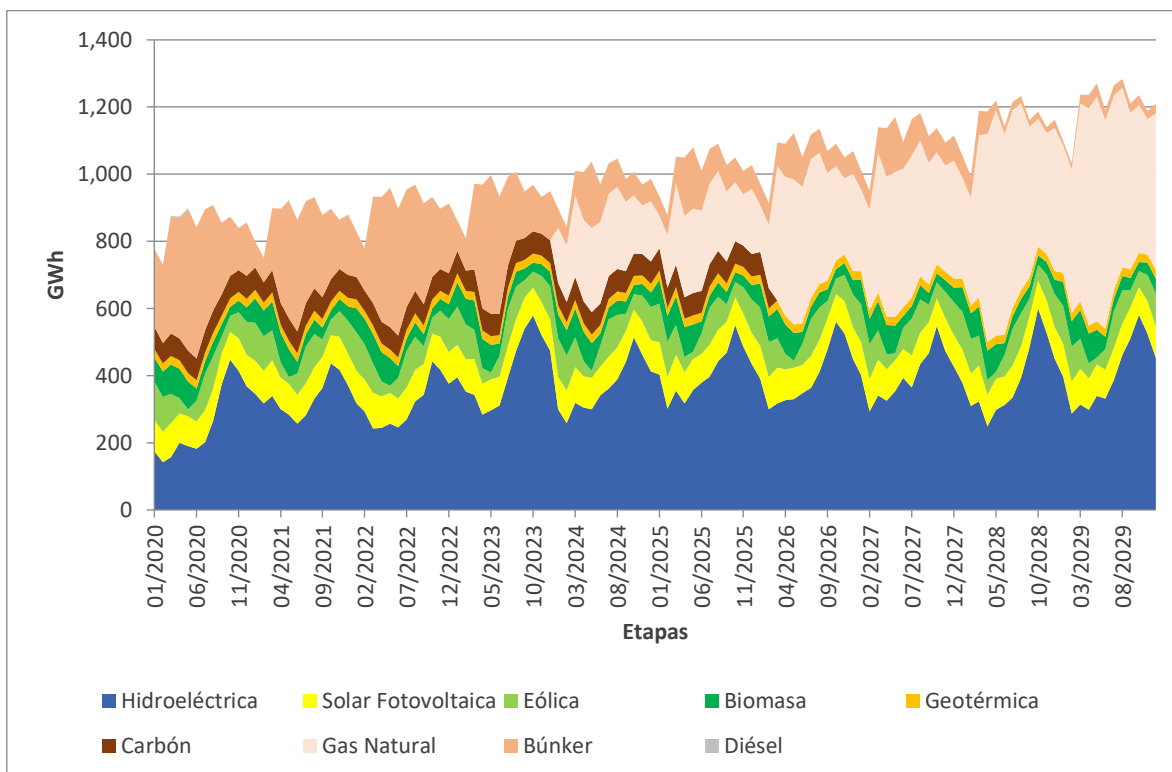


Figura 10. Despacho de energía – Escenario de expansión 2

4.3. Escenario de expansión 3

En contraste a los escenarios de expansión anteriores, este escenario de expansión incluye la posibilidad de adición de generación renovable de origen solar y eólico a partir del 2020 y 2021, respectivamente, además de la adición de capacidad de generación termoeléctrica empleándose únicamente motores de combustión interna. Entre la generación renovable se encuentran centrales solares fotovoltaicas con sistemas de baterías, caracterizadas con capacidad de almacenamiento para proveer electricidad durante el bloque que representa el período de demanda máxima nocturna. El cronograma de adición resultante se presenta a continuación.

Tabla 18. Cronograma de adición de capacidad – Escenario de expansión 3

		Adiciones (MW)										
Central	Tipo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
San Alejo	Hidroeléctrica	2.1										
Santa Lucía	Hidroeléctrica	6.1										
Pinos	Biomasa	3										
Laeisz La Ensenada	Térmica	30										
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica		260									
Río Frío	Hidroeléctrica		3.4									
Camosa (Rentas)	Térmica		30									
San Lorenzo	Solar		10									
Manzanillas	Solar		21.9									
Patuca 3	Hidroeléctrica		104									
Central(es) eólica(s) ⁽¹⁾	Eólica			100								
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica			200								
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica				150							
Río Molo	Hidroeléctrica				4							
Tornillito	Hidroeléctrica					160.2						
Petacon	Hidroeléctrica					11.89						
Los Planes	Hidroeléctrica					2						
Jilamito	Hidroeléctrica					14.85						
Arenales (Yaguala)	Hidroeléctrica					60.5						
El Guano	Hidroeléctrica					14.8						
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica						100					
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica							100				
Central(es) solar(es) fotovoltaica(s) ⁽¹⁾	Solar								150			
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica								200			
Central(es) solar(es) fotovoltaica con baterías ⁽¹⁾	Solar									50		
Central(es) solar(es) fotovoltaica(s) ⁽¹⁾	Solar									250		
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica									100		
Central(es) solar(es) fotovoltaica con baterías ⁽¹⁾	Solar										50	
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica										95	
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica											150
Total		41.2	429.3	300	154	264.24	100	100	350	400	145	150

⁽¹⁾ Central(es) de generación indicativas.

Tabla 19. Adiciones y retiros de capacidad por tipo de central – Escenario de expansión 3

Tipo de central	Adiciones (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua	8.2	3.4		4	43.54						
Hidroeléctrica de regulación		104			220.7						
Térmica	30	290	200	150		100	100	200	100	95	150
Ciclo combinado (gas natural)											
Biomasa	3										
Solar fotovoltaica		31.9						150	300	50	
Eólica			100								
Importaciones											
Total adicionado	41.2	429.3	300	154	264.24	100	100	350	400	145	150
Tipo de central	Retiros (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua											
Hidroeléctrica de regulación											
Térmica	(18.75)	(7)	(140)	(20)	(30)			(100)			
Ciclo combinado (gas natural)											
Biomasa	(26)										
Solar fotovoltaica											
Eólica											
Importaciones	(55)										
Total retirado	(99.75)	(7)	(140)	(20)	(30)	0	0	(100)	0	0	0
Balance (adiciones-retiros)	(58.55)	422	160	134	234	100	100	250	400	145	150

Notas:

[1] Dentro de la clasificación de central "Térmica" se encuentran las centrales a búnker, diésel y carbón.

[2] Dentro de la clasificación central "Solar fotovoltaica" se encuentran también las centrales solares con sistemas de almacenamiento con baterías.

Según las tablas anteriores, a diferencia del escenario de expansión 1, una capacidad instalada de 100 MW de central eólica, con bajo costo de inversión y características similares a las centrales en operación, es adicionada al sistema en el año 2021. Además, se observa la adición de 150 MW de centrales solares en el 2026 y 250 MW en el 2027. Las centrales solares fotovoltaicas de 50 MW con baterías de 15 y 10 MW, caracterizadas con capacidad de almacenamiento para proveer electricidad durante el bloque que representa el período de demanda máxima nocturna, son adicionadas en el año 2027 y 2028, respectivamente. Las siguientes gráficas muestran la capacidad instalada y acumulada adicional por año, el costo marginal promedio del sistema y el despacho de energía del presente escenario de expansión. En el Anexo B se encuentran el balance de potencia del período de máxima demanda y el balance de energía anual.

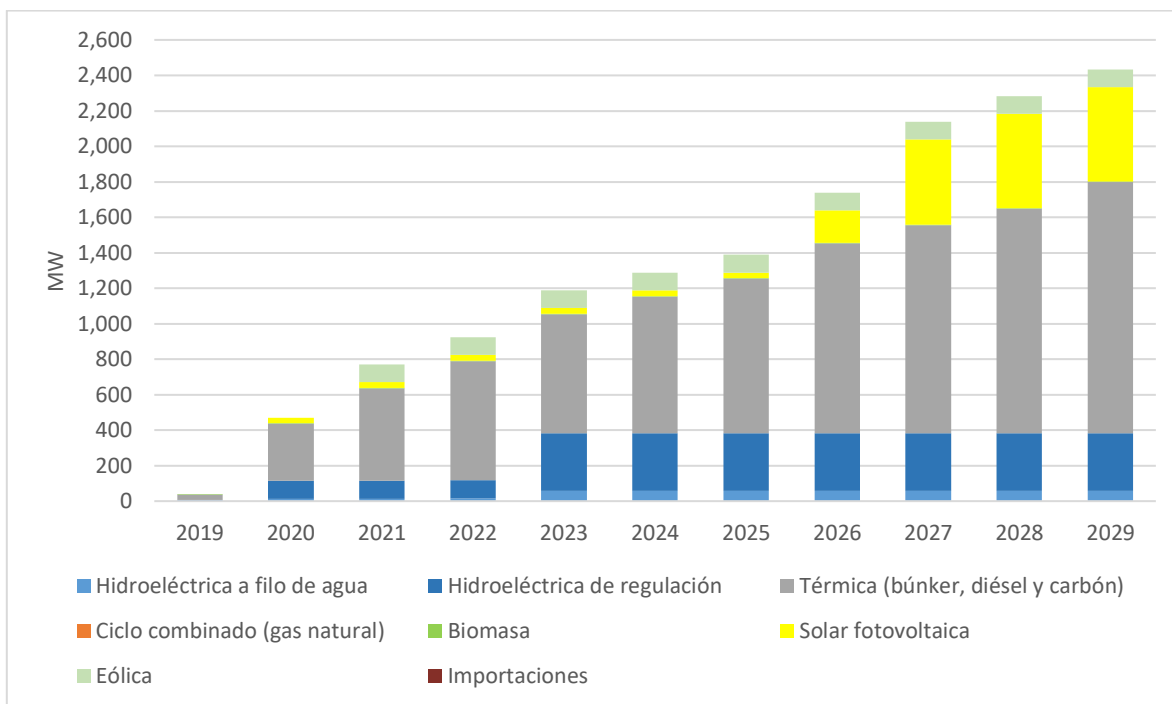


Figura 11. Capacidad instalada adicional acumulada - Escenario de expansión 3

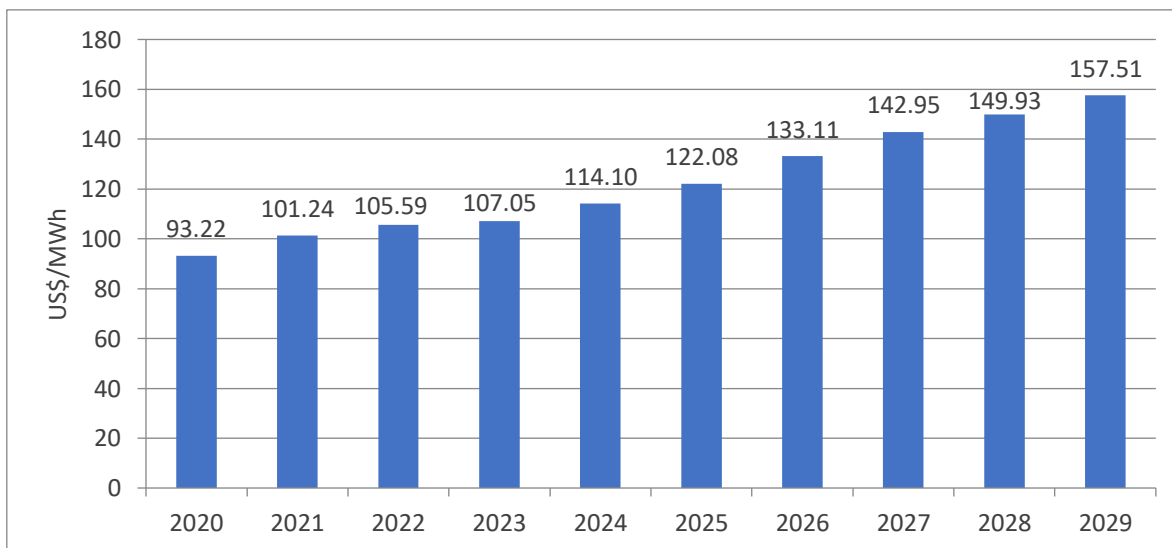


Figura 12. Costo marginal promedio – Escenario de expansión 3

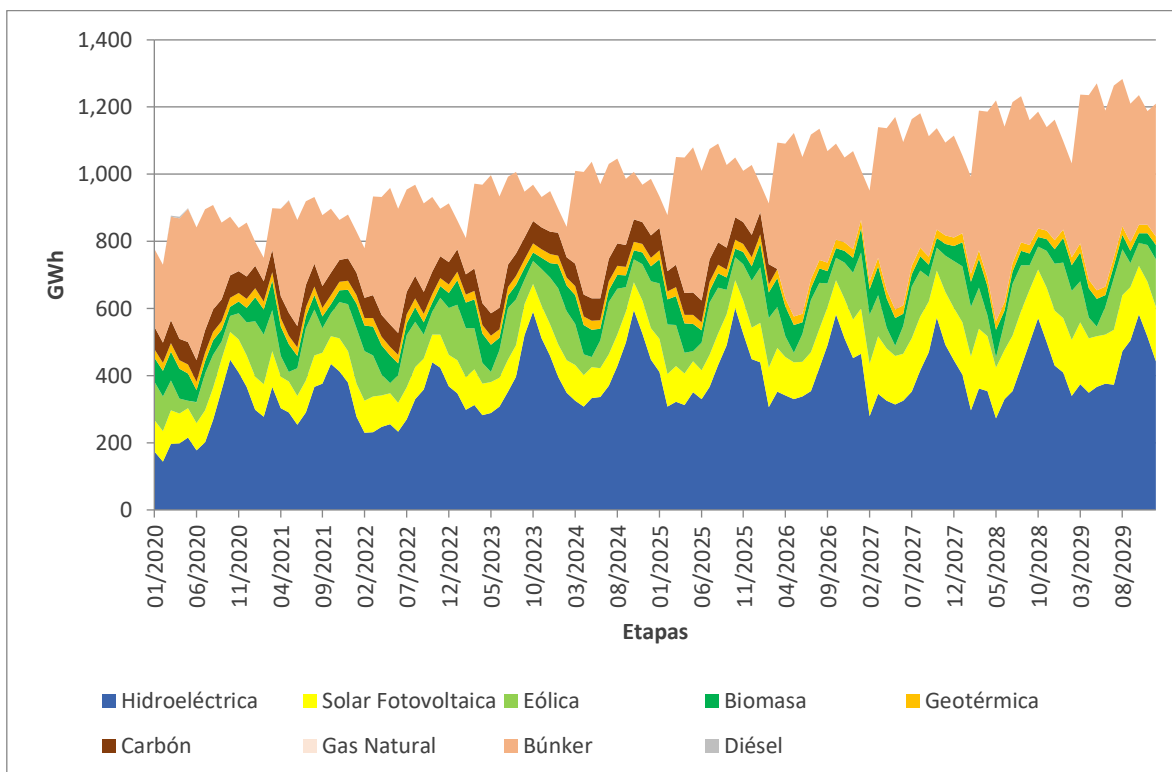


Figura 13. Despacho de energía – Escenario de expansión 3

4.4. Escenario de expansión 4

El escenario de expansión 4 plantea la adición de centrales de generación basadas en recurso renovable variable, motores de combustión interna y centrales de ciclo combinado a gas natural. Se incluyen centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y centrales solares fotovoltaicas con sistemas de baterías, caracterizadas con capacidad de almacenamiento para proveer electricidad durante el bloque que representa el período de demanda máxima nocturna. El resultado del cronograma de adición se presenta a continuación.

Tabla 20. Cronograma de adición de capacidad – Escenario de expansión 4

		Adiciones (MW)										
Central	Tipo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
San Alejo	Hidroeléctrica	2.1										
Santa Lucía	Hidroeléctrica	6.1										
Pinos	Biomasa	3										
Laeisz La Ensenada	Térmica	30										
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica		260									
Río Frío	Hidroeléctrica		3.4									
Camosa (Rentas)	Térmica		30									
San Lorenzo	Solar		10									
Manzanillas	Solar		21.9									
Patuca 3	Hidroeléctrica		104									
Central(es) eólica(s) ⁽¹⁾	Eólica			100								
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica			200								
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica				150							
Río Molo	Hidroeléctrica				4							
Tornillito	Hidroeléctrica					160.2						
Petacon	Hidroeléctrica					11.89						
Los Planes	Hidroeléctrica					2						
Jilamito	Hidroeléctrica					14.85						
Arenales (Yaguala)	Hidroeléctrica					60.5						
El Guano	Hidroeléctrica					14.8						
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo combinado						375					
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo combinado								270			
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo combinado										388	
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica										220	
Central(es) solar(es) fotovoltaica(s) con baterías ⁽¹⁾	Solar											100
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica											20
Total		41.2	429.3	300	154	264.24	375	-	270	-	608	120

⁽¹⁾ Central(es) de generación indicativas.

Tabla 21. Adiciones y retiros de capacidad por tipo de central – Escenario de expansión 4

Tipo de central	Adiciones (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua	8.2	3.4		4	43.54						
Hidroeléctrica de regulación		104			220.7						
Térmica	30	290	200	150						220	20
Ciclo combinado (gas natural)						375		270		388	
Biomasa	3										
Solar fotovoltaica		31.9									100
Eólica			100								
Importaciones											
Total adicionado	41.2	429.3	300	154	264.24	375	0	270	0	608	120
Tipo de central	Retiros (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua											
Hidroeléctrica de regulación											
Térmica	(18.75)	(7)	(140)	(20)	(30)			(100)		(467)	
Ciclo combinado (gas natural)											
Biomasa	(26)										
Solar fotovoltaica											
Eólica											
Importaciones	(55)										
Total retirado	(99.75)	(7)	(140)	(20)	(30)	0	0	(100)	0	(467)	0
Balance (adiciones-retiros)	(58.55)	422	160	134	234	375	0	170	0	141	120

Notas:

[1] Dentro de la clasificación de central "Térmica" se encuentran las centrales a búnker, diésel y carbón.

[2] Dentro de la clasificación central "Solar fotovoltaica" se encuentran también las centrales solares con sistemas de almacenamiento con baterías.

Similarmente a los escenarios de expansión anteriores, la necesidad de capacidad instalada según el cronograma de adiciones anterior corresponde a 260 MW para cubrir la demanda del 2020. Además, debe incorporarse una capacidad de 200 MW en el año 2021 y 150 MW en el año 2022 para cubrir la demanda y el margen de reserva asignado. Se observa que es necesario adicionar alrededor de 375 MW de capacidad en el año 2024. Este escenario se caracteriza por incorporar distintas tecnologías de generación. En el corto plazo, se adicionan motores de combustión interna y centrales eólicas de bajo costo de inversión. En el largo plazo, se agregan 375 MW en 2024 y 270 MW en 2026 de centrales de ciclo combinado a gas natural. Se observa que las centrales a gas natural desplazan la entrada de centrales solares fotovoltaicas con sistemas de baterías en comparación con el escenario de expansión 3. Respecto a la capacidad instalada adicional, el costo marginal promedio del sistema y el despacho de energía, las siguientes figuras muestran su evolución por año a lo largo del horizonte de estudio. En el Anexo B se encuentran el balance de potencia del período de máxima demanda y el balance de energía anual.

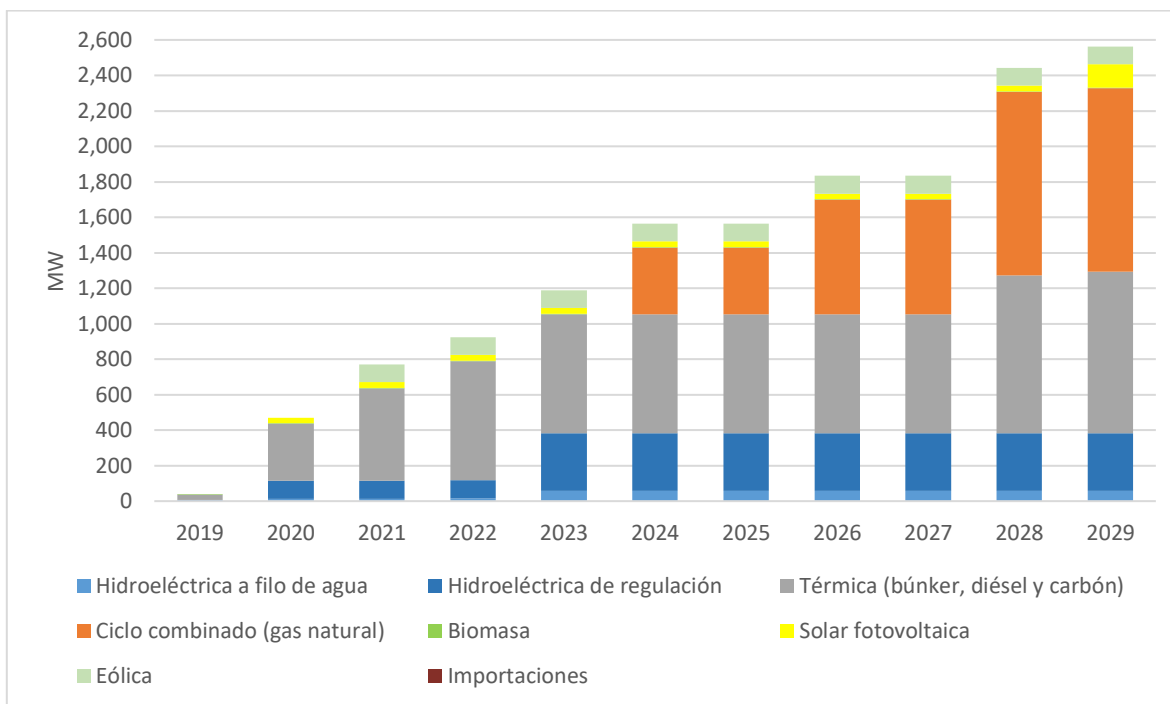


Figura 14. Capacidad instalada adicional acumulada - Escenario de expansión 4

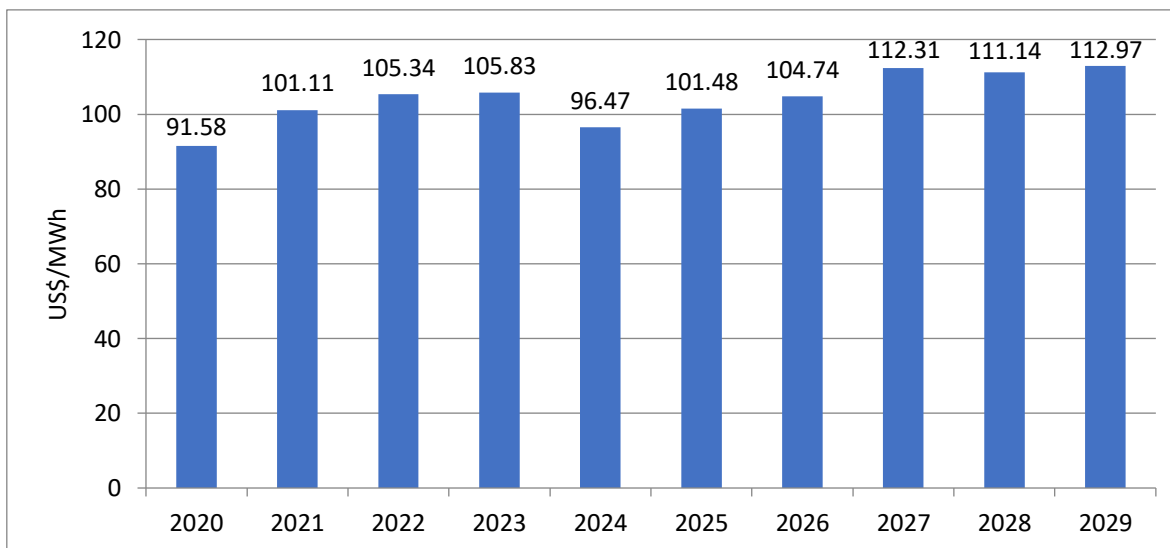


Figura 15. Costo marginal promedio – Escenario de expansión 4

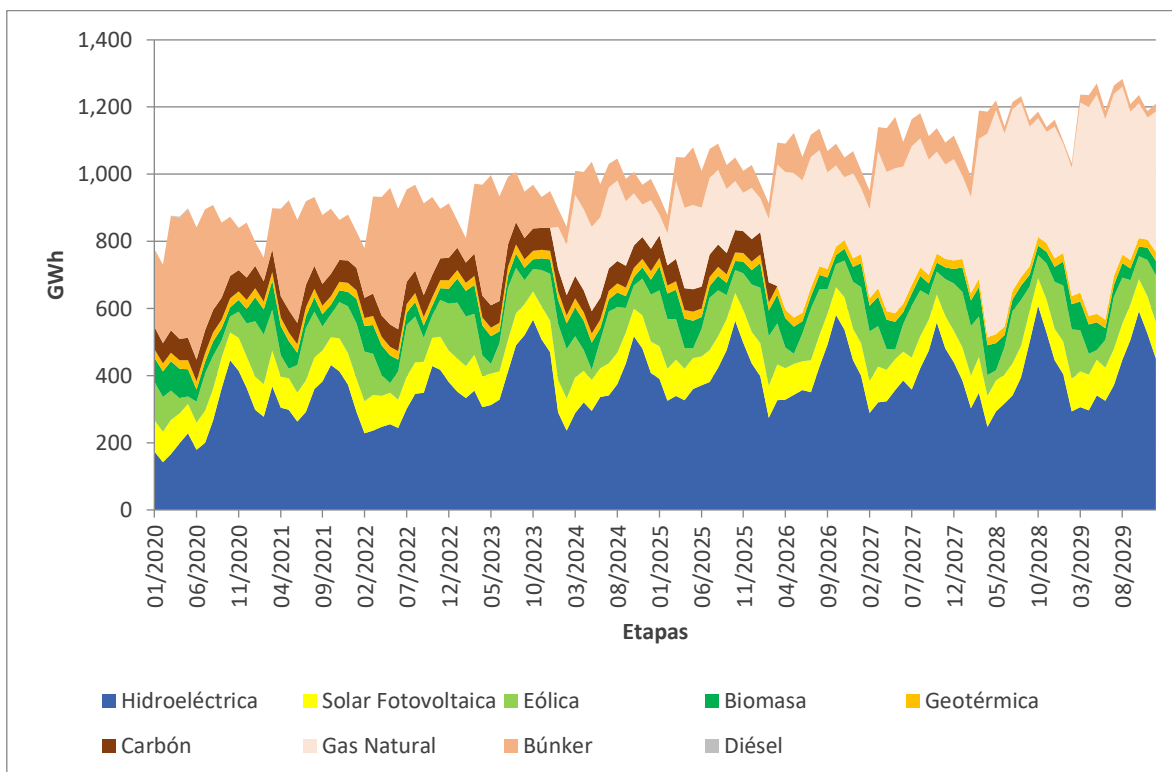


Figura 16. Despacho de energía – Escenario de expansión 4

4.5. Escenario de expansión 5

En el escenario de expansión 5 se plantea un escenario con menores incorporaciones de centrales de generación bajo el supuesto que el margen de reserva puede ser complementado mediante importaciones de oportunidad del mercado eléctrico regional. En este escenario se agregan centrales candidatas que pueden incorporarse al sistema de forma rápida para el año 2020. Este grupo de centrales consiste de 15 MW de una central genérica a carbón y un total de 175 MW de centrales genéricas con motores. El resto de centrales candidatas térmicas con motores son optimizadas a partir del año 2021 considerando que su entrada en operación mínima no podría suceder antes debido a su tiempo de construcción y la duración del proceso licitatorio para su contratación.

Respecto a las centrales renovables variables, se agregan al escenario de expansión como candidatas solamente una central eólica de 50 MW y una central solar fotovoltaica de 50 MW de capacidad instalada con un sistema de baterías de 15 MW. El sistema de baterías se caracteriza con una capacidad de almacenamiento que tiene la habilidad de proveer electricidad durante el bloque que representa el período de demanda máxima nocturna.

En este escenario se realizaron dos etapas de simulación a fin de identificar necesidades de capacidad de acorde con una estrategia esperada de contratación para el corto plazo, de 2020 a 2023, y el largo plazo, de 2024 y 2029. En la primera etapa se identifican las necesidades de capacidad firme para el corto plazo permitiendo, además, la participación de la central eólica candidata. Como resultado se obtiene un escenario de expansión de corto plazo, de 2020 a 2023.

En la siguiente etapa, se realiza una segunda optimización, dejando fijo las primeras adiciones de generación de corto plazo identificadas, iniciando la simulación a partir de 2024 y retirando las centrales con capacidad firme incorporadas en la primera etapa. Con esto se encuentra un escenario de expansión para el período restante de 2024 al 2029. El resultado del cronograma de adición del escenario de expansión se presenta a continuación.

Tabla 22. Cronograma de adición de capacidad – Escenario de expansión 5

Central	Tipo	Adiciones (MW)										
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
San Alejo	Hidroeléctrica	2.1										
Santa Lucía	Hidroeléctrica	6.1										
Pinos	Biomasa	3										
Laeisz La Ensenada	Térmica	30										
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica		175									
Central térmica a carbón ⁽¹⁾	Térmica		15									
Río Frío	Hidroeléctrica		3.4									
Camosa (Rentas)	Térmica		30									
San Lorenzo	Solar		10									
Manzanillas	Solar		21.9									
Patuca III	Hidroeléctrica		104									
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica			70								
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica				100							
Río Molo	Hidroeléctrica				4							
Tornillito	Hidroeléctrica					160.2						
Petacon	Hidroeléctrica					11.89						
Los Planes	Hidroeléctrica					2						
Jilamito	Hidroeléctrica					14.85						
Arenales Etapa I-II	Hidroeléctrica					60.5						
El Guano	Hidroeléctrica					14.8						
Central(es) eólica(s) ⁽¹⁾	Eólica					50						
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo Combinado						375					
Central(es) solar fotovoltaica(s) con baterías ⁽¹⁾	Solar							50				
Central(es) de ciclo combinado a gas natural ⁽¹⁾	Ciclo Combinado								388			
Central(es) térmica(s) de motores de combustión interna ⁽¹⁾	Térmica										600	
Total		41.2	359.3	70	104	314.24	375	50	388	-	600	-

⁽¹⁾ Central(es) de generación indicativas.

Tabla 23. Adiciones y retiros de capacidad por tipo de central – Escenario de expansión 5

Tipo de central	Adiciones (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua	8.2	3.4		4	43.54						
Hidroeléctrica de regulación		104			220.7						
Térmica	30	220	70	100						600	
Ciclo combinado (gas natural)						375		388			
Biomasa	3										
Solar fotovoltaica		31.9					50				
Eólica					50						
Importaciones											
Total adicionado	41.2	359.3	70	104	314.24	375	50	388	0	600	0
Tipo de central	Retiros (MW)										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica a filo de agua											
Hidroeléctrica de regulación											
Térmica	(18.75)	(7)	(140)	(20)	(130)	(260)		(100)		(467)	
Ciclo combinado (gas natural)											
Biomasa	(26)										
Solar fotovoltaica											
Eólica											
Importaciones	(55)										
Total retirado	(99.75)	(7)	(140)	(20)	(130)	(260)	0	(100)	0	(467)	0
Balance (adiciones-retiros)	(58.55)	352	(70)	84	184	115	50	288	0	133	0

Notas:

[1] Dentro de la clasificación de central "Térmica" se encuentran las centrales a búnker, diésel y carbón.

[2] Dentro de la clasificación central "Solar fotovoltaica" se encuentran también las centrales solares con sistemas de almacenamiento con baterías.

Se observa en las tablas anteriores que se adicionan un total de 190 MW de capacidad instalada en el año 2020 y 70 MW en el año 2021, sumando 260 MW de requerimientos de capacidad, similar a la necesidad identificada en los escenarios de expansión anteriores. Este resultado es producto de las condiciones de déficit de generación en las que se encuentra actualmente el sistema eléctrico y la demanda proyectada. Adicionalmente, se observa una necesidad de incorporar 100 MW de capacidad en el año 2022. En el año 2023, se adicionan 50 MW de una central eólica.

El cronograma de adiciones presenta, además, la incorporación de centrales de ciclo combinado a gas natural de 375 MW en el año 2024 y 388 MW en el año 2026. La central solar fotovoltaica con baterías es incorporada en el año 2025. Las siguientes figuras muestran la evolución por año, a lo largo del horizonte de estudio, de la capacidad instalada adicional, el costo marginal promedio del sistema y el despacho de energía. En el Anexo B se encuentran el balance de potencia del período de máxima demanda y el balance de energía anual.

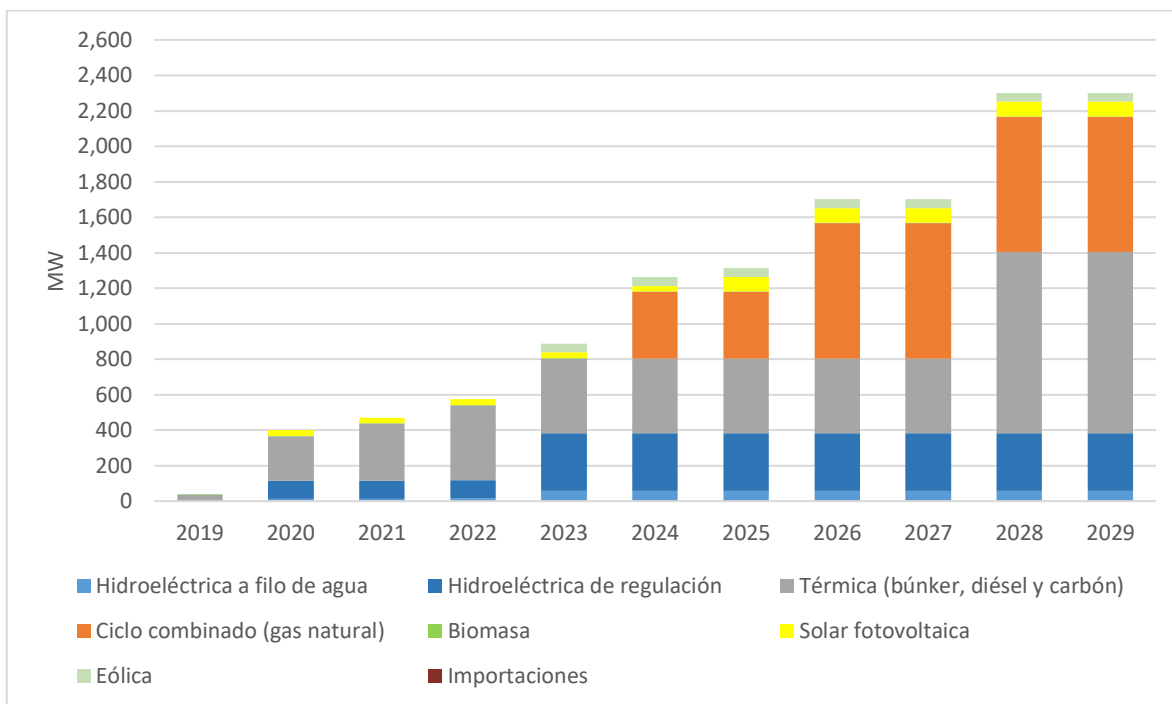


Figura 17. Capacidad instalada adicional acumulada - Escenario de expansión 5

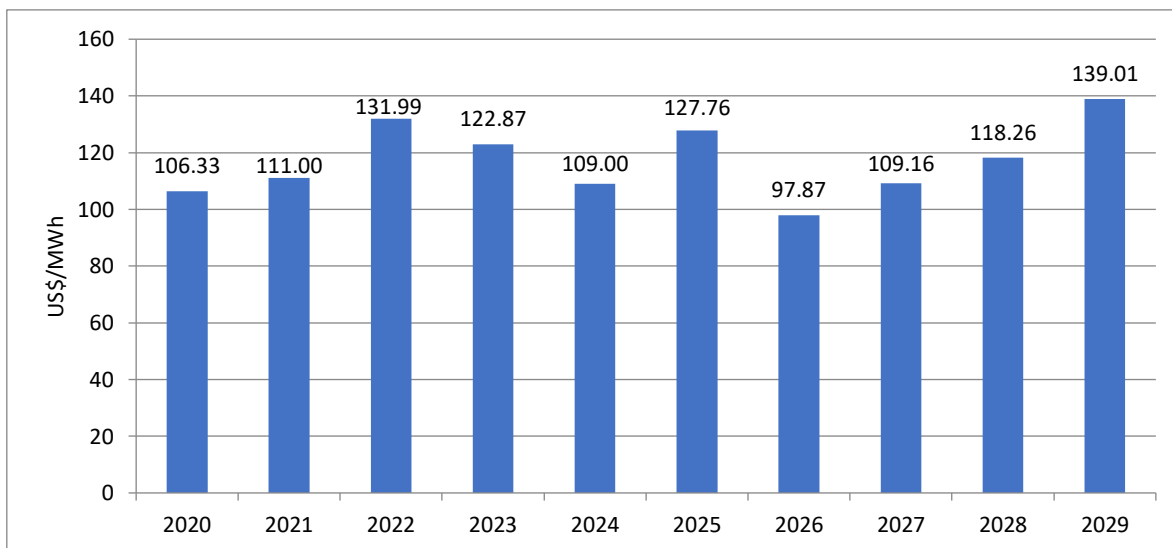


Figura 18. Costo marginal promedio – Escenario de expansión 5

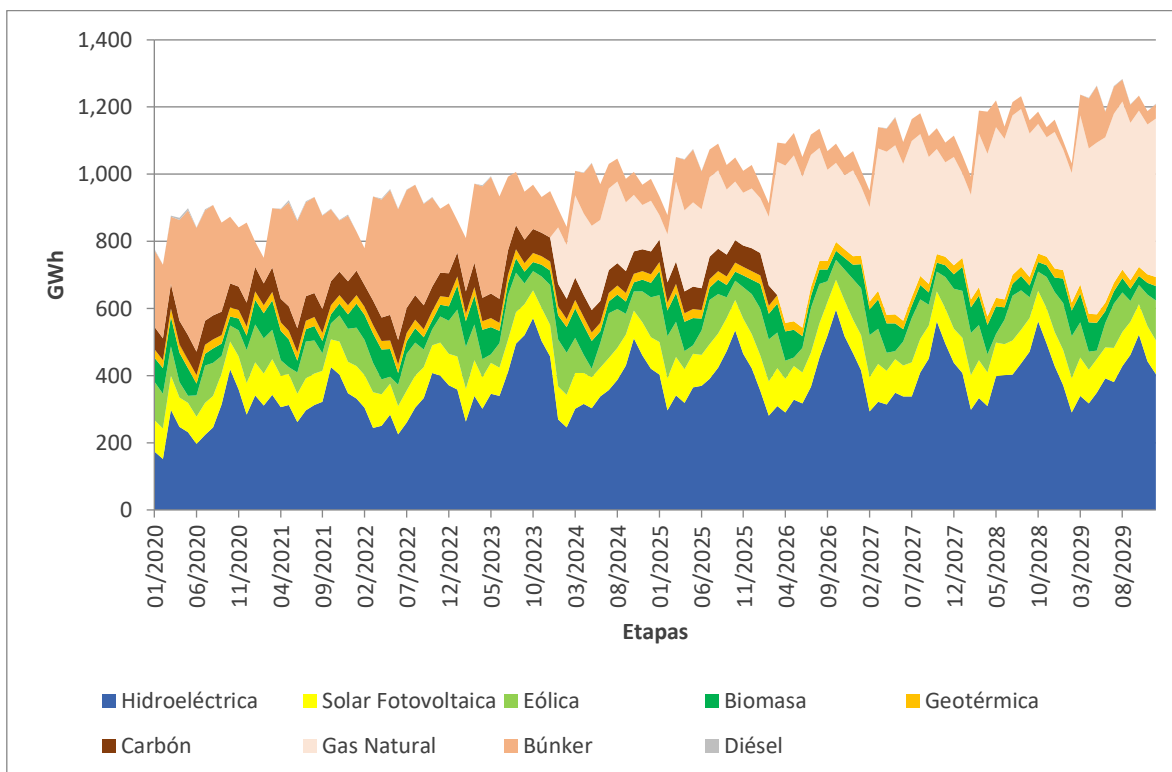


Figura 19. Despacho de energía – Escenario de expansión 5

4.6. Análisis de los escenarios de expansión

4.6.1. Evaluación económica de los escenarios de expansión

Para la selección de un plan de expansión, es necesario realizar un análisis comparativo de los costos de inversión y operativos de cada escenario de expansión. La Tabla 24 muestra el valor actual neto de los costos de cada escenario de expansión.

Tabla 24. Valor actual neto de los costos de inversión y costos operativos

Escenario	Costos de inversión (MUS\$)	Costos operativos (MUS\$)	Costo total (MUS\$)
Escenario de expansión 1	689.25	3,235.10	3,924.35
Escenario de expansión 2	836.48	2,832.60	3,669.08
Escenario de expansión 3	965.39	2,826.30	3,791.69
Escenario de expansión 4	973.96	2,624.40	3,598.36
Escenario de expansión 5	661.99	2,777.90	3,439.89

Se observa en la tabla anterior que el escenario de expansión de menor costo corresponde al escenario de expansión 5. Este escenario tiene la característica de diversificación de la matriz de generación incluyendo la incorporación de gas natural como recurso energético. Se observa que el escenario de expansión 4 es el segundo escenario de menor costo. Este escenario de expansión 4 incluye el margen de reserva asignado. El escenario que presenta el mayor costo total corresponde al escenario de expansión 1. Este escenario de expansión presenta la característica de poseer solamente opciones de expansión de generación térmicas utilizando motores de combustión interna de media velocidad y además refleja el crecimiento del precio del combustible a lo largo del escenario en análisis. Adicionalmente, se observa que en los escenarios de expansión 2 y 3, bajo los supuestos utilizados, los costos de generación serían de menor costo, en comparación con el escenario de expansión 1, si se incorpora centrales de generación basadas en gas natural o si se adiciona energía renovable de bajo costo.

4.6.2. Análisis del riesgo

Los escenarios de expansión fueron analizados según el riesgo de déficit de energía respecto a incertidumbres asociadas a variables de sensibilidad que pueden causar mayor impacto en el sistema. Las incertidumbres evaluadas incluyen el crecimiento de la demanda y los escenarios hidrológicos. En el análisis se considera un alto crecimiento de la demanda y un escenario hidrológico seco. Los resultados encontrados muestran que, bajo los supuestos y criterios utilizados, no existe riesgo de que se presente déficit de energía en los escenarios planteados, a excepción del escenario de expansión 5. No obstante, el riesgo de déficit de energía de este escenario se encuentra por debajo del criterio de confiabilidad definido. La siguiente gráfica muestra el déficit de energía del escenario de expansión 5 con un alto crecimiento de la demanda y un escenario hidrológico seco.

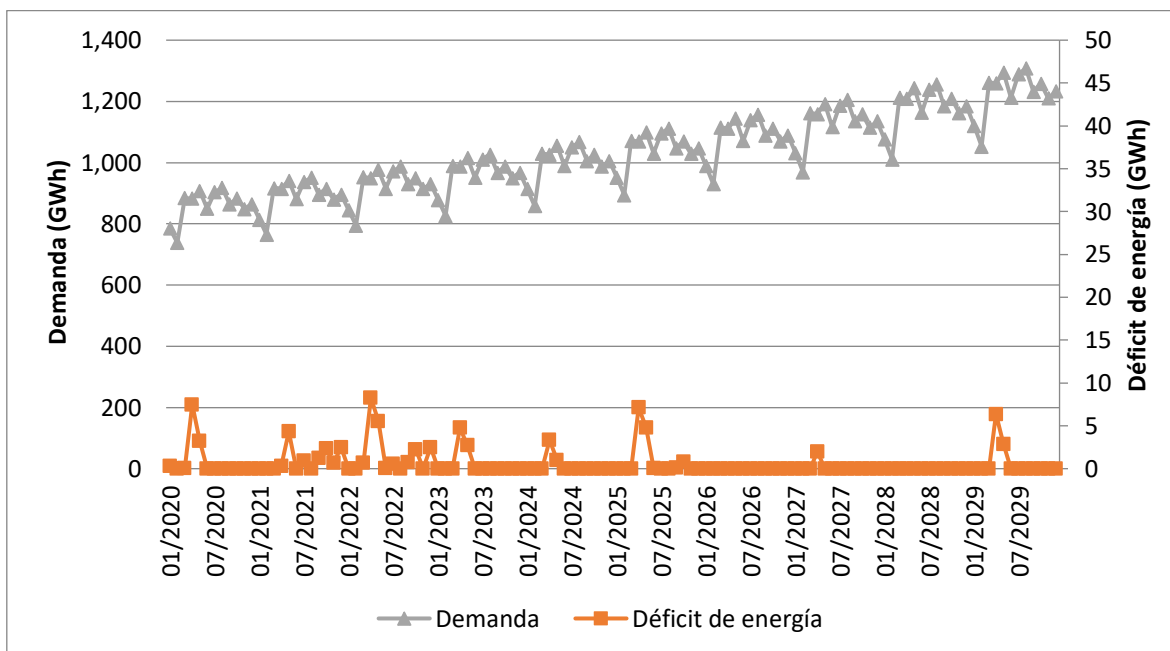


Figura 20. Déficit de energía – Escenario de expansión 5

4.6.3. Requerimientos de potencia y energía identificados

Con el propósito de mostrar los requerimientos de potencia y energía identificados mediante la simulación de la operación del mercado eléctrico, en la presente sección se muestra el déficit de potencia y energía de no realizarse incorporaciones de centrales de generación durante el horizonte de estudio. Las siguientes gráficas muestran el déficit de potencia del período de máxima demanda y el déficit de energía mensual para un escenario de hidrología promedio.

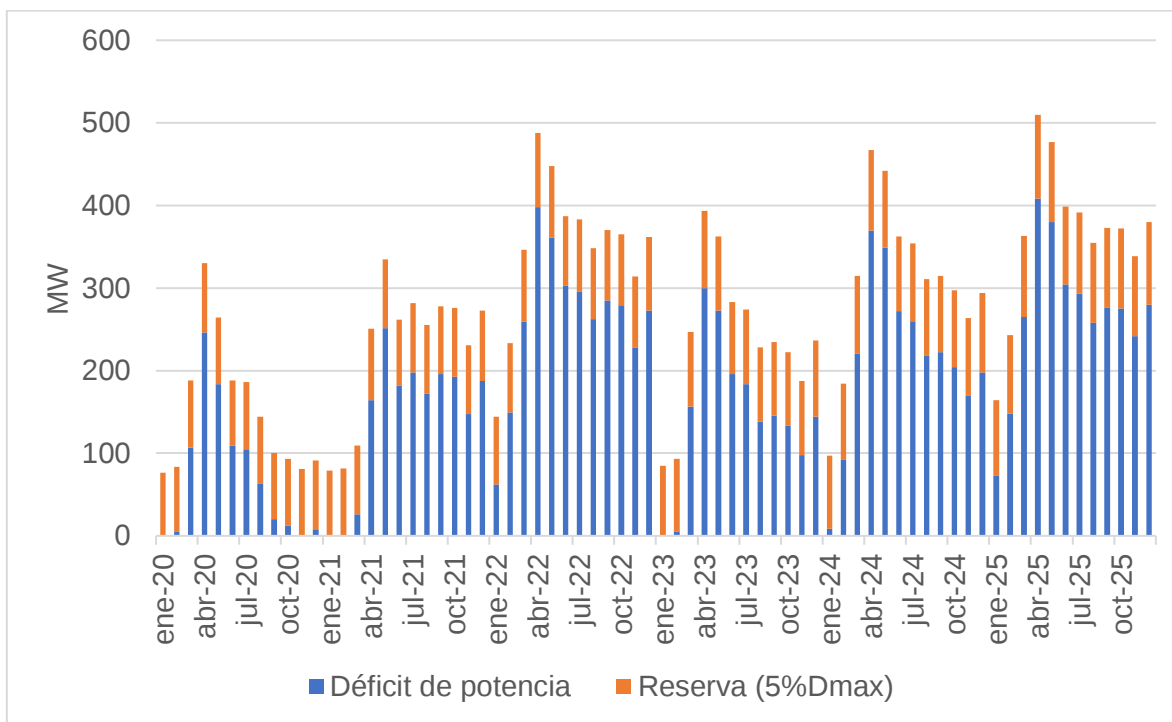


Figura 21. Déficit de potencia del período de demanda máxima, 2020 – 2025

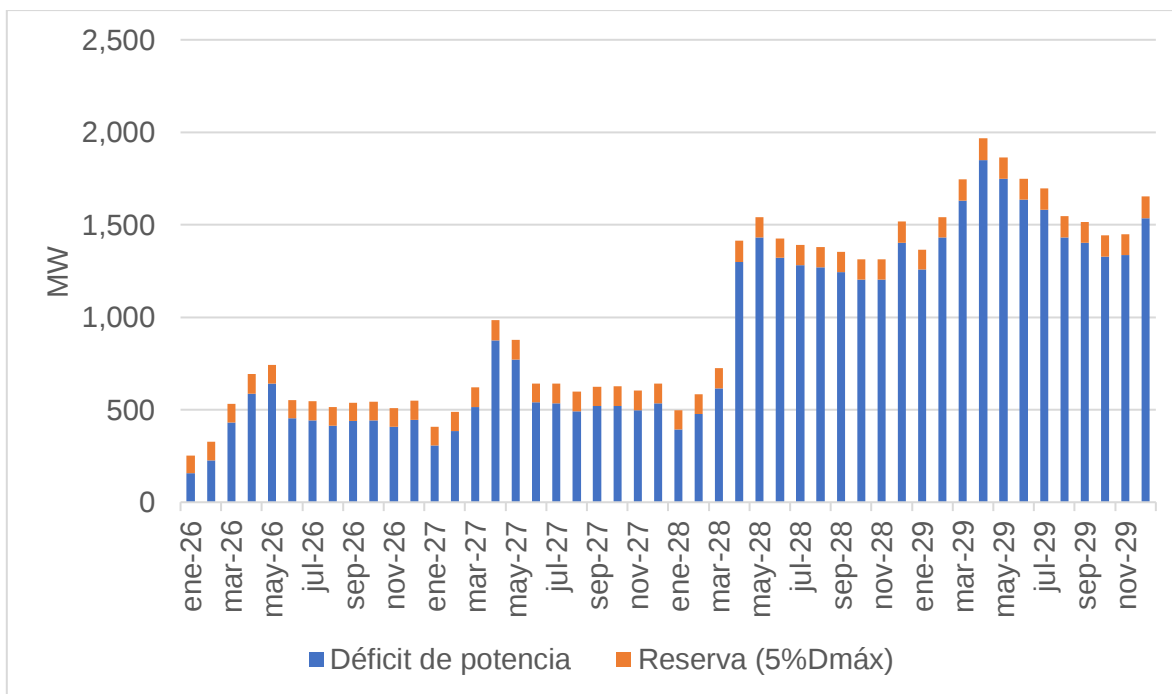


Figura 22. Déficit de potencia del período de demanda máxima, 2026 - 2029

Tabla 25. Déficit de energía mensual (GWh), 2020 - 2029

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Enero	-	-	3.85	-	0.53	4.48	9.71	19.02	35.76	289.94
Febrero	0.25	-	8.32	0.30	5.18	8.24	12.65	21.48	40.48	351.77
Marzo	6.58	1.59	16.01	9.67	13.62	16.35	26.82	47.16	65.88	519.37
Abril	14.70	9.82	23.77	17.94	22.10	24.47	64.28	126.22	364.84	722.14
Mayo	11.34	15.53	22.32	16.85	21.58	23.59	95.66	121.23	536.10	743.19
Junio	6.54	10.85	18.12	11.72	16.27	18.21	27.20	36.26	366.91	568.36
Julio	6.46	12.21	18.26	11.35	16.05	18.13	27.39	35.35	360.56	524.76
Agosto	3.93	10.62	16.19	8.55	13.44	15.90	25.93	35.79	352.53	442.37
Septiembre	1.21	11.71	17.02	8.70	13.28	16.55	26.50	37.79	322.64	407.43
Octubre	0.76	11.91	17.23	8.21	12.61	16.98	27.36	40.32	306.22	364.62
Noviembre	-	8.83	13.63	5.83	10.18	14.45	24.29	40.78	296.65	340.39
Diciembre	0.47	11.57	16.84	8.91	12.21	17.28	27.53	48.75	375.21	435.86
Total	52.25	104.64	191.55	108.02	157.03	194.62	395.32	610.16	3,423.78	5,710.20

5. Conclusiones

El plan indicativo de expansión de la generación se ha elaborado utilizando modelos de optimización de la operación del sistema y de expansión de la generación. Ambos modelos utilizan una gran cantidad de datos de entrada y opciones de ejecución, las cuales son configuradas según principios y criterios de planificación. El modelo de operación simula la operación hidrotérmica del parque de generación para suministrar la demanda al mínimo costo. El modelo de expansión de la generación optimiza las inversiones futuras de proyectos de generación planificados y candidatos. Las simulaciones permitieron identificar las necesidades de adiciones de capacidad para los siguientes diez años. Se presentan aquí las conclusiones asociadas:

- La cartera de proyectos de generación futura adicionadas al sistema según los escenarios de expansión analizados incluye una diversidad de tecnologías de generación de conocida aplicabilidad en la industria eléctrica de Honduras. Se incluyen, además, centrales de ciclo combinado a gas natural debido a su eficiencia y la tendencia regional de considerarlas en las licitaciones para contratación de generación. Adicionalmente, se consideraron centrales solares fotovoltaicas con sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías. Se recomienda en las futuras contrataciones tomar en cuenta centrales a gas natural, debido principalmente a su eficiencia y bajo costo operativo, y centrales con recursos renovables solares con sistemas de baterías, dada su característica conjunta de proveer capacidad firme y energía en el período de demanda máxima nocturna, en las futuras contrataciones.
- El presente estudio de expansión no incluyó los proyectos hidroeléctricos de propiedad estatal Patuca 2, Patuca 2A, El Tablón y Jicatuyo-Llanitos como proyectos futuros de generación debido a la incertidumbre en su desarrollo. Se recomienda que una vez que se avance en los estudios y en la decisión de construirlos, sean tomados en cuenta en los siguientes planes de expansión.
- Las centrales de generación renovables sin contrato que participan actualmente del mercado de oportunidad no fueron retiradas del sistema. Se consideró que las centrales renovables continuarían en operación bajo el supuesto que no han llegado al final de su vida útil. No obstante, se recomienda que se realice una licitación para contratar estas centrales con recursos renovables existentes que actualmente se encuentran sin contrato o que su contrato finaliza en el futuro próximo a fin que se asegure la continuidad del suministro aprovechando las capacidades que están instaladas y disponibles. Estas centrales renovables incluyen las centrales hidroeléctricas La Esperanza, Río Blanco, Zacapa y Cececapa.
- Tomando en cuenta el escenario de expansión 5, el cual representa el escenario de menor costo evaluado según los criterios utilizados, se identifica una necesidad inmediata de contratación de 260 MW de capacidad para suministrar la demanda actual y proyectada de 2020 y 2021. Se espera que se lleve a cabo una licitación pública en el

corto plazo para un primer bloque de 260 MW para centrales que posean las características de proveer capacidad firme.

- De los requerimientos mensuales de capacidad identificados, existe la necesidad de adicionar 100 MW de capacidad firme con centrales de generación para mantener la seguridad de suministro en los años 2021 al 2023. Se espera que por medio de una segunda licitación, que podría realizarse en el año 2020, se incorpore este bloque de 100 MW de capacidad firme con entrada en operación comercial en abril de 2021.
- La incorporación de centrales de generación de ciclo combinado basadas en gas natural para suplir la demanda es una opción de expansión óptima desde el año 2024, considerando la posibilidad de que para ese año se hayan construido instalaciones para la importación del combustible, las cuales deben estar aseguradas para que la central pueda entrar a operar con ese combustible o que, en cambio, se licite la central junto con la terminal de regasificación y almacenamiento como una sola licitación. Se espera que se adicionen al sistema, mediante una licitación pública internacional de largo plazo, centrales de ciclo combinado a gas natural con suficiente flexibilidad, según las características del sistema, y que asimismo no aumenten significativamente los requerimientos de reservas del sistema.
- La participación de energía renovable en la matriz eléctrica puede aumentarse en el sistema adicionando generación renovable variable en conjunto con centrales futuras que suministren capacidad firme. Sin embargo, se requiere que previamente (i) se realice un análisis económico del incremento de participación de recursos renovables según las futuras metas gubernamentales a definirse en la política energética, (ii) se elabore un estudio de penetración aceptable de integración de generación renovable variable ante el aumento de su participación y (iii) se efectúe un estudio de flexibilidad del sistema a fin de identificar necesidades adicionales asociadas.

6. Recomendaciones

De los resultados obtenidos y las conclusiones presentadas, a continuación se describen recomendaciones detalladas de contratación para el corto y largo plazo, considerando los requerimientos necesarios, debido a las características actuales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para asegurar la continuidad y seguridad del suministro de electricidad en el país.

6.1. Contrataciones de corto plazo

De los resultados, se identifica una necesidad inmediata de contratación de capacidad de 260 MW, que debe entrar en operación desde el año 2020. Se deberán diseñar y lanzar procesos de licitación a corto plazo en los que puedan participar centrales existentes sin contrato o centrales de rápida instalación, para ayudar a reducir el déficit que se presentará en el próximo año y años subsiguientes. En este sentido, se plantea la siguiente estrategia de contratación.

El primer bloque de contratación (260 MW de potencia firme) se debería regir por las siguientes condicionantes:

- Toda capacidad debería estar disponible desde abril 2020, mes en el que se incrementa la demanda del sistema.
- Se deberán considerar los esfuerzos para materializar la contratación a través del Mercado Eléctrico Regional (MER), entendiéndose que las contrataciones en el MER serían por medio de contratos firmes o físicos flexibles de corto plazo.
- Considerando las limitaciones de la red de 138 kV que alimenta el Valle de Sula, 40% o más de la capacidad contratada debe ser instalada en el departamento de Cortés tomando en cuenta las máximas y mínimas inyecciones por nodo que se muestran en el Anexo D. Esta capacidad deberá estar disponible a partir del 2020.
- A partir de mayo de 2021, no se podrá permitir la participación de más de 80 MW provenientes de la zona centro, sur y oriente del país según la agrupación por zonas del Anexo D.
- La vigencia de los contratos no deberá exceder del mes de mayo 2024.
- Se podrá permitir centrales híbridas que garanticen mantener todos los días al menos una potencia firme del 30% de la capacidad pico de la central, para cualquier período de 3 horas entre las 17:00 a 22:00 horas. El conjunto de centrales híbridas no podrá sobrepasar una capacidad instalada de 100 MW en total y solamente se deberá considerar su potencia firme en la licitación.
- Las centrales híbridas deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia cumpliendo lo siguiente:
 - a) En el caso de las centrales solares fotovoltaicas con baterías, garantizar una energía equivalente al 30% de su capacidad fotovoltaica instalada por al

menos 20 minutos destinada a este servicio de regulación. Este servicio debe estar disponible entre 06:30 a 16:30 horas.

- b) En el caso de las centrales eólicas con baterías, garantizar una energía equivalente al 15% de su capacidad instalada por al menos 20 minutos destinada a este servicio de regulación. Este servicio debe estar disponible en todo período de tiempo que su producción se encuentre sobre el 15% de su capacidad instalada durante 20 minutos.
- Estas centrales deberán interconectarse en los nodos existentes (descritos en el Anexo D) o en puntos de conexión previamente autorizados por el Operador del Sistema (ODS).

Como alternativa de contratación se puede lanzar una licitación de potencia en la que se utilice un programa de minimización de un conjunto de ofertas cumpliendo con los requerimientos de capacidad mensual identificados en este trabajo, para el periodo de 2020 al mes de mayo de 2024. Si este tipo de licitación se realiza, se podría obtener un resultado adaptado a las condiciones eficientes de la mezcla de tecnología existente en el país, considerando que las necesidades inmediatas son de potencia firme y permitiría más competencia ya que da espacio para que participen centrales con contratos próximos a vencer y tecnologías con producción estacional, aclarando que la licitación sería solo por la compra de la capacidad con opción de compra de la energía, lo que limitará el pago de la energía al precio en el mercado de oportunidad.

Además, se necesita una segunda licitación que incorpore un bloque del orden de 100 MW de capacidad instalada de centrales que provean capacidad firme, considerando los requerimientos de potencia y energía identificados en el presente estudio. Cabe mencionar que se podría realizar una única licitación contemplando los dos bloques de contratación.

El segundo bloque de contratación (100 MW) se debería regir por las siguientes condicionantes:

- Toda capacidad se deberá garantizar para estar en operación comercial en abril 2021
- El periodo de contratación no podrá exceder del mes de mayo 2024.
- Estas centrales deberán interconectarse en los nodos existentes (descritos en el Anexo D) o en puntos de conexión previamente autorizados por el Operador del Sistema (ODS).

En caso de contratarse centrales generadoras de la región, la adquisición de los derechos firmes de transmisión punto a punto podría ser anual o mensual, con oferta tope por el derecho firme de transmisión obligada en contrato. Es importante aclarar que, este tipo de contratación expone a la distribuidora a un alto riesgo de no obtener todos los meses la potencia requerida.

De los dos bloques de contratación debe asegurarse que la potencia contratada en los municipios de La Ceiba, Jutiapa o el departamento de Colón sea de 70 MW o más a partir de julio de 2021, tomando en cuenta las máximas y mínimas inyecciones por nodo que se muestran en el Anexo D. Lo anterior debido a que en la fecha antes indicada iniciará el vencimiento de los contratos de generación que mantienen el soporte de voltaje en la zona.

6.2. Contrataciones de largo plazo

Luego de evaluar las posibilidades de suministro de energía en el país, se plantearon escenarios probables y, de acuerdo a estas suposiciones, en el escenario de expansión de mínimo costo resulta una necesidad de adicionar 375 MW de generación que provea capacidad firme, que podría incorporarse al sistema en Puerto Cortés, en los tiempos en que la capacidad se requiere, por lo que se planteó en el plan de expansión de la transmisión contar con una disponibilidad en obras de transmisión necesarias en la zona para poder entregar completamente la electricidad proveniente de la nueva generación a incorporarse. Además, de los requerimientos de potencia identificados resulta que se necesita instalar 125 MW adicionales. Considerando las restricciones de la red de transmisión gran parte de esta capacidad se debería ubicar en el Litoral Atlántico a fin de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico de la zona.

Considerando los tiempos en que se pueden lograr las inversiones necesarias en transmisión, y coordinando la estrategia con la contratación de corto plazo se plantea la siguiente estrategia para el largo plazo.

El tercer bloque de contratación (500 MW) se debería regir por las siguientes condicionantes:

- Toda capacidad se deberá garantizar para estar en operación comercial en abril de 2024.
- Al menos 100 MW de los 500 MW del bloque de contratación debe estar conectado en los municipios de La Ceiba, Jutiapa y en el departamento de Colón.
- Se podrá permitir la participación de no más de 120 MW provenientes de la zona central y sur del país.
- El periodo de contratación recomendable es de 15 años.
- Esta licitación podría incorporar compra de potencia y energía, basada en puntos de conexión previamente precalificados por el Operador del Sistema para cada interesado en participar. Con este conjunto precalificado se impondrían la restricción que limiten la aceptación de estas ofertas en el modelo de licitación así encontrando un conjunto viable de conexión.
- El modelo de licitación deberá tener la capacidad de evaluar los montos mensuales de capacidad y energía.

- La licitación deberá tener neutralidad tecnológica y solo buscando los mejores costos que cubran las necesidades.
- Para mantener la flexibilidad que el sistema requiere, las centrales deberán tener la capacidad de operar con una potencia mínima del 40% de su capacidad contratada.
- Por razones de seguridad operativa ante contingencia simple, la potencia máxima perdida no podrá ser mayor a 120 MW.
- Es obligación de tener la capacidad de prestar el servicio complementario de arranque en negro, control automático de generación para reserva secundaria y control de voltaje.

Con la entrada en operación de las plantas resultantes de estas tres licitaciones se podrá mantener el suministro de la demanda proyectada hasta el año 2025. En procesos de planificación futuros se identificarán los nuevos requerimientos de capacidad firme y energía que haga posible atender la demanda para el año 2026 en adelante. El ODS recomienda reducir incertidumbres en cuanto a las fechas de entrada en operación comercial de la capacidad contratada por la ENEE, al igual que mejorar las estimaciones de la evolución de la demanda y autoproducción que se está dando en el país.

Consideramos que la alta incertidumbre de algunos proyectos de energía en el sector hace necesario que este plan se revise con mayor frecuencia en los primeros años, para acomodar mejor el dinamismo e incertidumbre que el sector está viviendo en este período.

Finalmente, y considerando los puntos anteriores, el ODS resalta la naturaleza *indicativa* que tiene este plan de expansión, dejando abierta la posibilidad de hacer actualizaciones y modificaciones que el ODS considere necesarias para el mejor funcionamiento del sistema.

7. Referencias

- BID. (2017). *La Red del Futuro*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- CEAC. (2017). *Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, Período 2018-2035*.
- CEPAL. (2019). *Estadísticas del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2018*.
- EIA. (2019). *Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050*. U.S. Energy Information Administration. Washington: U.S. Department of Energy Publisher. Obtenido de <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2019®ion=1-0&cases=ref2019&start=2017&end=2050&f=A&linechart=ref2019-d111618a.3-3-AEO2019.1-0&map=ref2019-d111618a.4-3-AEO2019.1-0&sid=&sourcekey=0>
- ENEE. (2018). Boletines Estadísticos 2018. Tegucigalpa. Obtenido de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>
- ENEE. (2019). Proyección de Demanda de Energía Eléctrica 2019 - 2033. Tegucigalpa. Obtenido de <http://www.enee.hn/planificacion/2019/PROYECCION%20DE%20LA%20DEMANDA%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA%202019-2033.pdf>
- Energy and Environmental Economics, Inc. (2014). *Capital Cost Review of Generation Technologies*. San Francisco: Western Electric Coordinating Council Publisher.
- GTW. (2018). *Gas Turbine World 2017-18 Handbook*.
- IRENA. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. International Renewable Energy Agency.
- ME. (2018). Determinación de la Tasa de Descuento para la Actividad de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Países de Centroamérica.
- PSR inc. (24 de Mayo de 2019). *Software OptGen*. Obtenido de PSR inc. Web site: <https://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4042>
- PSR inc. (2018). *Manual de Usuario OptGen v7.4*. Rio de Janeiro: PSR inc.
- PSR inc. (2018). *Manual del Usuario SDDP v15.1*. Rio de Janeiro: PSR inc.
- PSR inc. (24 de Mayo de 2019). *Software SDDP*. Obtenido de PSR inc Web site: <https://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4030>

Anexo A

Tabla 26. Cronograma de retiros de capacidad

Planta	Tipo	Retiros (MW)										
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Jaguar	Térmica	15										
Orazul	Térmica	30										
Quetzal	Térmica	10										
La Grecia	Biomasa	26										
Celsur Carbón	Térmica	18.75										
Emce Choloma	Térmica			50								
Lufussa Valle	Térmica			70								
Laeisz San Isidro	Térmica			20								
Laeisz Juticalpa ⁽¹⁾	Térmica		7									
Laeisz Ceiba	Térmica				20							
Laeisz La Ensenada	Térmica					30						
Becosa	Térmica								100			
Lufussa III	Térmica										240	
Enersa	Térmica										227	
Total		99.75	7.0	140	20	30	-	-	100	-	467	-

⁽¹⁾ Laeisz Juticalpa opera actualmente en el mercado de oportunidad por lo que se supone que su retiro sucedería en 01/09/2020 con la entrada de Patuca III.

Anexo B

Tabla 27. Balance de potencia en demanda máxima (MW) – Escenario de expansión 1

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	424.33	533.63	512.30	702.96	711.45	715.26	615.81	517.30	490.90	463.70
Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32
Biomasa	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82
Geotérmica	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Carbón	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	-	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Búnker	854.57	897.47	985.74	866.03	931.84	1,008.85	1,279.12	1,466.32	1,587.12	1,708.17
Diésel	100.44	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	7.10	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 28. Balance de energía (GWh) – Escenario de expansión 1

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	3,079.60	4,113.50	3,634.40	4,684.80	4,908.20	4,851.60	4,871.40	4,882.30	4,893.00	4,852.60
Solar fotovoltaica	1,098.00	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70
Eólica	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20
Biomasa	660.50	660.61	660.75	659.09	659.93	660.21	660.84	660.84	660.84	660.84
Geotérmica	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60
Carbón	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	127.44	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Búnker	3,366.30	2,585.20	3,470.90	2,853.60	3,080.30	3,627.70	4,760.10	5,413.60	5,975.80	6,586.60
Diésel	10.81	0.78	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 29. Balance de potencia en demanda máxima (MW) – Escenario de expansión 2

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	436.68	524.88	491.98	678.75	704.60	700.38	723.68	716.48	679.07	709.59
Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eólica	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32	51.32
Biomasa	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82
Geotérmica	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Carbón	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	-	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	337.50	337.50	580.51	580.51	929.70	929.70
Búnker	854.57	905.09	1,006.06	890.24	601.19	686.23	590.75	686.65	469.24	532.60
Diésel	95.08	1.14	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	0.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 30. Balance de energía (GWh) – Escenario de expansión 2

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	3,113.80	4,046.70	3,772.40	4,962.70	4,403.90	4,895.10	4,798.30	4,822.20	4,665.20	4,886.00
Solar fotovoltaica	1,098.00	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70
Eólica	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20	919.20
Biomasa	659.44	660.49	660.75	660.12	659.72	660.22	660.20	660.42	660.84	660.84
Geotérmica	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60
Carbón	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	127.44	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	2,505.50	2,439.70	3,908.60	4,415.00	5,757.80	6,227.20
Búnker	3,336.00	2,651.60	3,333.00	2,574.60	1,079.30	1,144.50	925.34	1,059.10	445.78	325.96
Diésel	8.39	1.29	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	0.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 31. Balance de potencia en demanda máxima (MW) – Escenario de expansión 3

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	432.51	500.54	498.04	675.25	693.79	690.11	700.42	625.52	692.55	607.98
Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	15.00	25.00	25.00
Eólica	51.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32
Biomasa	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82
Geotérmica	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Carbón	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	-	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Búnker	854.57	907.76	980.99	874.75	930.49	1,014.99	1,175.52	1,324.11	1,341.45	1,519.88
Diésel	97.83	3.81	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	1.52	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 32. Balance de energía (GWh) – Escenario de expansión 3

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	3,158.80	4,051.50	3,666.40	4,667.10	4,912.40	4,901.90	4,921.20	4,803.60	4,797.50	5,106.00
Solar fotovoltaica	1,098.00	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,370.50	1,825.90	1,915.00	1,933.20
Eólica	919.20	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00
Biomasa	659.70	660.35	660.07	657.71	658.39	658.94	660.61	660.84	660.84	660.84
Geotérmica	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60
Carbón	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	127.44	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Búnker	3,289.20	2,275.70	3,068.80	2,501.90	2,706.80	3,207.80	4,096.90	4,423.10	4,913.10	5,156.90
Diésel	9.95	1.70	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	0.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 33. Balance de potencia en demanda máxima (MW) – Escenario de expansión 4

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	435.69	502.07	491.18	680.09	707.08	718.19	725.15	722.91	680.39	695.67
Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.00
Eólica	51.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32	70.32
Biomasa	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82	121.82
Geotérmica	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Carbón	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	-	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	337.50	337.50	580.51	580.51	929.70	929.70
Búnker	854.57	906.56	987.85	869.90	579.70	649.43	570.28	661.21	448.91	502.51
Diésel	95.86	3.47	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	0.30	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 34. Balance de energía (GWh) – Escenario de expansión 4

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	3,142.50	4,062.90	3,728.20	4,955.90	4,327.10	4,892.80	4,860.90	4,809.30	4,714.00	4,860.80
Solar fotovoltaica	1,098.00	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,246.70
Eólica	919.20	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00	1,290.00
Biomasa	659.59	660.21	660.21	660.02	658.22	658.66	660.37	660.24	660.84	660.84
Geotérmica	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60
Carbón	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	788.40	127.44	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	2,323.00	2,169.00	3,593.50	4,150.70	5,355.30	5,810.50
Búnker	3,308.00	2,264.60	3,006.90	2,210.70	969.35	1,048.20	806.77	965.71	428.62	278.03
Diésel	7.62	1.56	-	-	-	-	-	-	-	-
Déficit	0.02	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 35. Balance de potencia en demanda máxima (MW) – Escenario de expansión 5

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	420.68	523.08	497.76	714.98	701.09	717.29	726.51	717.49	711.85	698.90
Solar fotovoltaica	-	-	-	-	-	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Eólica	51.32	51.32	51.32	60.82	60.82	60.82	60.82	60.82	60.82	60.82
Biomasa	121.80	121.80	121.80	121.80	121.80	121.80	121.80	121.80	121.80	121.80
Geotérmica	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Carbón	103.50	103.50	103.50	103.50	90.00	90.00	-	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	337.50	337.50	686.70	686.70	686.70	686.70
Búnker	778.08	863.59	847.29	757.28	536.78	536.78	457.08	532.86	654.99	609.79
Diésel	100.55	30.97	58.25	31.19	28.89	31.25	0.17	14.86	-	31.25
Déficit	73.64	-	81.27	42.56	29.54	76.81	-	7.22	-	120.76

Tabla 36. Balance de energía (GWh) – Escenario de expansión 5

Tipo de central	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Hidroeléctrica	3,147.20	3,981.70	3,719.20	4,908.00	4,340.50	4,804.00	4,803.70	4,722.60	4,947.20	4,699.20
Solar fotovoltaica	1,098.00	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,127.70	1,198.30	1,211.90	1,211.90	1,211.90	1,211.90
Eólica	919.20	919.20	919.20	1,104.60	1,104.60	1,104.60	1,104.60	1,104.60	1,104.60	1,104.60
Biomasa	660.30	660.54	660.54	659.88	659.39	659.61	660.27	659.83	660.68	660.68
Geotérmica	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60	306.60
Carbón	847.07	855.55	864.18	854.67	788.40	788.40	127.44	-	-	-
Gas natural	-	-	-	-	2,452.40	2,357.90	3,889.50	4,552.00	5,013.00	5,604.20
Búnker	3,224.40	2,628.10	3,288.70	2,369.20	1,003.30	1,045.60	669.25	750.71	639.00	836.75
Diésel	21.92	21.45	14.19	3.78	3.55	7.13	0.01	1.32	0.04	11.37
Déficit	5.24	1.13	7.66	4.86	3.86	9.19	-	0.57	0.01	18.15

Anexo C

Tabla 37. Centrales de generación existentes en el país de propiedad privada sin contrato

Central	Tecnología	Combustible	Capacidad instalada (MW)	Comentarios
Envasa Naco	Turbina de vapor	Carbón	8	
Envasa San Jorge	Turbina de vapor	Carbón	7.1	
Progressive	Motor de combustión interna	Búnker	54	
Elcosa	Motor de combustión interna	Búnker	70	
Park Energy	Motor de combustión interna	Búnker	4	Capacidad posiblemente disponible de un total de 14.5 MW de capacidad instalada
Elcatex	Motor de combustión interna	Búnker	14	Capacidad posiblemente disponible de un total de 21 MW de capacidad instalada
Laeisz	Motor de combustión interna	Diésel	55	Capacidad disponible a la entrada en operación comercial de la central La Ensenada
Lufussa I	Turbina de gas	Diésel	30	Capacidad comprometida como respaldo para Lufussa 240 MW. Sin embargo, Lufussa I podría participar del mercado de oportunidad
La Grecia	Biomasa	Biomasa	26	
CISA (La Esperanza)	Hidroeléctrica	-	12.8	
Río Blanco	Hidroeléctrica	-	5	

Anexo D

Tabla 38. Máximas y mínimas inyecciones por punto de interconexión

Punto de inyección	Voltaje nominal de nodo	Máxima inyección	Zona del país	Limitación 1	Limitación 2	Limitación 3
Termica Sulzer (TSZ)	138 kV	80 MW	Norte	80 MW	110 MW	Permitido
Masca (MAS)	138 kV	80 MW	Norte			
San Pedro Sula Sur (SPS)	138 kV	80 MW	Norte			
Villanueva (VNU)	138 kV	80 MW	Norte			
Naco (NCO)	138 kV	50 MW	Norte			
Bermejo (BER)	138 kV	120 MW	Norte	150 MW		
La Puerta (LPT)	138 kV	150 MW	Norte			
Bellavista (BVI)	138 kV	150 MW	Norte			
Circunvalación (CIR)	138 kV	150 MW	Norte			
Elcatex (ETX)	69 kV	25 MW	Norte	25 MW		
Choloma (CHM) ¹	138 kV	50 MW	Norte	50 MW		
Ceiba Térmica (CTE)	138 kV	100 MW	Litoral Atlántico	100 MW	70 MW	
San Isidro (SIS)	138 kV	100 MW	Litoral Atlántico			
Reguleto (RGU)	138 kV	100 MW	Litoral Atlántico			
Isletas (ISL)	138 kV	100 MW	Litoral Atlántico			
San Buenaventura (SBV)	230 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente	80 MW	Sin limitación	No permitido
Amarateca (AMT)	230 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			
Suyapa (SUY)	230 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			
Pavana (PAV)	230 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			
Lufussa Valle (LUV) ¹	230 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			Permitido
Aguacaliente (AGC)	230 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			
Siguatepeque (SGT)	138 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			
Piedras Azules (PAZ)	138 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			
Comayagua (CYG)	138 kV	80 MW	Centro, Sur y Oriente			
Zamorano (ZAM) ²	69 kV	20 MW	Centro, Sur y Oriente	20 MW		
Ojo de Agua (ODA) ²	69 kV	20 MW	Centro, Sur y Oriente			
Danlí (DAN) ²	69 kV	20 MW	Centro, Sur y Oriente			

Notas:

(¹) Capacidad disponible al final del período contractual de las centrales conectadas a estas subestaciones.

(²) Capacidad disponible individual en ZAM, ODA y DAN es igual a 20 MW. En conjunto tienen una capacidad máxima de 20 MW.

Limitación 1: Máxima capacidad admisible por grupo de subestaciones eléctricas

Limitación 2: Mínima capacidad requerida por zona

Limitación 3: Inyección de energía renovable variable