



## **ENTE OPERADOR REGIONAL**

DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

# **PREMISAS TÉCNICAS DE LA PLANIFICACIÓN REGIONAL 2024-2038**

(Conforme a lo establecido en el Resuelve Cuarto de la Resolución CRIE-30-2022,  
y los numerales 10.1.5, 10.3.3.1 y 10.3.5.4 del Libro III del RMER)

Elaborado por:	Coordinación de la Planificación del Sistema
Fecha:	Enero de 2023



# Contenido

1	Nomenclaturas .....	1
2	Referencias regulatorias.....	1
3	Objetivos y Alcances de los Estudios de Planificación Regional .....	3
3.1	Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo.....	3
3.2	Estudio de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional .....	3
4	Premisas Técnicas para el desarrollo de los Estudios de Planificación Regional .....	5
4.1	Información a considerar .....	5
4.2	Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo.....	6
4.3	Estudio de Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo.....	7
4.4	Estudio de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo .....	9
5	Anexos .....	14
	Anexo I - Proyecciones de demanda.....	14
	Anexo II - Proyección de precios de los combustibles .....	26



## 1 Nomenclaturas

Nomenclatura	Significado
<b>CCSD</b>	Criterios de Calidad, Seguridad, y Desempeño
<b>CDMER</b>	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional
<b>COIIM</b>	Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima
<b>COT</b>	Capacidad Operativa de Transmisión
<b>CRIE</b>	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
<b>EOR</b>	Ente Operador Regional
<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional
<b>OS/OM</b>	Operador del Sistema Nacional/Operador de Mercado Nacional
<b>RMER</b>	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
<b>RTR</b>	Red de Transmisión Regional
<b>SER</b>	Sistema Eléctrico Regional
<b>SPGTR</b>	Sistema de Planificación de la Generación y Transmisión Regional

## 2 Referencias regulatorias

La CRIE a través de la Resolución CRIE-30-2022 aprobó modificaciones a los Capítulos 10 y 11 del Libro III del RMER y a numerales de otros capítulos del RMER que relacionan aspectos, conceptos, términos y definiciones de uso en la Planificación de la expansión de la Generación y la Transmisión Regional.

**Numeral 10.1.4 del libro III del RMER:** *El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.*

**Numeral 10.1.5 del Libro III del RMER:** *El EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional, a más tardar el último día hábil de octubre, previo al año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, debiendo*



*formalizar y publicar la política de integración eléctrica regional o las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional.*

**Numeral 10.3.3.1 del Libro III del RMER:** *Para la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, partiendo de un Escenario de Autosuficiencia de los Países Miembros u otros derivados de la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o en su defecto de las premisas técnicas mínimas elaboradas por el EOR.*

**Numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER:** *El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:*

a) *Etapas del horizonte de estudio:*

i. *etapa no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado); y*

ii. *etapa optimizable: corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional u otros proyectos que consideren las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER y enlaces extraregionales.*

b) *Escenarios de expansión de la generación: Los escenarios deberán ser representativos y considerarán, al menos:*

i. *un escenario base;*

ii. *un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y*

iii. *un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.*

*Para los escenarios de los romanos ii. y iii. de este literal, se podrá considerar la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o las premisas técnicas mínimas que emita el EOR.*

**Resolución CRIE-30-2022, Resuelve CUARTO. ESTABLECER** como disposición transitoria, a efectos de garantizar la debida aplicación de la modificación aprobada en el punto anterior, que, por una única vez, en el primer ejercicio de planificación de la generación y la transmisión



*regional, el Ente Operador Regional (EOR) utilice las premisas técnicas mínimas que formalice y publique.*

### 3 Objetivos y Alcances de los Estudios de Planificación Regional

#### 3.1 Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo

El objetivo del estudio de diagnóstico de mediano plazo se encuentra establecido en el numeral 10.2.1 del Libro III del RMER, indicando lo siguiente:

*"El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes".*

**Alcances del estudio de diagnóstico de mediano plazo (conforme numeral 10.2.2.1 del Libro III):**

- a) Identificar los incumplimientos a los CCSD en el SER sin transferencias de potencia entre pares de países adyacentes;
- b) Determinar la COT para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de generación y demanda nacional, que cumplan con los CCSD; y
- c) Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.

#### 3.2 Estudio de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional

El objetivo del estudio de planificación de la generación y la transmisión regional está establecido en el numeral 10.3.1 del Libro III, indicando lo siguiente:

*"La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo debe*



*considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR e incluir como un dato externo los planes de expansión nacionales, que el EOR solicite a los OS/OMS. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirlo de manera directa a las entidades nacionales correspondientes".*

**Alcances de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo  
(Conforme numeral 10.3.2 del Libro III):**

- 1) El alcance de la planificación de la generación regional de largo plazo es desarrollar estrategias de expansión de la generación regional;
- 2) El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo consiste en identificar:
  - a) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, mismas que no son vinculantes para los países miembros conforme lo establecido en el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, estimando su costo de ejecución;
  - b) Ampliaciones de Transmisión Regional, que:
    - i. Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente cumplan con los criterios de clasificación establecidos en el numeral 10.3.5.7;
    - ii. Cumplan con los CCSD a nivel regional;
    - iii. Signifiquen un incremento de la COIIM fijada por la CRIE.



## 4 Premisas Técnicas para el desarrollo de los Estudios de Planificación Regional

A continuación, se presentan las premisas técnicas preparadas por el EOR para el desarrollo de los estudios de planificación regional.

### 4.1 Información a considerar

- a) La información descrita en el numeral 10.3.3.2, siendo esta la siguiente:
  - I. Los sistemas de transmisión nacional y de transmisión regional existentes;
  - II. los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes;
  - III. la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones;
  - IV. las ampliaciones de transmisión nacionales y regionales autorizadas; y
  - V. las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.
- b) La proyección de la demanda suministrada por los OS/OM (10.7.1 Libro III RMER);
- c) La tasa de descuento regional.
- d) El costo de la energía no suministrada.



## 4.2 Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo

Para el desarrollo del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, se seguirán las premisas que a continuación se detallan:

- 1) Horizonte de estudio: Tres (3) años contados a partir del 2024 (conforme al numeral 10.2.1);
- 2) Estados del Sistema Eléctrico Regional a analizar:
  - a. Escenarios previsibles de generación, demanda máxima, media y mínima, y para estación de verano e invierno;
  - b. Condiciones previstas de la generación y la red de transmisión regional;
  - c. Verificar el cumplimiento de los CCSD a través de estudios eléctricos.
- 3) Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples.
- 4) Estimar la capacidad operativa de transmisión entre pares de países adyacentes, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano (época seca) e invierno (época lluviosa), sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias. Para la estimación de la capacidad operativa de transmisión se utilizará el análisis por el método de curvas PV.
- 5) Identificar las restricciones a la capacidad operativa de transmisión de la RTR para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples, para niveles de importación, exportación y porteos (donde aplica) de cada área de control del SER.



## 4.3 Estudio de Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo

Para el desarrollo del estudio de Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, se seguirán las premisas que a continuación se detallan:

- 1) Horizonte de estudio: Quince (15) años, contados a partir del año 2024 (conforme al numeral 10.3.1 del Libro III del RMER).
- 2) Escenarios de expansión de la generación: Los escenarios a considerar para desarrollar la PGLP, incluirán al menos:
  - i. Un escenario base con autosuficiencia de generación de los países, el cual considerará lo siguiente:
    - El escenario base medio o esperado de proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.
    - Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán "decididos" o "fijos".
    - Los proyectos de generación de iniciadores privados.
    - Los proyectos de generación resultantes en el escenario de expansión base o de referencia de cada país, según los planes de expansión nacionales.
  - ii. Un escenario que considere el desarrollo proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional, a conformarse considerando lo siguiente:
    - El escenario base medio o esperado de proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.
    - Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán "decididos" o "fijos".
    - Los proyectos de generación de iniciadores privados, que se consideran decididos, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio.
    - Los proyectos de generación candidatos considerados en los planes de expansión nacionales.



- Proyectos candidatos de generación de gran porte con capacidad para suministrar demanda en más de un país, los cuales serán propuestos por el EOR.
  - iii. Un escenario que considere tendencias del desarrollo de la generación, del sistema de transmisión del SER, evolución del MER y de interconexiones extrarregionales, que se conformará según lo siguiente:
    - El escenario base medio o esperado de proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.
    - Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán "decididos" o "fijos".
    - Los proyectos de generación de iniciadores privados, que se consideran decididos, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio.
    - Los proyectos de generación candidatos considerados en los planes de expansión nacionales.
    - Proyectos candidatos de generación de gran porte con capacidad para suministrar demanda en más de un país.
    - Proyectos candidatos para el incremento de la COIIM entre los países del MER utilizando la infraestructura del segundo circuito de la línea SIEPAC.
    - Proyectos de interconexión del SER con países fronterizos extrarregionales.
- 3) Etapas del estudio (conforme al Numeral 10.3.5.4 del Libro III del RMER):

- a) **Etapa no optimizable:** corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de la planificación de la generación, en el cual se consideran en firme los proyectos de generación decididos o fijos, en esta etapa no se incorporan expansiones de generación adicionales por optimización de la expansión.
- b) **Etapa optimizable:** corresponde a los diez (10) años, posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión del sistema de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda. En esta etapa se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional, u otros proyectos considerando las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER e interconexiones extrarregionales. Esta etapa no se aplica al escenario base de con autosuficiencia de



generación de los países, el cual considera para todo el horizonte del estudio, la generación definida en los planes de expansión nacionales.

- 4) La optimización de la expansión de la generación se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.

#### 4.4 Estudio de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo

Para el desarrollo del estudio de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, se seguirán las siguientes premisas:

##### **Etapas de la planificación de la Transmisión:**

**Etapa 1:** identificación de las Ampliaciones de Transmisión para Alcanzar y Mantener la COIIM vigente establecida por la CRIE.

- 1) Análisis sin transferencias de potencia. Objetivo de este análisis: Identificar las Ampliaciones de transmisión que permitan cumplir los CCSD, sin considerar intercambios de potencia entre países.
  - 1.a) En el modelo de estudios eléctricos, se conformarán los casos de estudio para un horizonte de quince (15) años, considerando lo siguiente:
    - i. Casos base en el horizonte de estudio: condiciones de verano e invierno, en demanda máxima, media y mínima.
    - ii. El sistema de generación y la red de transmisión existente, las Ampliaciones de transmisión nacional con fecha definida en firme de entrada en servicio y las Ampliaciones de transmisión regional aprobadas.
    - iii. La expansión de la generación correspondiente al escenario de estudio.
    - iv. Redespacho del parque de generación conforme al orden de mérito, considerando cada área de control en balance, sin transferencias de potencia (sin intercambios entre áreas de control).
  - 1.b) Se realizarán simulaciones de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga).



- 1.c) A partir del análisis de flujos de carga, se determinarán las restricciones de la red de transmisión debido a sobrecargas en elementos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.
  - 1.d) Se identificarán las Ampliaciones de transmisión que permitan superar las restricciones por sobrecargas, cumpliendo los CCSD. Estas Ampliaciones de transmisión serán modeladas y consideradas en los análisis sucesivos de este procedimiento.
  - 1.e) Realizando análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples, se determinarán las restricciones de la red de transmisión debido a violaciones de voltaje en nodos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.
  - 1.f) Se identificarán las Ampliaciones de transmisión que permitan cumplir los CCSD para voltaje. Estas Ampliaciones de transmisión serán modeladas y consideradas en los análisis sucesivos de este procedimiento.
- 2) Análisis de sobrecargas con transferencias de potencia: Objetivo del análisis: Identificar las Ampliaciones de transmisión que permitan superar restricciones debido a sobrecargas en líneas y transformadores de potencia en la red de transmisión de tal forma que se alcance y mantenga la COIIM, cumpliendo los CCSD.
    - 2.a) En el modelo de estudios eléctricos, se conformarán los casos de estudio para un horizonte de quince (15) años, considerando lo siguiente:
      - i. Los casos conformados según el numeral 1a) anterior.
      - ii. Modelar y poner en servicio las Ampliaciones de transmisión identificadas según los numerales 1.d) y 1.f).
      - iii. Simular condiciones de transferencias de potencia en cada país, por importación, exportación y porteos (en los países que aplique) en sentido norte-sur y sur-norte, hasta el valor de la COIIM vigente (300 MW).
    - 2.b) Se realizará simulaciones de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga).



- 2.c) A partir del análisis de flujos de carga, se identificarán las restricciones por sobrecargas en elementos de la red de transmisión con tensión nominal mayor o igual a 115 kV, atribuibles a las transferencias de potencia entre países.
- 2.d) Con base a las máximas sobrecargas resultantes, se determinarán las Ampliaciones de transmisión que permitan superar las restricciones por sobrecargas para alcanzar la COIIM cumpliendo los CCSD. En caso de identificarse más de una alternativa de solución, se seleccionará la alternativa de menor costo de inversión. Se identificarán los tipos de transferencia (importación, exportación o porteo), sobre las cuales cada Ampliación de transmisión permite eliminar restricciones en la red de transmisión.
- 3) Análisis de violaciones de voltaje con transferencias: Objetivo de este análisis: Identificar las Ampliaciones de compensación reactiva necesarias para mantener los voltajes en la red de transmisión dentro de los rangos establecidos en los CCSD, a fin de alcanzar y mantener la COIIM.
- 3.a) En los casos de estudio definidos en el numeral 2a), se modelarán y pondrán en servicio las Ampliaciones de transmisión identificadas según el numeral 2.d).
- 3.b) Se ajustará el despacho de potencia reactiva, utilizando los recursos disponibles en cada sistema, con la siguiente jerarquización:
- i. Reajuste de taps en transformadores,
  - ii. conexión/desconexión de los equipos de compensación reactiva existentes y los identificados en el numeral 1),
  - iii. regulación de voltaje con generadores.
- 3.c) Se realizará análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia.
- 3.d) A partir del análisis de flujos de carga, se identificarán las violaciones de voltaje en nodos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.
- 3.e) Se determinarán las Ampliaciones de compensación reactiva que permitan mantener los voltajes de los nodos referidos, en los rangos permitidos en los CCSD, identificando la condición de transferencia bajo el cual surge el requerimiento (importación,



exportación, porteo, sentido norte-sur o sur-norte). Se excluirán soluciones a violaciones de voltaje en nodos de sistemas radiales.

Las Ampliaciones determinadas en los numerales 1, 2 y 3, anteriores, conforman las Ampliaciones necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, en el mediano y largo plazo.

**Etapa 2:** identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM, mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.

- a) Utilizando el modelo computacional del SPGTR, se simulará la operación del MER (simulación operativa) en el escenario de expansión de la generación regional seleccionado para la planificación de la transmisión de largo plazo (conforme a lo establecido en el . Esta simulación se realizará sin considerar restricciones de transferencia de potencia entre países.
- b) Con los resultados de la simulación operativa, se identificarán las interconexiones entre países en las cuales los flujos de potencia debido a los intercambios exceden la COIIM.
- c) En el modelo de estudios eléctricos, se simularán los intercambios máximos obtenidos de la simulación operativa, considerando el despacho óptimo de la generación. En los casos de estudio se incluirán las Ampliaciones de transmisión determinadas en la **Etapa 1** de este procedimiento, que son necesarias para solventar los incumplimientos a los CCSD en condición “sin transferencias”, y para alcanzar y mantener en el mediano y largo plazo la COIIM vigente.
- d) Realizando análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples, se identificarán las restricciones por sobrecargas atribuibles a las transferencias de potencia entre países, en elementos de la red de transmisión con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.
- e) Con base a las máximas sobrecargas resultantes, se determinarán las Ampliaciones de transmisión que solucionen las restricciones a las transferencias de potencia debido a las sobrecargas identificadas. En caso de definirse diversas alternativas de solución se seleccionarán las de mínimo costo.



- f) Considerando en servicio las Ampliaciones de transmisión identificadas según el literal e), se simularán condiciones de transferencia conforme al inciso c) anterior, y se realizará análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples.
- g) Se identificarán las violaciones de voltaje en nodos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.
- h) Se optimizará el despacho de potencia reactiva, utilizando los recursos disponibles en cada sistema, con la siguiente jerarquización: (i) reajuste de taps en transformadores, (ii) conexión/desconexión de bancos de capacitores existentes, (iii) regulación de voltaje con generadores existentes (servicio auxiliar).
- i) Se determinarán los equipamientos de compensación reactiva que permitan mantener los voltajes de los nodos referidos en el literal g), en los rangos permitidos en los CCSD. Se excluirán soluciones a violaciones de voltaje en nodos de sistemas radiales.
- j) De considerarse necesario, teniendo en cuenta las Ampliaciones de transmisión identificadas en el literal e) anterior, se realizará un análisis de estabilidad de voltaje por medio de curvas QV y se determinará la compensación reactiva complementaria, o acciones operativas de control, que permita incrementar la reserva de potencia reactiva en los nodos de interés, a un valor mínimo de referencia. Este análisis se realizará para condiciones de demanda máxima y media de los países que figuran con importaciones superiores a la COIIM vigente.
- k) Se verificará el cumplimiento de los CCSD ante las transferencias indicadas en el inciso c) anterior, y en caso necesario se determinarán Ampliaciones adicionales.
- l) Se determinará la Capacidad Operativa de transmisión final resultante con las ampliaciones de transmisión incorporadas.



## 5 Anexos

### Anexo I - Proyecciones de demanda

Tabla 1. Proyecciones de demanda para el sistema de Guatemala\*.

Año	ESCENARIO DE BAJA DEMANDA				ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA				ESCENARIO DE ALTA DEMANDA			
	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.
2023	11,977.97	1.7%	1,840.06	0.5%	12,356.73	4.9%	1,878.73	2.6%	12,735.49	8.1%	1,917.41	4.7%
2024	12,180.44	1.7%	1,847.31	0.4%	12,719.35	2.9%	1,918.66	2.1%	13,258.27	4.1%	1,990.00	3.8%
2025	12,419.82	2.0%	1,868.46	1.1%	13,127.37	3.2%	1,959.87	2.1%	13,834.93	4.3%	2,051.28	3.1%
2026	12,594.98	1.4%	1,889.98	1.2%	13,474.62	2.6%	2,002.41	2.2%	14,354.25	3.8%	2,114.84	3.1%
2027	12,807.15	1.7%	1,911.88	1.2%	13,867.80	2.9%	2,046.33	2.2%	14,928.46	4.0%	2,180.77	3.1%
2028	13,022.65	1.7%	1,934.16	1.2%	14,271.73	2.9%	2,091.66	2.2%	15,520.82	4.0%	2,249.15	3.1%
2029	13,277.58	2.0%	1,956.84	1.2%	14,726.51	3.2%	2,138.45	2.2%	16,175.45	4.2%	2,320.07	3.2%
2030	13,463.86	1.4%	1,979.91	1.2%	15,113.03	2.6%	2,186.76	2.3%	16,762.20	3.6%	2,393.61	3.2%
2031	13,689.68	1.7%	2,003.38	1.2%	15,551.00	2.9%	2,236.62	2.3%	17,412.33	3.9%	2,469.86	3.2%
2032	13,919.04	1.7%	2,027.27	1.2%	16,000.95	2.9%	2,288.09	2.3%	18,082.86	3.9%	2,548.92	3.2%
2033	14,190.54	2.0%	2,051.58	1.2%	16,507.82	3.2%	2,341.23	2.3%	18,825.09	4.1%	2,630.88	3.2%
2034	14,388.64	1.4%	2,076.31	1.2%	16,938.08	2.6%	2,396.07	2.3%	19,487.52	3.5%	2,715.84	3.2%
2035	14,628.99	1.7%	2,101.48	1.2%	17,425.94	2.9%	2,452.69	2.4%	20,222.90	3.8%	2,803.91	3.2%
2036	14,873.12	1.7%	2,127.08	1.2%	17,927.15	2.9%	2,511.14	2.4%	20,981.18	3.7%	2,895.19	3.3%
2037	15,162.25	1.9%	2,153.14	1.2%	18,492.04	3.2%	2,571.47	2.4%	21,821.83	4.0%	2,989.79	3.3%
2038	15,372.93	1.4%	2,179.66	1.2%	18,971.03	2.6%	2,633.74	2.4%	22,569.12	3.4%	3,087.83	3.3%

\* Escenario de alta demanda estimado por el EOR con base en una proporción inversa al escenario de baja demanda.



Fig. 1. Proyecciones de demanda para el sistema de Guatemala\*.

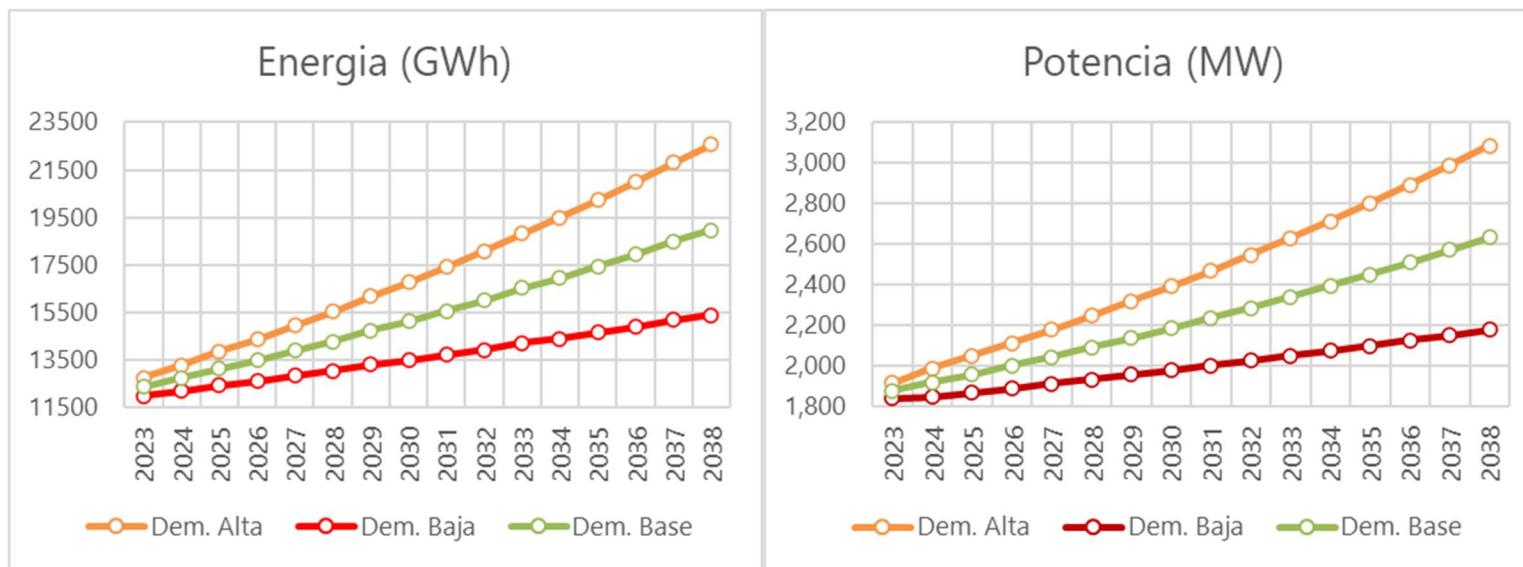




Tabla 2. Proyecciones de demanda para el sistema de El Salvador.

Año	ESCENARIO DE BAJA DEMANDA				ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA				ESCENARIO DE ALTA DEMANDA			
	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.
2023	7,333.00	5.5%	1,173.00	5.5%	7,403.00	6.0%	1,185.00	6.1%	7,473.00	6.5%	1,196.00	6.5%
2024	7,642.00	4.2%	1,223.00	4.3%	7,752.00	4.7%	1,240.00	4.6%	7,863.00	5.2%	1,258.00	5.2%
2025	7,926.00	3.7%	1,268.00	3.7%	8,079.00	4.2%	1,293.00	4.3%	8,234.00	4.7%	1,318.00	4.8%
2026	8,036.00	1.4%	1,286.00	1.4%	8,232.00	1.9%	1,317.00	1.9%	8,431.00	2.4%	1,349.00	2.4%
2027	8,227.00	2.4%	1,317.00	2.4%	8,469.00	2.9%	1,355.00	2.9%	8,716.00	3.4%	1,395.00	3.4%
2028	8,391.00	2.0%	1,343.00	2.0%	8,680.00	2.5%	1,389.00	2.5%	8,977.00	3.0%	1,436.00	2.9%
2029	8,531.00	1.7%	1,365.00	1.6%	8,868.00	2.2%	1,419.00	2.2%	9,216.00	2.7%	1,475.00	2.7%
2030	8,654.00	1.4%	1,385.00	1.5%	9,040.00	1.9%	1,447.00	2.0%	9,440.00	2.4%	1,511.00	2.4%
2031	8,770.00	1.3%	1,403.00	1.3%	9,206.00	1.8%	1,473.00	1.8%	9,661.00	2.3%	1,546.00	2.3%
2032	8,887.00	1.3%	1,422.00	1.4%	9,375.00	1.8%	1,500.00	1.8%	9,887.00	2.3%	1,582.00	2.3%
2033	9,009.00	1.4%	1,442.00	1.4%	9,550.00	1.9%	1,528.00	1.9%	10,121.00	2.4%	1,620.00	2.4%
2034	9,134.00	1.4%	1,462.00	1.4%	9,731.00	1.9%	1,557.00	1.9%	10,363.00	2.4%	1,658.00	2.3%
2035	9,259.00	1.4%	1,482.00	1.4%	9,913.00	1.9%	1,586.00	1.9%	10,609.00	2.4%	1,698.00	2.4%
2036	9,381.00	1.3%	1,501.00	1.3%	10,093.00	1.8%	1,615.00	1.8%	10,855.00	2.3%	1,737.00	2.3%



Fig. 2. Proyecciones de demanda para el sistema de El Salvador.

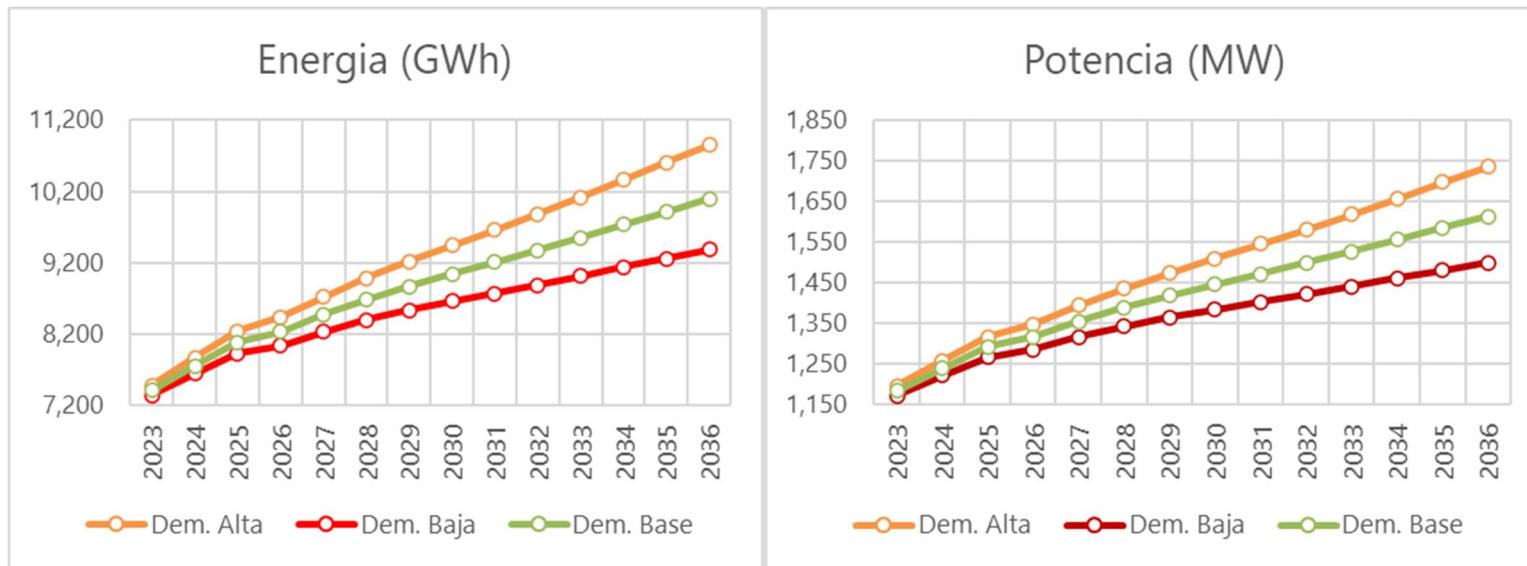




Tabla 3. Proyecciones de demanda para el sistema de Honduras.

Año	ESCENARIO DE BAJA DEMANDA				ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA				ESCENARIO DE ALTA DEMANDA			
	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.
2023	11,729.98	2.1%	1,850.36	2.2%	11,875.63	3.4%	1,872.96	3.4%	12,009.10	4.6%	1,893.65	4.6%
2024	11,992.62	2.2%	1,892.50	2.3%	12,287.12	3.5%	1,938.13	3.5%	12,569.89	4.7%	1,982.06	4.7%
2025	12,285.77	2.4%	1,939.35	2.5%	12,728.99	3.6%	2,008.10	3.6%	13,189.24	4.9%	2,079.54	4.9%
2026	12,577.98	2.4%	1,985.99	2.4%	13,179.74	3.5%	2,079.43	3.6%	13,837.73	4.9%	2,181.61	4.9%
2027	12,900.94	2.6%	2,037.56	2.6%	13,671.39	3.7%	2,157.02	3.7%	14,548.62	5.1%	2,293.34	5.1%
2028	13,247.26	2.7%	2,092.67	2.7%	14,197.94	3.9%	2,240.16	3.9%	15,318.63	5.3%	2,414.25	5.3%
2029	13,590.64	2.6%	2,147.25	2.6%	14,734.26	3.8%	2,324.75	3.8%	16,123.75	5.3%	2,540.66	5.2%
2030	13,961.03	2.7%	2,206.54	2.8%	15,311.51	3.9%	2,416.13	3.9%	17,001.65	5.4%	2,678.67	5.4%
2031	14,356.05	2.8%	2,269.58	2.9%	15,928.36	4.0%	2,513.67	4.0%	17,953.70	5.6%	2,828.31	5.6%
2032	14,776.76	2.9%	2,336.59	3.0%	16,587.49	4.1%	2,617.65	4.1%	18,986.89	5.8%	2,990.46	5.7%
2033	15,227.49	3.1%	2,408.32	3.1%	17,294.27	4.3%	2,729.26	4.3%	20,115.51	5.9%	3,167.60	5.9%
2034	15,722.13	3.2%	2,486.91	3.3%	18,066.57	4.5%	2,851.34	4.5%	21,358.46	6.2%	3,362.35	6.1%
2035	16,247.22	3.3%	2,570.12	3.3%	18,890.49	4.6%	2,981.73	4.6%	22,707.32	6.3%	3,573.60	6.3%
2036	16,674.52	2.6%	2,638.48	2.7%	19,615.88	3.8%	3,096.53	3.9%	23,910.81	5.3%	3,762.65	5.3%
2037	17,113.06	2.6%	2,708.66	2.7%	20,369.13	3.8%	3,215.74	3.9%	25,178.08	5.3%	3,961.69	5.3%
2038	17,563.13	2.6%	2,780.71	2.7%	21,151.31	3.8%	3,339.55	3.9%	26,512.52	5.3%	4,171.26	5.3%



Fig. 3. Proyecciones de demanda para el sistema de Honduras.

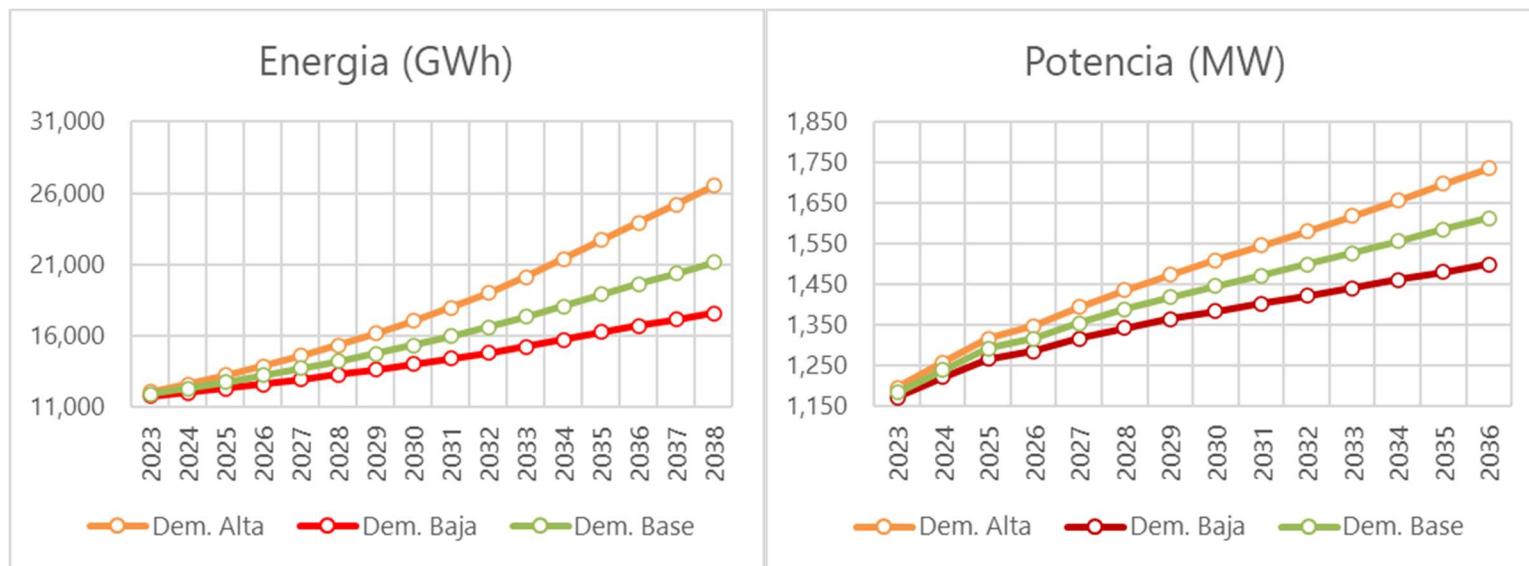




Tabla 4. Proyecciones de demanda para el sistema de Nicaragua.

Año	ESCENARIO DE BAJA DEMANDA				ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA				ESCENARIO DE ALTA DEMANDA			
	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.
2023	4,839.80	0.3%	748.50	-2.3%	5,068.90	5.0%	784.00	2.4%	5,308.80	10.0%	821.10	7.2%
2024	5,077.70	4.9%	785.50	4.9%	5,318.00	4.9%	822.70	4.9%	5,569.70	4.9%	861.60	4.9%
2025	5,327.00	4.9%	824.30	4.9%	5,579.10	4.9%	863.30	4.9%	5,843.20	4.9%	904.10	4.9%
2026	5,591.90	5.0%	865.40	5.0%	5,856.50	5.0%	906.40	5.0%	6,133.70	5.0%	949.30	5.0%
2027	5,875.70	5.1%	909.60	5.1%	6,153.80	5.1%	952.60	5.1%	6,445.10	5.1%	997.70	5.1%
2028	6,180.50	5.2%	957.00	5.2%	6,473.00	5.2%	1,002.30	5.2%	6,779.40	5.2%	1,049.70	5.2%
2029	6,509.90	5.3%	1,008.20	5.4%	6,818.00	5.3%	1,056.00	5.4%	7,140.70	5.3%	1,105.90	5.4%
2030	6,867.80	5.5%	1,063.90	5.5%	7,192.80	5.5%	1,114.30	5.5%	7,533.20	5.5%	1,167.00	5.5%
2031	7,256.00	5.7%	1,124.30	5.7%	7,599.40	5.7%	1,177.50	5.7%	7,959.10	5.7%	1,233.30	5.7%
2032	7,674.80	5.8%	1,189.50	5.8%	8,038.00	5.8%	1,245.80	5.8%	8,418.40	5.8%	1,304.70	5.8%
2033	8,124.60	5.9%	1,259.50	5.9%	8,509.10	5.9%	1,319.10	5.9%	8,911.80	5.9%	1,381.50	5.9%
2034	8,606.30	5.9%	1,334.50	6.0%	9,013.60	5.9%	1,397.60	6.0%	9,440.20	5.9%	1,463.80	6.0%
2035	9,121.20	6.0%	1,414.70	6.0%	9,552.90	6.0%	1,481.60	6.0%	10,005.00	6.0%	1,551.70	6.0%
2036	9,670.80	6.0%	1,500.20	6.0%	10,128.50	6.0%	1,571.20	6.0%	10,607.80	6.0%	1,645.60	6.1%
2037	10,256.70	6.1%	1,591.50	6.1%	10,742.10	6.1%	1,666.80	6.1%	11,250.40	6.1%	1,745.70	6.1%
2038	10,880.80	6.1%	1,688.80	6.1%	11,395.80	6.1%	1,768.70	6.1%	11,935.10	6.1%	1,852.40	6.1%



Fig. 4. Proyecciones de demanda para el sistema de Nicaragua.

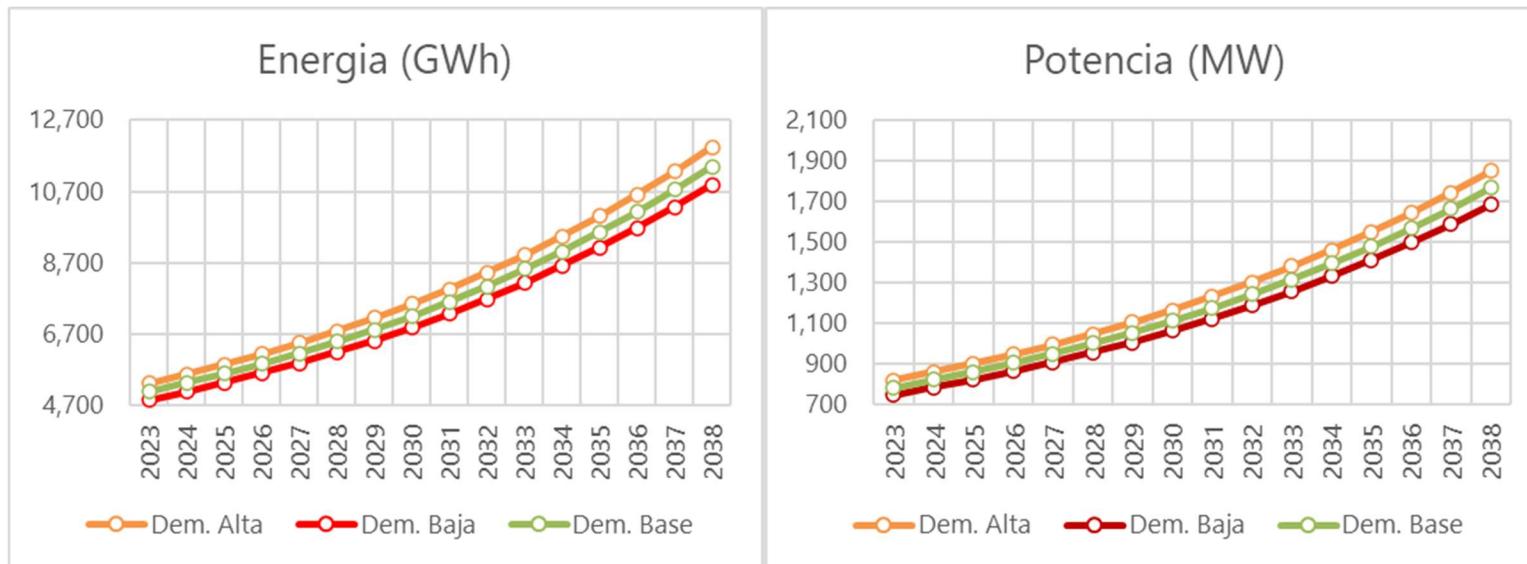




Tabla 5. Proyecciones de demanda para el sistema de Costa Rica.

Año	ESCENARIO DE BAJA DEMANDA				ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA				ESCENARIO DE ALTA DEMANDA			
	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.
2023	11,934.22	1.9%	1,810.59	1.1%	12,068.28	1.9%	1,830.93	1.1%	12,197.31	1.9%	1,850.50	1.1%
2024	12,104.97	1.4%	1,817.84	0.4%	12,334.17	2.2%	1,852.26	1.2%	12,532.10	2.7%	1,881.98	1.7%
2025	12,263.52	1.3%	1,832.95	0.8%	12,595.06	2.1%	1,882.50	1.6%	12,865.73	2.7%	1,922.96	2.2%
2026	12,410.31	1.2%	1,841.08	0.4%	12,843.41	2.0%	1,905.33	1.2%	13,183.24	2.5%	1,955.75	1.7%
2027	12,555.11	1.2%	1,854.22	0.7%	13,092.97	1.9%	1,933.65	1.5%	13,515.22	2.5%	1,996.01	2.1%
2028	12,699.40	1.1%	1,862.02	0.4%	13,335.56	1.9%	1,955.30	1.1%	13,827.46	2.3%	2,027.42	1.6%
2029	12,844.95	1.1%	1,880.07	1.0%	13,575.85	1.8%	1,987.04	1.6%	14,133.79	2.2%	2,068.71	2.0%
2030	12,987.83	1.1%	1,892.46	0.7%	13,813.86	1.8%	2,012.82	1.3%	14,434.40	2.1%	2,103.24	1.7%
2031	13,128.13	1.1%	1,904.34	0.6%	14,049.21	1.7%	2,037.94	1.2%	14,738.51	2.1%	2,137.93	1.6%
2032	13,268.78	1.1%	1,915.65	0.6%	14,280.58	1.6%	2,061.72	1.2%	15,028.03	2.0%	2,169.63	1.5%
2033	13,408.37	1.1%	1,936.26	1.1%	14,504.63	1.6%	2,094.57	1.6%	15,319.20	1.9%	2,212.20	2.0%
2034	13,538.94	1.0%	1,950.24	0.7%	14,720.09	1.5%	2,120.38	1.2%	15,594.29	1.8%	2,246.31	1.5%
2035	13,662.44	0.9%	1,963.12	0.7%	14,921.80	1.4%	2,144.08	1.1%	15,839.24	1.6%	2,275.90	1.3%
2036	13,777.40	0.8%	1,969.31	0.3%	15,108.50	1.3%	2,159.58	0.7%	16,068.50	1.4%	2,296.80	0.9%
2037	13,879.92	0.7%	1,987.02	0.9%	15,279.66	1.1%	2,187.40	1.3%	16,272.26	1.3%	2,329.50	1.4%



Fig. 5. Proyecciones de demanda para el sistema de Costa Rica.

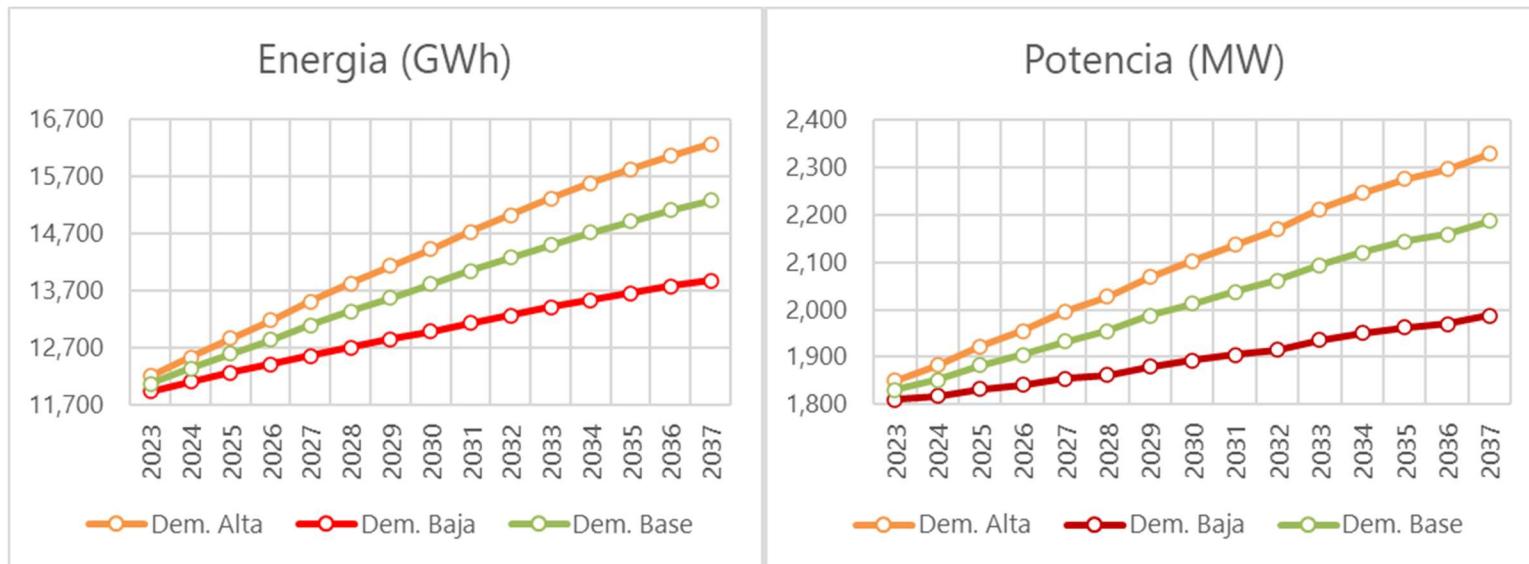




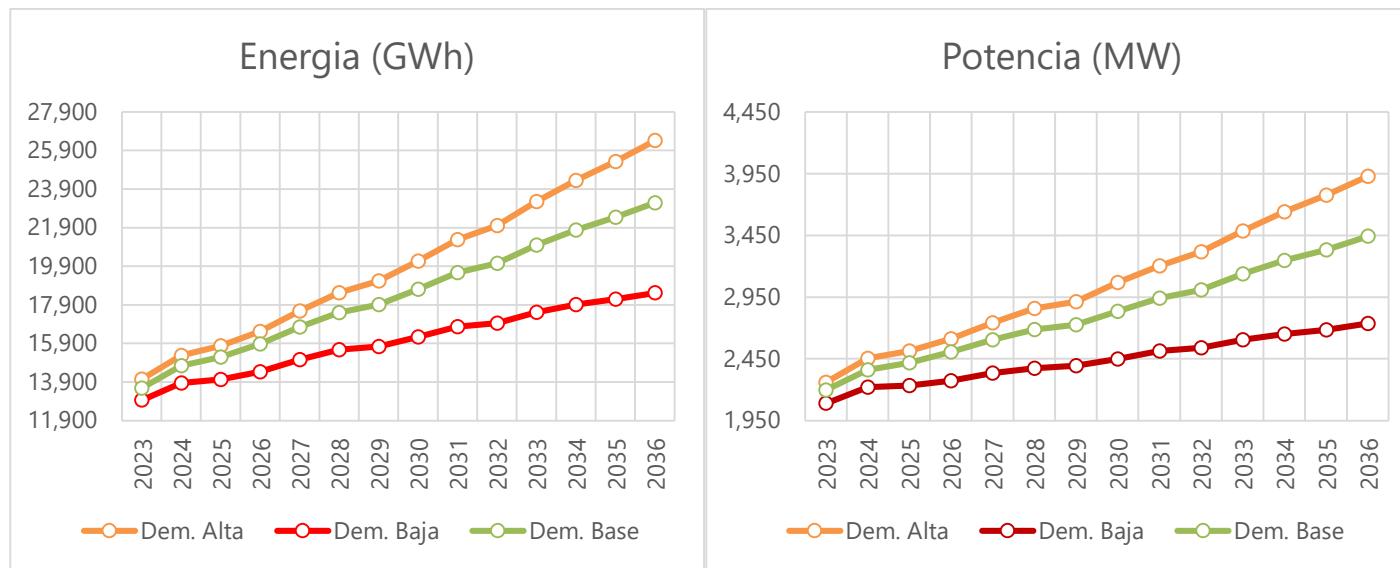
Tabla 6. Proyecciones de demanda para el sistema de Panamá\*\*.

Año	ESCENARIO DE BAJA DEMANDA				ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA				ESCENARIO DE ALTA DEMANDA			
	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.	GWh	Crec.	MW	Crec.
2023	12,965.68	3.1%	2,090.24	-0.1%	13,585.89	8.0%	2,197.61	5.1%	14,052.00	11.7%	2,259.89	8.0%
2024	13,844.83	6.8%	2,221.18	6.3%	14,737.47	8.5%	2,361.04	7.4%	15,276.08	8.7%	2,452.90	8.5%
2025	14,037.78	1.4%	2,234.57	0.6%	15,187.81	3.1%	2,416.97	2.4%	15,766.98	3.2%	2,512.63	2.4%
2026	14,427.61	2.8%	2,271.71	1.7%	15,864.69	4.5%	2,504.68	3.6%	16,512.87	4.7%	2,612.42	4.0%
2027	15,061.49	4.4%	2,334.53	2.8%	16,748.82	5.6%	2,605.09	4.0%	17,582.86	6.5%	2,741.24	4.9%
2028	15,567.94	3.4%	2,372.40	1.6%	17,501.66	4.5%	2,687.15	3.2%	18,530.43	5.4%	2,858.48	4.3%
2029	15,742.53	1.1%	2,393.72	0.9%	17,913.66	2.4%	2,726.27	1.5%	19,134.87	3.3%	2,911.54	1.9%
2030	16,238.34	3.1%	2,448.29	2.3%	18,707.74	4.4%	2,835.65	4.0%	20,168.50	5.4%	3,067.57	5.4%
2031	16,768.50	3.3%	2,512.22	2.6%	19,565.61	4.6%	2,941.01	3.7%	21,275.36	5.5%	3,202.67	4.4%
2032	16,956.50	1.1%	2,539.38	1.1%	20,052.16	2.5%	3,007.48	2.3%	22,009.88	3.5%	3,316.69	3.6%
2033	17,516.20	3.3%	2,603.46	2.5%	20,994.62	4.7%	3,138.77	4.4%	23,254.76	5.7%	3,486.57	5.1%
2034	17,910.59	2.3%	2,652.06	1.9%	21,771.86	3.7%	3,245.62	3.4%	24,342.76	4.7%	3,641.07	4.4%
2035	18,189.04	1.6%	2,685.01	1.2%	22,438.75	3.1%	3,331.40	2.6%	25,326.46	4.0%	3,776.05	3.7%
2036	18,521.02	1.8%	2,737.22	1.9%	23,189.92	3.3%	3,443.20	3.4%	26,415.34	4.3%	3,929.24	4.1%

\*\* Incluye la demanda de autoconsumo de Minera Panamá.



Fig. 6. Proyecciones de demanda para el sistema de Panamá\*\*.





## Anexo II - Proyección de precios de los combustibles

Se utilizarán las estimaciones más recientes disponibles en el sitio web de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (<https://www.eia.gov/>).

Las estimaciones más recientes disponibles a la fecha son:

- Estimaciones de largo plazo: *ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2022*, publicadas en marzo de 2022 (<https://www.eia.gov/outlooks/aoe/>). Se sugiere utilizar las estimaciones que sean publicadas entre los meses de febrero o marzo de 2023 para tener en cuenta las condiciones más actualizadas de los precios de los combustibles para el horizonte del estudio;
- Estimaciones de corto plazo: *SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK January 2023*, publicadas en enero de 2023. Se sugiere utilizar las estimaciones más recientes al momento de conformar el caso de estudio SDDP, para tener en cuenta las condiciones más actualizadas de los precios de los combustibles para el horizonte del estudio.