



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMERICA CENTRAL 2021-2022

Actualización julio 2021

Área responsable:
Gerencia de Planificación y Operación

Publicado el:
15 / 7 / 2021



Contenido

| | |
|--|----|
| Introducción..... | 1 |
| 1. Premisas y criterios | 2 |
| 1.1. Base de Datos | 2 |
| 1.2. Proyección de demanda | 2 |
| 1.3. Discretización de los bloques horarios | 8 |
| 1.4. Representación de demandas elásticas | 10 |
| 1.5. Precios de los combustibles | 11 |
| 1.6. Parámetros económicos | 13 |
| 1.6.1. Tasa de Descuento..... | 13 |
| 1.6.2. Costo de energía no suministrada..... | 14 |
| 2. Parámetros y premisas de simulación | 15 |
| 2.1. Parámetros del modelo..... | 15 |
| 2.2. Premisas del caso de estudio..... | 16 |
| 2.1.1. Horizonte de análisis..... | 16 |
| 2.1.2. Año inicial de hidrología | 16 |
| 2.1.3. Capacidad de intercambio regional..... | 19 |
| 3. Estado del sistema | 21 |
| 3.1. Oferta existente..... | 21 |
| 3.2. Incorporaciones recientes | 22 |
| 3.2.1. Proyectos de generación..... | 22 |
| 3.2.2. Proyectos de transmisión..... | 22 |
| 3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período junio 2021 a diciembre 2022 | 23 |
| 3.3.1. Proyectos de generación..... | 23 |
| 3.3.2. Ampliaciones de transmisión..... | 24 |



| | | |
|--------|--|----|
| 4. | Resultados..... | 27 |
| 4.1. | Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala..... | 27 |
| 4.1.1. | Despacho de energía..... | 27 |
| 4.1.2. | Intercambios en el MER..... | 29 |
| 4.1.3. | Costo Marginal de Corto Plazo..... | 32 |
| 4.1.4. | Indicador de Confiabilidad Energética..... | 33 |
| 4.2. | Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador..... | 34 |
| 4.2.1. | Despacho de energía..... | 34 |
| 4.2.2. | Intercambios en el MER..... | 36 |
| 4.2.3. | Costo Marginal de Corto Plazo..... | 39 |
| 4.2.4. | Indicador de Confiabilidad Energética..... | 40 |
| 4.3. | Resultados para el sistema eléctrico de Honduras..... | 41 |
| 4.3.1. | Despacho de energía..... | 41 |
| 4.3.2. | Intercambios en el MER..... | 42 |
| 4.3.3. | Costo Marginal de Corto Plazo..... | 45 |
| 4.3.4. | Indicador de Confiabilidad Energética..... | 47 |
| 4.4. | Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua..... | 48 |
| 4.4.1. | Despacho de energía..... | 48 |
| 4.4.2. | Intercambios en el MER..... | 49 |
| 4.4.3. | Costo Marginal de Corto Plazo..... | 52 |
| 4.4.4. | Indicador de Confiabilidad Energética..... | 54 |
| 4.5. | Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica..... | 55 |
| 4.5.1. | Despacho de energía..... | 55 |
| 4.5.2. | Intercambios en el MER..... | 57 |
| 4.5.3. | Costo Marginal de Corto Plazo..... | 59 |
| 4.5.4. | Indicador de Confiabilidad Energética..... | 61 |
| 4.6. | Resultados para el sistema eléctrico de Panamá..... | 62 |
| 4.6.1. | Despacho de energía..... | 62 |



| | | |
|--------|--|----|
| 4.6.2. | Intercambios en el MER..... | 63 |
| 4.6.3. | Costo Marginal de Corto Plazo..... | 66 |
| 4.6.4. | Indicador de Confiabilidad Energética..... | 67 |
| 4.7. | Resultados del Mercado Eléctrico Regional..... | 68 |
| 4.7.1. | Despacho de energía..... | 68 |
| 4.7.2. | Intercambios en el MER..... | 70 |
| 4.7.3. | Costo Marginal de Corto Plazo..... | 72 |
| 4.7.4. | Indicador de Confiabilidad Energética..... | 74 |

Introducción

El Planeamiento Operativo, está definido en el RMER como la planeación energética de la operación de los recursos de generación y transmisión regionales, con un horizonte de uno (1) a dos (2) años con etapas de resolución mensual, siendo su objeto proveer información indicativa para el MER.

En este proceso se estimará la producción de energía eléctrica de los países de América Central y los intercambios regionales, con base en el criterio de maximización del beneficio social, teniendo en consideración la disponibilidad de los recursos primarios de generación, así como las condiciones previstas en la red eléctrica del SER.

El informe de resultados del Planeamiento Operativo abarca entre otros aspectos importantes, los siguientes temas:

- a) Evolución esperada del uso de los recursos de generación de la región;
- b) Evolución de los indicadores de confiabilidad energética del SER;
- c) Intercambios esperados de energía en los nodos frontera; y
- d) Tendencia de crecimiento o decrecimiento de los volúmenes esperados de transacciones.

El alcance y las premisas del Planeamiento Operativo están establecidas en el Capítulo 4 del Libro II del RMER.

1. Premisas y criterios

El *Planeamiento Operativo* es desarrollado con el Sistema de Planeamiento de la Generación y Transmisión Regional (SPTR), mediante el módulo de simulación del MER, que está conformado por el modelo de optimización SDDP de la firma brasileña PSR-Inc., haciendo uso de la Base de Datos Regional descrita en el Capítulo 5 del Libro III del RMER.

1.1. Base de Datos

Las premisas y criterios para conformar la Base de Datos Regional se encuentran establecidos en la "*Guía para Conformación y Actualización de la Base de Datos para los Procesos de la Planificación de la Transmisión y de la Generación Regional*", en la que se abordan diferentes aspectos, entre estos la representación de los diferentes elementos del sistema eléctrico de potencia:

- i. Representación de centrales hidroeléctricas;
- ii. Representación de centrales termoeléctricas;
- iii. Representación de centrales renovables;
- iv. Representación de la red de transmisión;
- v. Representación de la demanda.

La base de datos regional utilizada fue actualizada con información de largo plazo suministrada por los OS/OM de los países miembros entre los meses de octubre a diciembre de 2020, así como ajustes de corto plazo informados en el mes de junio de 2021.

1.2. Proyección de demanda

La demanda de electricidad de la región para el horizonte del estudio es determinada con base en las proyecciones informadas por los OS/OM nacionales.

Las proyecciones para este Planeamiento Operativo muestran señales de recuperación de la demanda de electricidad, que tuvo una fuerte depresión en las etapas iniciales de la pandemia COVID-19 en la región debido a las restricciones implementadas en los países centroamericanos, sin embargo la evolución aún está sujeta a gran incertidumbre debido al

aparecimiento de nuevas variantes del virus y el correspondiente incremento de contagios, pero también por las asimetrías de la vacunación que se observan en los países de la región.

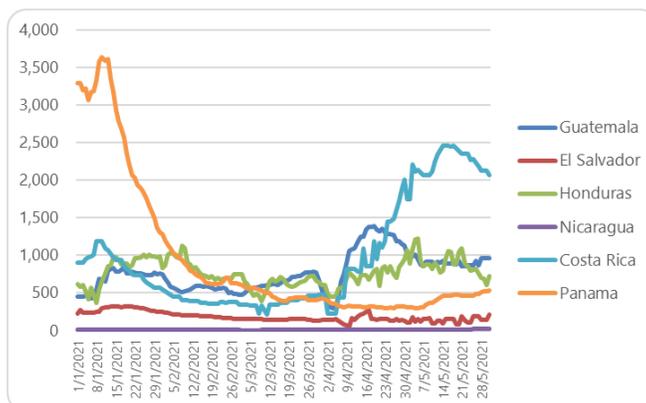


Figura 1. Evolución de nuevos casos diarios de COVID-19 durante el primer semestre 2021 (promedio móvil 7 días).

Fuente: Our World in Data. Coronavirus (COVID-19) Vaccinations, May 31, 2021.

Tabla 1. Avance de los planes nacionales de vacunación

| País | % Población vacunada | % Población vacunada Esquema completo |
|-------------|----------------------|---------------------------------------|
| Guatemala | 2.4 | 0.44 |
| El Salvador | 17.6 | 12.10 |
| Honduras | 2.1 | 0.28 |
| Nicaragua | 2.5 | S/D |
| Costa Rica | 17 | 11.59 |
| Panamá | 16.1 | 8.75 |

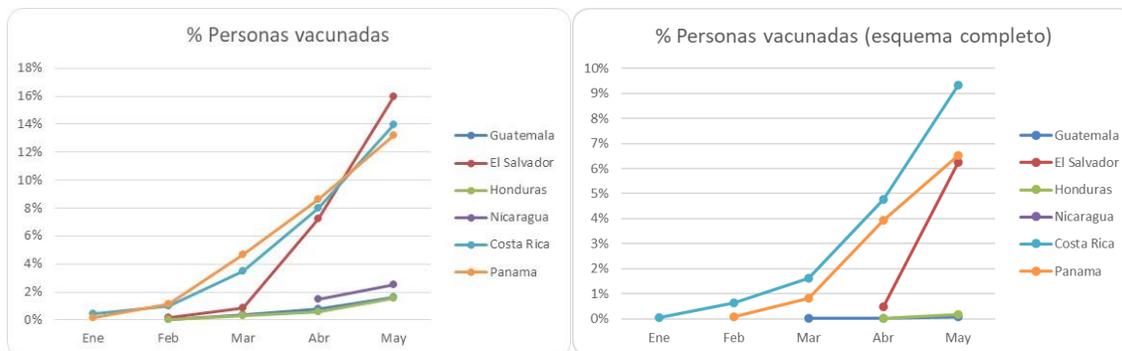


Figura 2. Avance de los planes nacionales de vacunación

Fuente: Our World in Data. Coronavirus (COVID-19) Vaccinations, May 31, 2021.

Según las estimaciones informadas por los OS/OM, la demanda de energía de Centroamérica totalizará 32,250 GWh en el segundo semestre del año 2021, lo que representa 5.5% de incremento con respecto al mismo período del año 2020, mientras que para el año 2022 totalizará 57,524 GWh, es decir 9.6% de incremento con respecto del año 2020.

Tabla 2. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

| Año | Mes | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | C.A. |
|-----------------------|-------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| 2021 | Jun | 946 | 502 | 949 | 384 | 933 | 895 | 4,610 |
| 2021 | Jul | 954 | 504 | 961 | 385 | 946 | 903 | 4,653 |
| 2021 | Ago | 973 | 515 | 980 | 393 | 964 | 921 | 4,747 |
| 2021 | Sep | 933 | 494 | 938 | 377 | 922 | 883 | 4,548 |
| 2021 | Oct | 958 | 507 | 965 | 387 | 949 | 907 | 4,674 |
| 2021 | Nov | 910 | 481 | 916 | 367 | 902 | 861 | 4,437 |
| 2021 | Dic | 939 | 496 | 947 | 378 | 932 | 889 | 4,582 |
| Jun – Dic 2021 | | 6,614 | 3,501 | 6,657 | 2,671 | 6,547 | 6,261 | 32,250 |
| 2022 | Ene | 979 | 494 | 971 | 384 | 947 | 923 | 4,699 |
| 2022 | Feb | 892 | 450 | 884 | 350 | 862 | 841 | 4,278 |
| 2022 | Mar | 1,031 | 521 | 1,021 | 405 | 995 | 972 | 4,946 |
| 2022 | Abr | 1,048 | 531 | 1,038 | 414 | 1,010 | 990 | 5,030 |
| 2022 | May | 1,060 | 534 | 1,051 | 415 | 1,025 | 999 | 5,084 |
| 2022 | Jun | 996 | 506 | 986 | 394 | 959 | 941 | 4,783 |
| 2022 | Jul | 1,007 | 508 | 999 | 395 | 974 | 950 | 4,833 |
| 2022 | Ago | 1,027 | 519 | 1,018 | 404 | 992 | 969 | 4,929 |
| 2022 | Sep | 984 | 498 | 974 | 388 | 949 | 928 | 4,721 |
| 2022 | Oct | 1,011 | 511 | 1,002 | 398 | 977 | 954 | 4,853 |
| 2022 | Nov | 960 | 485 | 952 | 377 | 928 | 906 | 4,608 |
| 2022 | Dic | 992 | 500 | 984 | 389 | 959 | 935 | 4,760 |
| Total | 2022 | 11,988 | 6,059 | 11,879 | 4,713 | 11,578 | 11,308 | 57,524 |



Figura 3. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Con relación a la proyección de demanda de potencia, es importante tener en consideración que la máxima demanda en los países de la región ocurre generalmente en diferentes momentos, es decir que la demanda máxima de potencia de los países no es coincidente, por lo que la demanda total de América Central no es resultado de la suma de las demandas individuales de cada país, sino que esta corresponde al máximo valor de demanda que se registra en el Sistema Eléctrico Regional en un instante determinado.

Tabla 3. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

| Año | Mes | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá |
|----------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| 2021 | Jun | 1,680 | 913 | 1,638 | 702 | 1,598 | 1,583 |
| 2021 | Jul | 1,699 | 924 | 1,656 | 710 | 1,616 | 1,601 |
| 2021 | Ago | 1,701 | 925 | 1,658 | 711 | 1,618 | 1,603 |
| 2021 | Sep | 1,681 | 914 | 1,639 | 702 | 1,599 | 1,584 |
| 2021 | Oct | 1,691 | 919 | 1,649 | 706 | 1,609 | 1,594 |
| 2021 | Nov | 1,687 | 917 | 1,645 | 705 | 1,605 | 1,590 |
| 2021 | Dic | 1,722 | 936 | 1,679 | 719 | 1,638 | 1,623 |
| Máx. Jul – Dic 2021 | | 1,722 | 936 | 1,679 | 719 | 1,638 | 1,623 |
| 2022 | Ene | 1,755 | 923 | 1,717 | 726 | 1,653 | 1,678 |
| 2022 | Feb | 1,776 | 929 | 1,738 | 734 | 1,673 | 1,698 |
| 2022 | Mar | 1,821 | 953 | 1,782 | 753 | 1,715 | 1,741 |
| 2022 | Abr | 1,822 | 953 | 1,783 | 753 | 1,716 | 1,742 |
| 2022 | May | 1,836 | 961 | 1,797 | 759 | 1,730 | 1,756 |
| 2022 | Jun | 1,739 | 910 | 1,701 | 719 | 1,637 | 1,662 |
| 2022 | Jul | 1,758 | 920 | 1,720 | 727 | 1,656 | 1,681 |
| 2022 | Ago | 1,760 | 921 | 1,722 | 728 | 1,658 | 1,683 |
| 2022 | Sep | 1,740 | 910 | 1,702 | 719 | 1,638 | 1,663 |
| 2022 | Oct | 1,750 | 916 | 1,712 | 724 | 1,648 | 1,673 |
| 2022 | Nov | 1,746 | 914 | 1,708 | 722 | 1,644 | 1,669 |
| 2022 | Dic | 1,782 | 933 | 1,744 | 737 | 1,678 | 1,704 |
| Máx. | 2022 | 1,836 | 961 | 1,797 | 759 | 1,730 | 1,756 |



Figura 4. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).



1.3. Discretización de los bloques horarios

Debido que el estudio abarca la planificación de los seis sistemas de América Central, es necesario homologar cronológicamente las curvas de carga de los seis países, con el objeto de representar de manera adecuada la demanda de energía mensual y de punta de cada sistema en los modelos de planificación. Las versiones más recientes de los modelos tienen capacidad para realizar una representación horaria de la curva de demanda, sin embargo, deberá tenerse en consideración que el número de variables y restricciones que consideran estos modelos en la solución del problema es proporcional al número de bloques de demanda que se definan para cada una de las etapas del estudio; por lo cual, una representación con mayor número de bloques horarios puede aumentar significativamente el esfuerzo computacional requerido para resolver los problemas, lo cual requerirá largos tiempos de solución.

De acuerdo con lo anterior, la representación de la curva de carga del sistema se ha realizado por medio de cinco bloques horarios, los cuales son conformados en base a registros de demanda horaria por medio del algoritmo de clusters.

Para la estimación de los bloques horarios utilizados en este Planeamiento Operativo se ha considerado mantener la representación en base a los registros del año 2016, los cuales han mostrado un comportamiento congruente con la demanda de los años 2017 a 2019, no así para el año 2020 que tuvo un comportamiento atípico por efectos de la pandemia del COVID-19.

La curva de carga discretizada en cinco bloques de carga se muestra en la siguiente figura, en la que el área en color celeste representa la curva de duración de carga horaria mensual, mientras que la curva en color rojo representa la curva de carga discretizada en cinco bloques, siendo el Bloque 1 el de máxima demanda, es decir, el bloque que en el que se agrupan los valores más altos de demanda, seguido en orden decreciente de los bloques 2, 3, 4, y 5, siendo este último el que agrupa los valores de mínima demanda del sistema.

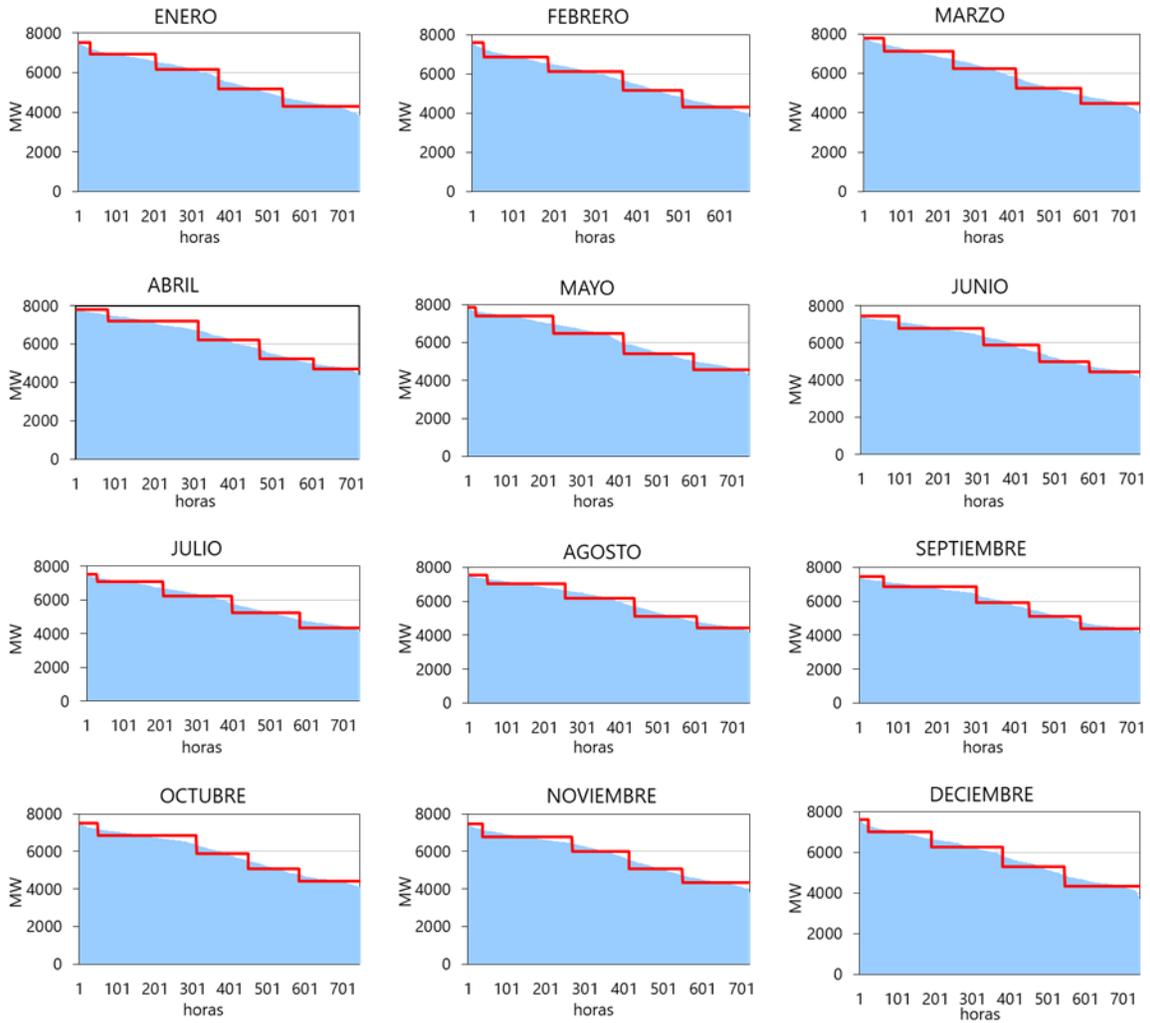


Figura 5. Curvas de duración de carga y su representación en cinco bloques horarios, para los países de América Central.

La discretización de la curva de carga permite identificar el bloque al que pertenece cada una de las horas del año, y con base en esta clasificación por bloques se realizará la proyección de demanda de los años del estudio. El detalle de bloques horarios mensuales para los siete días de una semana promedio del sistema centroamericano, se presenta en la siguiente figura.

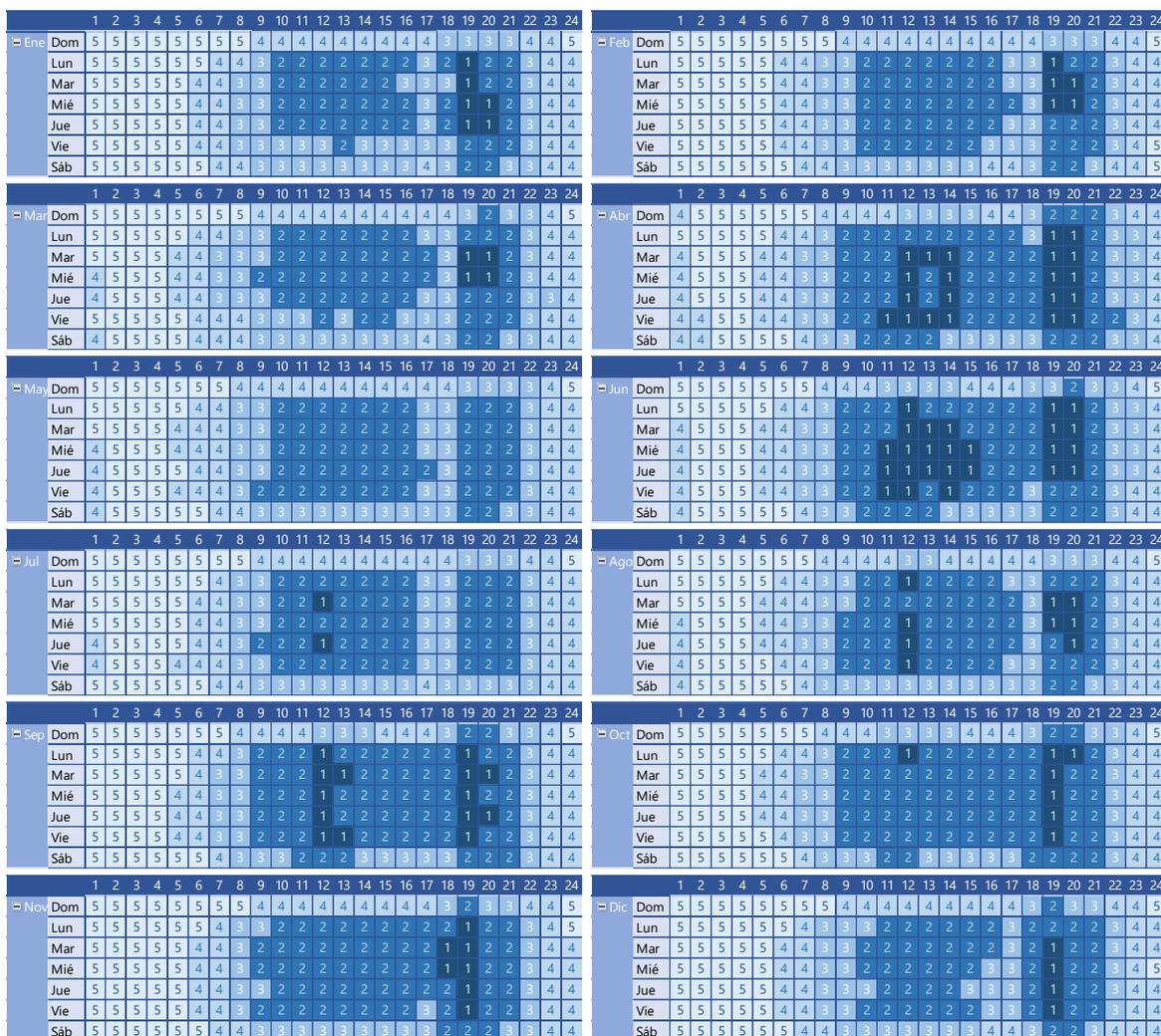


Figura 6. Mapeo de bloques horarios regionales, promedios mensuales.

1.4. Representación de demandas elásticas

Según lo establece el numeral 10.4 del Libro III del RMER, uno de los conceptos a considerar en la planificación es el "Excedente del Consumidor", definido en el Artículo 10.4.1 como "la diferencia que un consumidor está dispuesto a pagar por una unidad de energía con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada...". Este Artículo también establece que "La CRIE determinará la metodología de cálculo del excedente del consumidor con base en las predisposiciones a pagar por la energía de estos, o, como

simplificación, en función de la estimación de la elasticidad demanda-precio para distintos niveles y sectores de consumo de electricidad”.

Conforme a lo anterior, CRIE en su resolución CRIE-32-2018 adiciona el Anexo M al Libro III del RMER, denominado “*Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor*”, y definió las curvas de demanda elástica e inelástica para utilizar en los estudios de planificación, cuyos valores se detallan a continuación:

Tabla 4. Curvas demanda-precio por país.

| Sistema | Coeficientes (respecto de la demanda total) | | | | Precio (USD/kWh) | | | |
|-------------|---|---------|---------|---------|------------------|---------|---------|---------|
| | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Nivel 4 | Nivel 1 | Nivel 2 | Nivel 3 | Nivel 4 |
| Guatemala | 0.813 | 0.954 | 0.986 | 1.035 | Inelástica | 0.16 | 0.10 | 0.04 |
| El Salvador | 0.853 | 0.967 | 0.990 | 1.023 | Inelástica | 0.16 | 0.10 | 0.04 |
| Honduras | 0.732 | 0.935 | 0.981 | 1.047 | Inelástica | 0.16 | 0.10 | 0.04 |
| Nicaragua | 0.652 | 0.916 | 0.976 | 1.058 | Inelástica | 0.16 | 0.10 | 0.04 |
| Costa Rica | 0.765 | 0.943 | 0.983 | 1.043 | Inelástica | 0.16 | 0.10 | 0.04 |
| Panamá | 1.000 | - | - | - | Inelástica | - | - | - |

Como puede observarse en la tabla anterior, la demanda de Panamá es la única que no tiene definida elasticidad (niveles demanda-precio 2, 3 y 4), y por tanto su demanda será representada por un único escalón inelástico.

1.5. Precios de los combustibles

Los precios de la energía eléctrica en los países del MER son sensibles a los precios de los combustibles, debido que las matrices de generación cuentan con una proporción importante de centrales que operan a base de combustibles fósiles, y por tanto sus costos de operación son dependientes de los precios internacionales de sus correspondientes combustibles.

Las proyecciones de los precios de combustibles y costos variables de las centrales térmicas de la región se estiman con base en las proyecciones de precios de corto y largo plazo publicadas por la *Administración de Información de Energía de EE.UU.* (EIA); para este Planeamiento Operativo fueron utilizadas las proyecciones del *Short-Term Energy Outlook* (STEO) del mes de junio de 2021.

Será importante tener en cuenta las consideraciones de la EIA con relación a la todavía elevada incertidumbre a la que está sujeta la recuperación económica por los efectos de la pandemia del COVID-19. Debido que a nivel global se ha observado aumento de la actividad

económica por los alivios de la pandemia que han contribuido a la recuperación en el uso de la energía, la EIA ha asumido un crecimiento económico continuo y de mayor movilidad, sin embargo los cambios que puedan ocurrir sobre esas variables probablemente causaran desviaciones de las proyecciones.

Con relación a los precios del crudo, el precio spot del Brent promedio 68 \$/bbl en mayo de 2021, 25 \$/bbl más que el mes de noviembre de 2020, es decir un incremento en los precios de casi el 58% en 6 meses, sin embargo la EIA espera que los mercados internacionales se equilibren en el segundo semestre de 2021 considerando la decisión de la OPEP+ de aumentar la producción, así como un crecimiento acelerado en la producción de petróleo de EE.UU. y otra oferta, con lo cual pudiera superarse el desacelerado crecimiento de la demanda y podrían reducirse los precios del petróleo.

En cuanto a los precios altos que del gas natural Henry Hub la EIA expone que se debieron al incremento de las exportaciones de GNL de EE.UU., pero también al aumento del consumo local fuera del sector eléctrico, no obstante esperan que para el año 2022 los precios se estabilicen en un escenario de desaceleración del crecimiento de las exportaciones y al mismo tiempo un incremento de la producción de este combustible en EE.UU.

Tabla 5. Proyección de precios de los combustibles junio 2021 – diciembre 2022.

| Año | Mes | BUNKER US\$/gal | DIESEL US\$/gal | CARBON US\$/MMBtu | GAS NATURAL (HH) US\$/MMBtu |
|------|-----|--------------------|--------------------|----------------------|--------------------------------|
| 2021 | Jun | 1.55 | 2.06 | 1.88 | 3.00 |
| 2021 | Jul | 1.51 | 2.06 | 1.88 | 2.94 |
| 2021 | Ago | 1.55 | 2.10 | 1.87 | 2.93 |
| 2021 | Sep | 1.49 | 2.02 | 1.89 | 2.89 |
| 2021 | Oct | 1.42 | 1.98 | 1.84 | 2.93 |
| 2021 | Nov | 1.43 | 1.99 | 1.85 | 2.95 |
| 2021 | Dic | 1.43 | 1.92 | 1.85 | 3.00 |
| 2022 | Ene | 1.30 | 1.88 | 1.85 | 3.17 |
| 2022 | Feb | 1.39 | 1.90 | 1.88 | 3.12 |
| 2022 | Mar | 1.39 | 1.91 | 1.89 | 2.95 |
| 2022 | Abr | 1.35 | 1.86 | 1.90 | 2.85 |
| 2022 | May | 1.34 | 1.88 | 1.88 | 2.82 |
| 2022 | Jun | 1.33 | 1.85 | 1.84 | 2.86 |
| 2022 | Jul | 1.28 | 1.85 | 1.85 | 2.88 |
| 2022 | Ago | 1.31 | 1.89 | 1.84 | 2.88 |
| 2022 | Sep | 1.30 | 1.87 | 1.85 | 2.85 |
| 2022 | Oct | 1.28 | 1.92 | 1.81 | 2.89 |
| 2022 | Nov | 1.30 | 1.90 | 1.83 | 2.93 |
| 2022 | Dic | 1.31 | 1.79 | 1.82 | 2.97 |

Fuente: Elaboración propia con información del STEO de junio 2021.

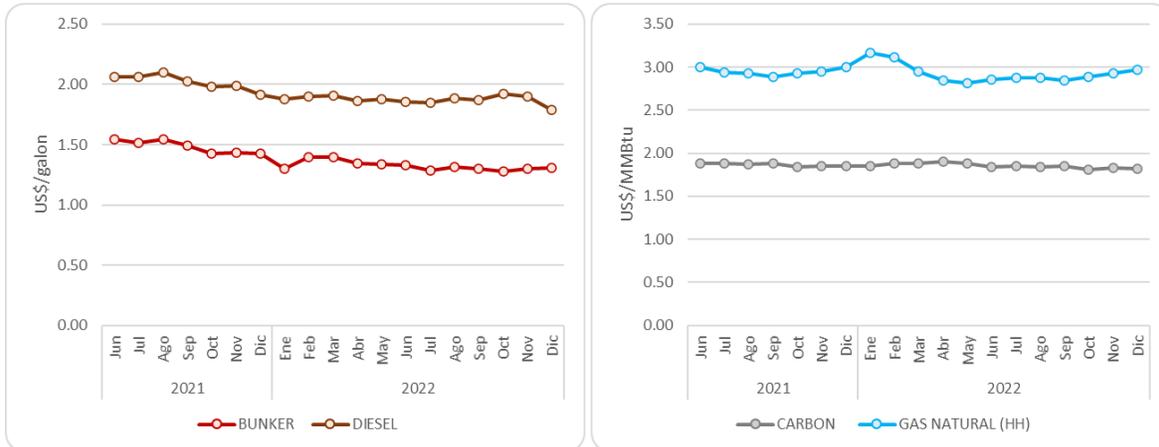


Figura 7. Proyección de precios de los combustibles junio 2021 – diciembre 2022.

1.6. Parámetros económicos

Los parámetros económicos para considerar en los estudios de planificación abarcan la tasa de descuento y el costo de energía no suministrada, cuyas metodologías de cálculo y valores serán determinados por CRIE, según está establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, en los numerales 10.4.5 y 10.8.1, respectivamente.

1.6.1. Tasa de Descuento

La tasa de descuento permite determinar las anualidades de los costos de inversión y operación del sistema. Al respecto, el numeral 10.4.5 el Libro III del RMER establece, “*el valor presente neto de las series de costos se calculará usando una tasa de descuento calculada mediante una metodología que definirá la CRIE. El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de riesgos del conjunto de los Países Miembro*”.

La tasa de descuento vigente para los estudios de planificación regional está definida en la Resolución CRIE-35-2020, con un valor de **9.65%**

1.6.2. Costo de energía no suministrada

El costo de energía no suministrada (CENS), corresponde en principio, al costo en el que incurren los consumidores finales debido a la interrupción intempestiva y sin preaviso, de su suministro de energía eléctrica. El CENS afecta en diferente medida a los consumidores conectados a las redes eléctricas, según la duración de la falla y el sector de consumo (industrial, comercial, residencial, u otro), por lo que en los modelos de planificación se hace necesario establecer diferentes escalones de falla que permitan representar estos efectos en la operación del sistema.

En relación con el CENS, el numeral 10.8.1 del RMER establece que, *“A los efectos de su uso en los estudios de planificación, la CRIE elaborará y aprobará una metodología para determinar el Costo de la Energía no Suministrada en cada país. Esta metodología deberá ser aprobada por la CRIE antes de cumplirse un (1) año posterior a la vigencia de este Reglamento. El costo de la Energía no Suministrada deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años”*.

Los escalones y valores de ENS para los estudios de planificación regional se encuentran definidos en la Resolución CRIE-34-2018, siendo estos los siguientes:

Tabla 6. CENS por escalón de profundidad para los estudios de Planificación.

| Bloque | Profundidad | CENS US\$/MWh |
|----------|--------------------------|------------------|
| Bloque 1 | Desde 0% - hasta 5% | 466 |
| Bloque 2 | Mayor a 5% - hasta 10% | 870 |
| Bloque 3 | Mayor de 10% - hasta 30% | 1,216 |
| Bloque 4 | Mayor de 30% | 2,056 |

2. Parámetros y premisas de simulación

2.1. Parámetros del modelo

El Planeamiento Operativo es ejecutado con el módulo de simulación del MER (modelo SDDP, de la firma brasileña PSR-Inc.), el cual forma parte del Sistema de Planificación de la Generación y Transmisión Regional (SPTR). En este estudio será utilizada la versión 16.0.6 de dicho modelo, cuyas opciones de ejecución se detallan a continuación:

Tabla 7. Parámetros definidos en el módulo de simulación del MER.

| Parámetro | Descriptor | Valor / Criterio utilizado |
|-------------------------------|--|--|
| Modelo de caudales | Modelo para generar las secuencias de caudales estocásticos utilizados por la simulación forward y los escenarios de caudales condicionados utilizados en la fase backward. | Modelo ARP |
| Tipo de estudio | Indica si serán utilizados diferentes secuencias de caudales para el algoritmo SDDP (estudio estocástico), o si será utilizada una única secuencia de caudales (estudio determinístico). | Estocástico |
| Número de escenarios forward | Número de secuencias hidrológicas usadas en la fase forward del algoritmo SDDP o en la actividad de la simulación. | 100 |
| Número de escenarios backward | Número de escenarios de caudales condicionados usados en la fase Backward del algoritmo SDDP, o en la simulación. | 50 |
| Número mínimo de iteraciones | Límite mínimo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP). | 1 |
| Número máximo de iteraciones | Límite máximo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP). | 15 |
| Número de años adicionales | Este dato es utilizado en el cálculo de la política operativa para amortiguar el efecto de amortiguamiento de las condiciones finales de los embalses. | 2 años, sin incluir en la simulación final |

| Parámetro | Descriptor | Valor / Criterio utilizado |
|---|---|--|
| Configuración de restricciones cronológicas | Se indica al modelo si considera las modificaciones en los datos a lo largo del período de planificación. | Dinámica |
| Representación de incertidumbre de las fuentes renovables | Se indica al modelo la metodología para seleccionar los escenarios de generación de las fuentes renovables. | Sorteo de escenarios |
| Modo operativo | Define la política de intercambio de potencia entre subsistemas. | Coordinado |
| Resolución | Tipo de etapas que serán utilizadas en las simulaciones. Dos opciones están disponibles en el modelo, etapas semanales o mensuales. | Etapas mensuales |
| Evaluación de la red eléctrica | Opciones para representación de la red eléctrica por medio de diferentes modelos y modos de ejecución. | Flujo DC con pérdidas, corte de carga en todas las barras y monitoreo de límites de la red de transmisión (circuitos con tensión ≥ 115 kV) y circuitos interregionales. |

2.2. Premisas del caso de estudio

2.1.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de julio 2021 a diciembre 2022. En las simulaciones se incluirán dos años adicionales al final del horizonte, para amortiguar el efecto de los embalses, sin embargo, las etapas de los años adicionales no serán consideradas en los resultados.

2.1.2. Año inicial de hidrología

Se define como año inicial de hidrología el año 1996 considerando los pronósticos de lluvia estimados en el informe de la "LXIV Perspectiva del Clima de América Central y República Dominicana" del Comité Regional de Recursos Hidráulicos del Sistema de la Integración Centroamericana (CRRH-SICA), correspondiente a los meses de mayo a julio de 2021, el cual considera en sus conclusiones el fenómeno de La Niña, que inició en julio de 2020 y finalizará en abril de 2021, mientras que en el período de mayo a julio de 2021 hay una alta probabilidad (80%) que prevalezca la fase Neutra del efecto de El Niño - Oscilación del Sur

(ENOS). Adicionalmente indican que la Oscilación Decadal del Pacífico (PDO, por sus siglas en inglés) se encuentra en fase negativa desde al menos el 2019 y se mantendrá sin cambios durante los próximos tres meses, con lo cual no se desarrollaría un evento de El Niño en el corto y mediano plazo.

Respecto a la Oscilación Multidecadal del Atlántico Norte (AMO, por sus siglas en inglés), se encuentra más debilitada que el año pasado, pero continuará en fase positiva en los próximos 3 meses, condición que ocasionaría una temporada de ciclones (de la cuenca del océano Atlántico) menos activa que la del 2020, sin embargo, los pronosticadores concuerdan será una temporada de ciclones más alta de lo normal.

Con base en las conclusiones del FCAC, los pronósticos de lluvia estimados en este informe denotan que las lluvias tendrán un comportamiento en el rango dentro de lo normal en la mayor parte de la región centroamericana, arriba de lo normal sobre la Franja Transversal del Norte, Caribe, boca costa y sur de Petén en Guatemala, así como en la cuenca del río Motagua, algunas áreas de Lempira, Atlántida, Yoro y cuenca baja del río Patuca en Honduras, al igual que en el valle central, pacífico central y pacífico sur de Costa Rica, y finalmente, en el oriente de Chiriquí y centro de Veraguas en Panamá; mientras que se estiman que las áreas con tendencias de lluvias en el rango bajo de lo normal se encuentran algunos municipios de Olancho, Francisco Morazán y Choluteca en Honduras, pero también en las zonas centrales y occidentales de la región norte de Nicaragua, principalmente el corredor seco.

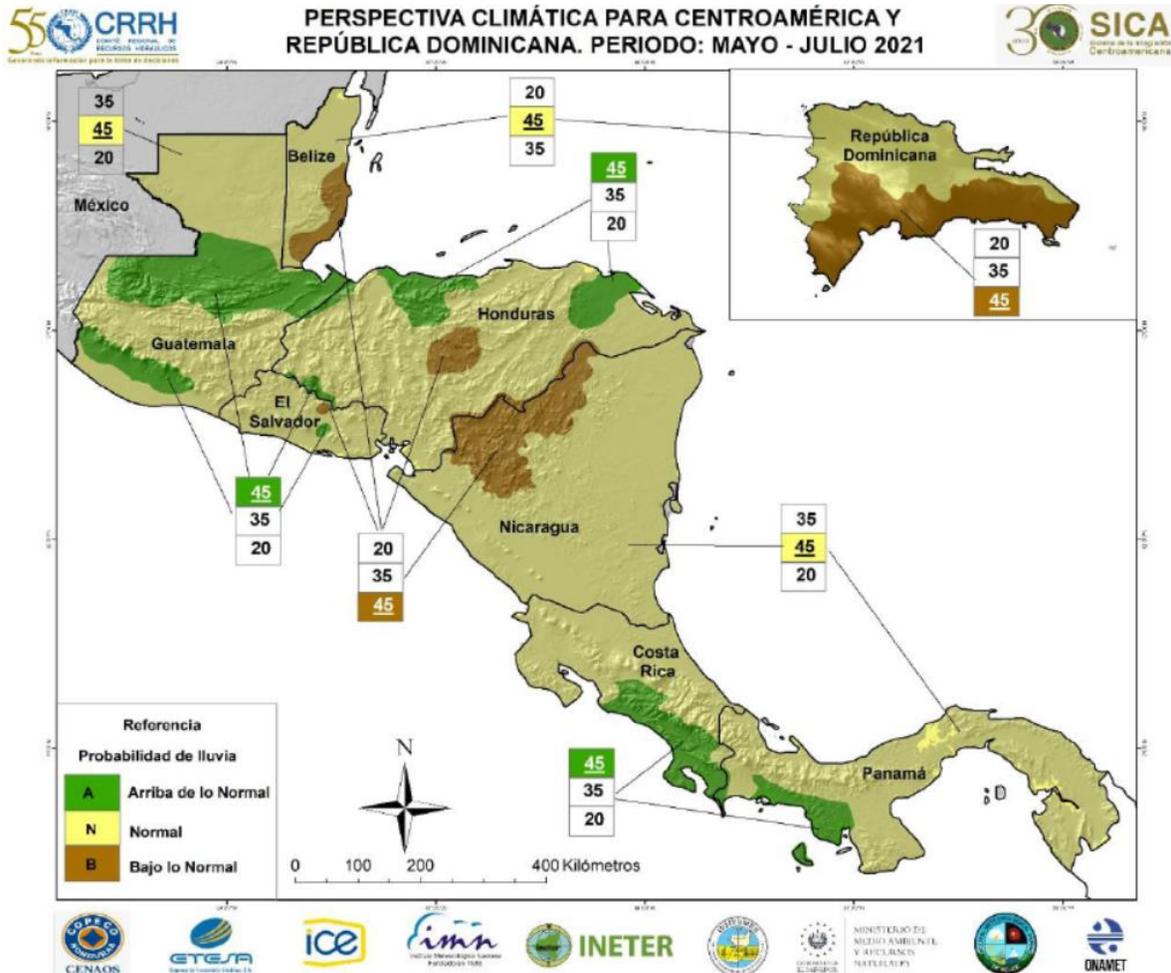


Figura 8. Mapa de la Perspectiva del Clima de Centroamérica para de mayo a julio de 2021.

Fuente: LXIV Perspectiva Climática para Centroamérica y República Dominicana, período: mayo – julio 2021, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

El año hidrológico inicial se determina en base a la consistencia de un año específico que podría representar las condiciones de lluvia para los pronósticos de la Perspectiva en la mayor parte del territorio de los países de Centroamérica. A continuación se muestra la tabla de los años análogos para los países que conforman el MER, establecidos con base en la metodología de años análogos utilizada por los expertos en meteorología y climatología del CRRH:



Tabla 8. Años análogos para las condiciones de lluvia de mayo a julio de 2021.

| País | Años análogos |
|-------------|--|
| Guatemala | 2006, 2012 , 2013, 2014 |
| El Salvador | 1996 , 1999, 2001, 2008, 2011 y 2012 |
| Honduras | 1996 , y 2012 |
| Nicaragua | 1984, 1989, 1996 , 2001, 2006 y 2012 |
| Costa Rica | 1996 |
| Panamá | 2006, 2009, 2011 |

Fuente: Elaboración propia con base en la información de la LXIV Perspectiva Climática para Centroamérica y República Dominicana, período: mayo – julio 2021, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

Es importante mencionar que, debido a la falta de registros de caudales históricos en varias estaciones hidrológicas modeladas en la base de datos, no fue posible utilizar el año 2012 como año semilla, siendo este un año más reciente, pero con un comportamiento similar al año 1996 en la metodología de años análogos.

2.1.3. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa prevista para la red de transmisión regional ha sido modelada por medio de la restricción eléctrica de “*Suma de Flujo en Circuitos*” disponibles en el módulo de simulación, cuyos valores fueron estimados con base en la metodología de los Estudios de Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia (MCTP) entre los sistemas del MER, teniendo en consideración las modificaciones en los sistemas de generación y transmisión informados por los OS/OM.

A continuación se presentan los gráficos con el detalle de las MCTPs entre cada par de países para los cinco bloques horarios y sentido de los flujos de potencia regional.

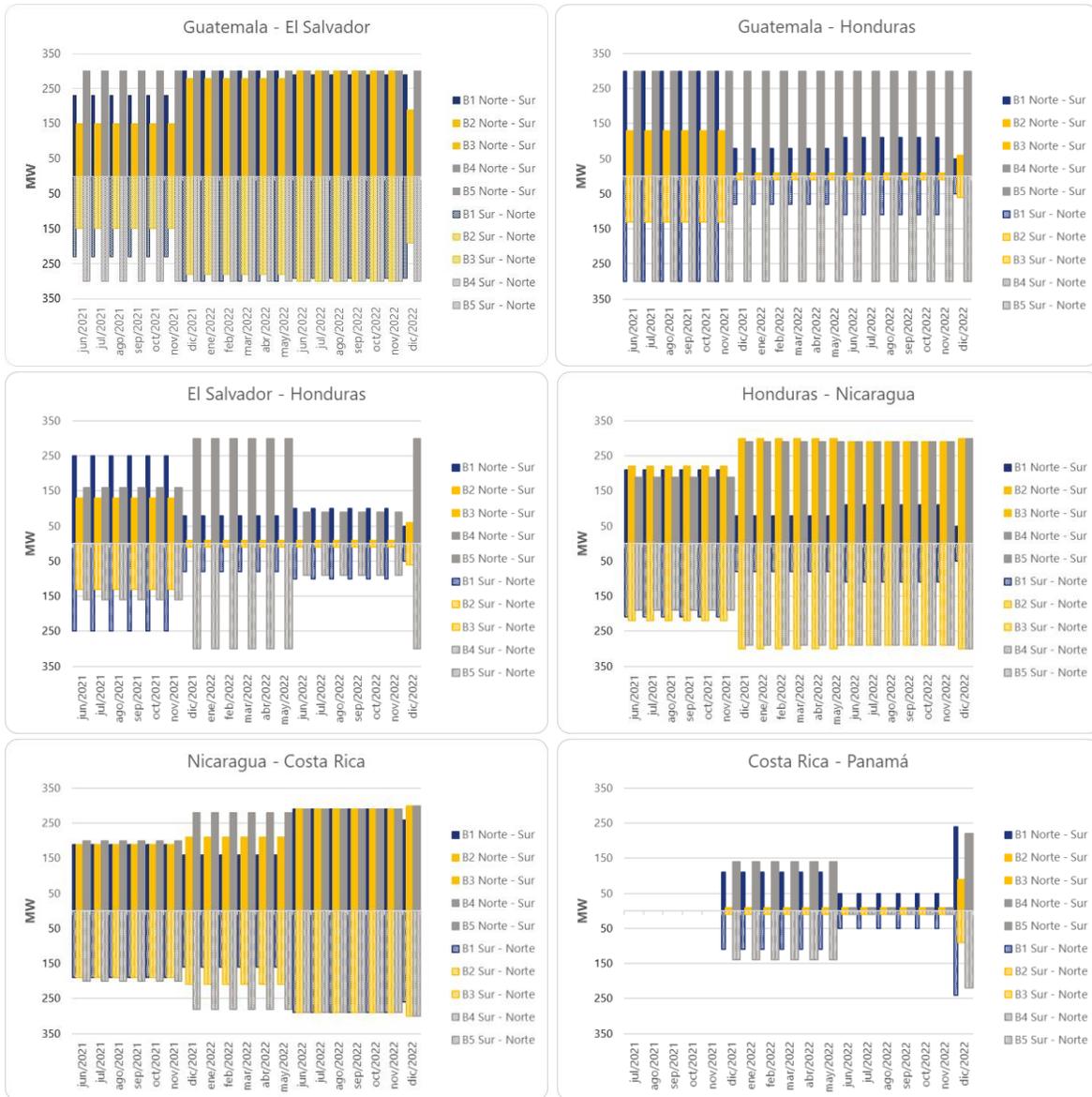


Figura 9. Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia regional jun/2021 – dic/2022.

3. Estado del sistema

3.1. Oferta existente

La capacidad de generación disponible en los países del MER al mes de junio de 2021, de acuerdo con la información remitida por los OS/OM para la actualización de la Base de Datos Regional, es de **17,468.7 MW**, de los cuales 41.4% corresponde a centrales hidroeléctricas, 32.0% a termoeléctricas de combustibles fósiles, 7.4% a centrales de biomasa, 7.2% a centrales eólicas, 6.7% a centrales solares fotovoltaicas, 3.2% a geotérmicas y 2.2% a centrales de gas natural.

Tabla 9. Oferta disponible en los países de América Central por tipo de recurso (MW).

| Recurso | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá | Total C.A. |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Geotérmico | 33.6 | 174.5 | 35.0 | 110.0 | 207.7 | | 560.8 |
| Hidroeléctrico | 1,573.8 | 557.2 | 849.0 | 139.2 | 2,317.3 | 1,800.0 | 7,236.5 |
| Eólico | 102.5 | 50.0 | 240.3 | 186.6 | 403.6 | 270.0 | 1,253.0 |
| Solar FV | 80.0 | 204.0 | 506.6 | 12.0 | 21.4 | 340.2 | 1,164.3 |
| Gas Natural | 2.6 | | | | | 381.0 | 383.6 |
| Biomasa | 691.8 | 208.0 | 190.9 | 119.0 | 37.3 | 38.1 | 1,285.1 |
| Carbón | 513.4 | | 142.8 | | | 433.0 | 1,089.2 |
| Fuel Oil | 714.3 | 708.7 | 838.9 | 667.9 | 418.3 | 1,148.2 | 4,496.2 |
| Total país | 3,712.0 | 1,902.3 | 2,803.5 | 1,234.7 | 3,405.6 | 4,410.6 | 17,468.7 |

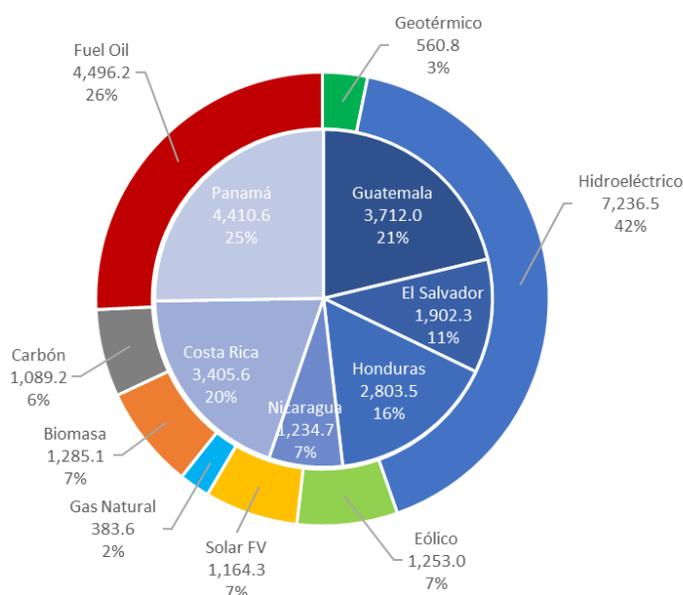


Figura 10. Oferta disponible en los países de América Central, por tipo de recurso.



3.2. Incorporaciones recientes

3.2.1. Proyectos de generación

Durante el primer semestre del año 2021 se incorporaron al sistema cinco proyectos de generación, conforme a la información reportada por los OS/OM, los cuales totalizan **294 MW** de capacidad adicional para el sistema, de estos, dos proyectos se encuentran en Honduras, destacando entre ellos la central hidroeléctrica Patuca 3 de 104 MW, mientras que la segunda es la central térmica Rentas Americanas de 30 MW, los tres proyectos restantes pertenecen al sistema de Panamá, siendo estos la Central Azucarero de Alanje de 30 MW que funciona a base de biomasa, y dos proyectos solares de 120 MW y 10 MW, denominados Solar Penonomé y EcoSol, respectivamente.

Tabla 10. Incorporación de proyectos de generación en los países de América Central durante el primer semestre del año 2021.

| Sistema | Fuente | Proyecto | Fecha | Capacidad (MW) |
|--------------|----------------|----------------------------------|----------|----------------|
| Honduras | Hidroeléctrico | Patuca 3 | ene/2021 | 104.0 |
| | Fuel Oil | Rentas Americanas | jun/2021 | 30.0 |
| Panamá | Biomasa | Central Azucarero de Alanje S.A. | ene/2021 | 30.0 |
| | Solar FV | Solar Penonomé | ene/2021 | 120.0 |
| | Solar FV | EcoSol | jun/2021 | 10.0 |
| Total | | | | 294.0 |

3.2.2. Proyectos de transmisión

Con base en la información actualizada por los OSOM para la base de datos, se identifican seis modificaciones en el sistema de transmisión, las cuales fueron efectuadas durante el primer semestre del año 2021 en los sistemas de Guatemala, Nicaragua y Panamá.

Tabla 11. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión de los países de América Central ejecutadas durante el primer semestre de 2021.

| Sistema | Elemento | Nombre | Barra Origen | Barra Destino | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) | Fecha | Modificación |
|-----------|----------|----------------------------------|--------------|---------------|--------------|-----------------|----------|------------------|
| Guatemala | Línea | La Vega - Barberena A | 14038 | 14012 | 69 | 150 | 1/6/2021 | Incorporación |
| | Línea | Los Esclavos – Barberena | 1406 | 14012 | 69 | 83.8 | 1/6/2021 | Incorporación |
| | Línea | Barberena - La Pastoría Deriv. A | 14012 | 1439 | 69 | 83.8 | 1/6/2021 | Incorporación |
| | Trafo | La Vega | 1124 | 14038 | 230/69 | 150 | 1/6/2021 | Incorporación |
| Nicaragua | Línea | Rivas – Tola | 4330 | 4373 | 138 | 150 | 1/3/2021 | Incorporación |
| Panamá | Línea | Cerro Viento - Llano Bonito | 6019 | 6115 | 115 | 132 | 1/1/2021 | Incremento capac |

3.3. Expansiones y modificaciones programadas para el período junio 2021 a diciembre 2022

3.3.1. Proyectos de generación

Las adiciones de generación previstas en los países del MER para el período de julio 2021 a diciembre 2022, son aquellas que se encuentran en construcción de acuerdo con los planes nacionales de expansión e información suministrada por los Agentes a través de los OS/OM. En el período indicado se identifican 14 proyectos, los cuales totalizan **916.6 MW**.

Tabla 12. Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de julio 2021 a diciembre 2022, por país y tipo de recurso (MW).

| Sistema | Fecha | Recurso | Proyecto | Capacidad (MW) |
|--------------|----------|----------------|-----------------------------|----------------|
| El Salvador | jul/2022 | Gas Natural | Proyecto de Gas Natural | 380.0 |
| | ago/2022 | Hidroeléctrico | 3 de Febrero | 65.7 |
| Nicaragua | dic/2021 | Gas Natural | Ciclo Combinado Gas Natural | 300.0 |
| Panamá | ago/2021 | Eólico | Toabre Etapa 1 | 66.0 |
| | oct/2021 | Solar FV | Caoba Solar | 10.0 |
| | oct/2021 | Solar FV | Cedro Solar | 10.0 |
| | oct/2021 | Solar FV | Mayorca Solar | 10.0 |
| | oct/2021 | Solar FV | Pese Solar | 10.0 |
| Panamá | ene/2022 | Solar FV | Llano Sanchez | 10.0 |
| | ene/2022 | Solar FV | RPM Solar Caizan 01 | 10.0 |
| | ene/2022 | Solar FV | Solar Esperanza | 20.0 |
| | jun/2022 | Solar FV | Pedregalito Solar Power | 10.0 |
| | jun/2022 | Solar FV | RPM Solar Caizan 02 | 10.0 |
| | jul/2022 | Solar FV | Panasolar II | 5.0 |
| Total | | | | 916.6 |

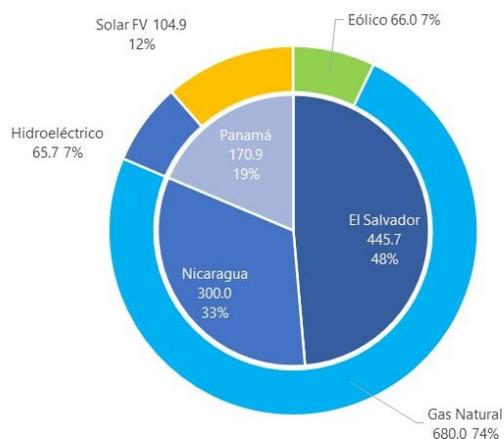


Figura 11. Expansión de generación prevista a incorporarse en el período de julio 2021 a diciembre 2022, por país y tipo de recurso.



Adicionalmente, han sido informadas plantas que dejarán de formar parte de los parques generadores de los sistemas de Costa Rica y Panamá.

Tabla 13. Retiros de capacidad previstos para el período de julio 2021 a diciembre de 2022.

| Sistema | Fecha | Recurso | Proyecto | Capacidad (MW) |
|--------------|----------|----------------|-------------------------------|----------------|
| Costa Rica | nov/2021 | Hidroeléctrica | P.H. El Ángel | 3.85 |
| | nov/2021 | Hidroeléctrica | P.H. Embalse | 1.89 |
| Panamá | dic/2022 | Diésel | Bahía Las Minas - J. Brown G5 | 33.0 |
| | dic/2022 | Diésel | Bahía Las Minas - J. Brown G6 | 33.0 |
| | dic/2022 | Diésel | Bahía Las Minas 8 | 34.0 |
| Total | | | | 105.74 |

3.3.2. Ampliaciones de transmisión

Las modificaciones previstas para la red de transmisión para el período de junio 2021 a diciembre 2022 son aquellas que se encuentran en construcción de acuerdo con los planes nacionales de expansión e información suministrada por los Agentes a través de los OS/OM.

Tabla 14. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Guatemala.

| Fecha | Elemento | Barra Origen | Barra Destino | Nombre | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) | Modificación |
|----------|----------|--------------|---------------|-------------------------------|--------------|-----------------|---------------|
| ene/2022 | Línea | 1109 | 1793 | Guate Sur - Incienso 230A | 230 | 424 | Incorporación |
| ene/2022 | Línea | 1841 | 1843 | Huehuetenango - Chiantla 230A | 230 | 424 | Incorporación |

Tabla 15. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de El Salvador.

| Fecha | Elemento | Barra Origen | Barra Destino | Nombre | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) | Modificación |
|----------|----------|--------------|---------------|-----------------------------|--------------|-----------------|----------------------|
| feb/2022 | Trafo | 24481 | 27481 | Talnique | 46/115 | 100 | Incremento capacidad |
| jun/2022 | Trafo | 27431 | 22431 | San Martín | 115/23 | 75 | Incorporación |
| jul/2022 | Línea | 28161 | 28132 | Ahuachapán – EDP | 230 | 396 | Incorporación |
| jul/2022 | Línea | 28161 | 28132 | Ahuachapán – EDP | 230 | 396 | Incorporación |
| jul/2022 | Trafo | 28132 | 29006 | Energía del Pacífico T01 | 230/115 | 250 | Incorporación |
| jul/2022 | Trafo | 28132 | 29007 | Energía del Pacífico T02 | 230/115 | 250 | Incorporación |
| ago/2022 | Línea | 27181 | 27601 | 15 Septiembre - 3 Febrero | 115 | 130 | Incorporación |
| dic/2022 | Línea | 27171 | 27371 | Cerrón Grande - Nejapa | 115 | 260 | Seccionamiento |
| dic/2022 | Línea | 27361 | 27481 | San Antonio Abad – Talnique | 115 | 260 | Seccionamiento |
| dic/2022 | Línea | 27421 | 27441 | Nuevo Cuscatlán – Ateos | 115 | 260 | Seccionamiento |
| dic/2022 | Línea | 27171 | 27531 | Cerrón Grande – Chalate | 115 | 130 | Incorporación |
| dic/2022 | Línea | 27361 | 27551 | San Antonio - Volcán | 115 | 260 | Incorporación |
| dic/2022 | Línea | 27421 | 27551 | Nuevo Cuscatlán – Volcán | 115 | 260 | Incorporación |



| Fecha | Elemento | Barra Origen | Barra Destino | Nombre | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) | Modificación |
|----------|----------|--------------|---------------|-----------------------|--------------|-----------------|---------------|
| dic/2022 | Línea | 27441 | 27551 | Ateos – Volcán | 115 | 260 | Incorporación |
| dic/2022 | Línea | 27481 | 27551 | Talnique – Volcán | 115 | 410 | Incorporación |
| dic/2022 | Línea | 27371 | 27561 | Nejapa – Apopa | 115 | 260 | Incorporación |
| dic/2022 | Línea | 27171 | 27561 | Cerrón Grande – Apopa | 115 | 260 | Incorporación |
| dic/2022 | Trafo | 27551 | 22541 | Volcán | 115/23 | 75 | Incorporación |
| dic/2022 | Trafo | 27531 | 24561 | Chalatenango | 115/46 | 50 | Incorporación |
| dic/2022 | Trafo | 27561 | 22551 | Apopa | 115/23 | 75 | Incorporación |

Tabla 16. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Nicaragua.

| Fecha | Elemento | Barra Origen | Barra Destino | Nombre | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) | Modificación |
|----------|----------|--------------|---------------|--------------------------------------|--------------|-----------------|------------------|
| oct/2021 | Línea | 4401 | 4406 | Los Brasiles – Ticuantepe | 230 | 318 | Incremento capac |
| oct/2021 | Línea | 4404 | 4406 | Masaya – Ticuantepe | 230 | 318 | Incremento capac |
| oct/2021 | Línea | 4750 | 4803 | Amayo – Eolo | 230 | 318 | Incremento capac |
| oct/2021 | Línea | 4419 | 4402 | Mateare I – Sandino | 230 | 318 | Incremento capac |
| oct/2021 | Línea | 4402 | 4403 | Sandino - León I | 230 | 318 | Incremento capac |
| dic/2021 | Línea | 4401 | 4420 | Los Brasiles - San Benito | 230 | 374 | Incorporación |
| dic/2021 | Línea | 4417 | 4420 | Terrabona - San Benito | 230 | 374 | Incorporación |
| dic/2021 | Línea | 4420 | 4422 | San Benito – Boaco | 230 | 374 | Incorporación |
| dic/2021 | Línea | 4407 | 4403 | Frontera Honduras - León I | 230 | 374 | Incremento capac |
| dic/2021 | Línea | 4750 | 4408 | Amayo - Frontera Costa Rica | 230 | 374 | Incremento capac |
| ene/2022 | Trafo | 4417 | 49020 | Terrabona AT1 | 230/138 | 120 | Incorporación |
| mar/2022 | Línea | 4213 | 4214 | Deriv. Montefresco - Deriv. Puenton | 69 | 33 | Retiro |
| mar/2022 | Línea | 4324 | 4331 | Planta Centroamérica – Sebaco | 138 | 60 | Retiro |
| mar/2022 | Línea | 4325 | 4340 | Periodista – Ticuantepe | 138 | 134 | Retiro |
| mar/2022 | Línea | 4333 | 4386 | San Rafael del Sur - Villa El Carmen | 138 | 150 | Incorporación |
| mar/2022 | Línea | 4353 | 4356 | La Dalia – Waslala | 138 | 150 | Incorporación |
| mar/2022 | Línea | 4352 | 4399 | Ocotol - Santa Clara | 138 | 150 | Incorporación |
| mar/2022 | Línea | 4308 | 4324 | Jinotega - Planta Centroamérica | 138 | 150 | Incorporación |
| mar/2022 | Línea | 4308 | 4331 | Jinotega – Sebaco | 138 | 150 | Incorporación |
| mar/2022 | Línea | 4383 | 4325 | Central – Periodista | 138 | 134 | Incorporación |
| mar/2022 | Línea | 4340 | 4383 | Ticuantepe – Central | 138 | 150 | Incorporación |
| mar/2022 | Trafo | 4237 | 4337 | Yalagüina | 69/138 | 10 | Retiro |
| mar/2022 | Trafo | 4406 | 49024 | TCP-AT3 | 230/138 | 71.3 | Incorporación |
| mar/2022 | Trafo | 4422 | 49023 | Boaco T1 | 230/138 | 120 | Incorporación |

Tabla 17. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Costa Rica.

| Fecha | Elemento | Barra Origen | Barra Destino | Nombre | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) | Modificación |
|----------|----------|--------------|---------------|---------------------------|--------------|-----------------|------------------|
| dic/2021 | Línea | 53004 | 53304 | La Caja - El Coco 138 | 138 | 190 | Incremento capac |
| dic/2021 | Línea | 53204 | 53004 | Garita - La Caja 138 | 138 | 190 | Incremento capac |
| dic/2021 | Línea | 53204 | 53304 | Garita - El coco 138 | 138 | 190 | Incremento capac |
| sep/2022 | Línea | 50054 | 50604 | Cañas - Filadelfia 138 | 138 | 200 | Incremento capac |
| sep/2022 | Línea | 50504 | 50604 | Guayabal - Filadelfia 138 | 138 | 200 | Incremento capac |



Tabla 18. Ampliaciones y modificaciones del sistema de transmisión previstas para el período julio 2021 a diciembre 2022 en el sistema de Panamá.

| Fecha | Elemento | Barra Origen | Barra Destino | Nombre | Tensión (kV) | Capacidad (MVA) | Modificación |
|----------|----------|--------------|---------------|---------------------------|--------------|-----------------|------------------|
| ene/2022 | Línea | 6002 | 6055 | Panamá - Monte Oscuro | 115 | 109 | Incorporación |
| ene/2022 | Línea | 6018 | 6703 | Cáceres - Bella Vista | 115 | 140 | Incorporación |
| ene/2022 | Trafo | 6840 | 6841 | Panamá III T4 | 230/115 | 175 | Incorporación |
| ene/2022 | Trafo | 6840 | 6841 | Panamá III T5 | 230/115 | 175 | Incorporación |
| ene/2022 | Trafo | 6702 | 6703 | Bella Vista T1 | 230/115 | 175 | Incorporación |
| ene/2022 | Trafo | 6702 | 6703 | Bella Vista T2 | 230/115 | 175 | Incorporación |
| ago/2022 | Línea | 6008 | 6460 | Llano Sanchez - El Coco | 230 | 505 | Incremento capac |
| ago/2022 | Línea | 6008 | 6460 | Llano Sanchez - El Coco | 230 | 505 | Incremento capac |
| ago/2022 | Línea | 6008 | 6520 | LSanchez - San Bartolo | 230 | 505 | Incremento capac |
| ago/2022 | Línea | 6008 | 6520 | LSanchez - San Bartolo | 230 | 505 | Incremento capac |
| ago/2022 | Línea | 6182 | 6520 | Veladero - San Bartolo | 230 | 505 | Incremento capac |
| ago/2022 | Línea | 6182 | 6520 | Veladero - San Bartolo | 230 | 505 | Incremento capac |
| ago/2022 | Línea | 6460 | 6713 | El Coco - Burunga A | 230 | 505 | Incremento capac |
| ago/2022 | Línea | 6460 | 6713 | El Coco - Burunga B | 230 | 505 | Incremento capac |
| sep/2022 | Línea | 6003 | 6713 | Panamá 2 - Burunga A | 230 | 279 | Seccionamiento |
| sep/2022 | Línea | 6003 | 6713 | Panamá 2 - Burunga B | 230 | 279 | Seccionamiento |
| sep/2022 | Línea | 6001 | 6840 | Panamá - Panamá 3A | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6001 | 6840 | Panamá - Panamá 3B | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6003 | 6840 | Panamá 2 - Panamá 3A | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6003 | 6840 | Panamá 2 - Panamá 3B | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6005 | 6840 | Chorrera - Panamá 3A | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6005 | 6840 | Chorrera - Panamá 3B | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6702 | 6840 | Bella Vista - Panamá 3A | 230 | 247 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6702 | 6840 | Bella Vista - Panamá 3B | 230 | 247 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6713 | 6840 | Burunga - Panamá 3A | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6713 | 6840 | Burunga - Panamá 3B | 230 | 505 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6801 | 6808 | Sabanitas - Costa Norte A | 230 | 770 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6801 | 6808 | Sabanitas - Costa Norte B | 230 | 770 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6801 | 6840 | Sabanitas - Panamá 3A | 230 | 1000 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6801 | 6840 | Sabanitas - Panamá 3B | 230 | 1000 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6003 | 6801 | Panamá II - Sabanitas A | 230 | 500 | Incorporación |
| sep/2022 | Línea | 6003 | 6801 | Panamá II - Sabanitas B | 230 | 500 | Incorporación |

4. Resultados

4.1. Resultados para el sistema eléctrico de Guatemala

4.1.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Guatemala estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con una proporción promedio de 57.76%, seguido por la producción de centrales termoeléctricas con una proporción de 31.0%, mientras que la generación intermitente (eólicas y solares) se estima en una proporción de 2.94% y la producción geotérmica con una proporción de 1.81%. Adicionalmente el sistema de Guatemala importa energía desde México proveniente de la central de gas natural Energía del Caribe, cuya energía corresponde a una proporción de 6.49%.

La energía estimada para el sistema guatemalteco totaliza **7,316.6 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **13,907.9 GWh** en el año 2022.

Tabla 19. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

| Año | Mes | Geotérmico | Hidroeléctrica | Intermitente | Gas Natural | Biogas | Biomasa | Carbón | Fuel-Oil | Import. México | Total |
|---------------------|-----|--------------|----------------|--------------|-------------|------------|----------------|----------------|--------------|----------------|-----------------|
| 2021 | 7 | 24.2 | 860.4 | 37.3 | 1.9 | 0.0 | 0.0 | 212.6 | 25.8 | 84.5 | 1,246.7 |
| 2021 | 8 | 24.2 | 843.2 | 29.6 | 1.8 | 0.1 | 0.0 | 226.0 | 29.7 | 82.2 | 1,236.8 |
| 2021 | 9 | 23.4 | 907.3 | 16.9 | 1.6 | 0.3 | 0.0 | 157.0 | 29.7 | 66.7 | 1,202.9 |
| 2021 | 10 | 17.3 | 928.9 | 23.5 | 1.8 | 0.3 | 0.0 | 150.6 | 34.9 | 77.4 | 1,234.5 |
| 2021 | 11 | 23.1 | 666.5 | 46.5 | 1.8 | 0.2 | 249.2 | 116.6 | 25.1 | 69.3 | 1,198.2 |
| 2021 | 12 | 16.3 | 537.2 | 51.1 | 1.1 | 0.1 | 374.4 | 127.4 | 23.0 | 67.0 | 1,197.5 |
| Jul-Dic 2021 | | 128.6 | 4,743.5 | 204.9 | 9.8 | 0.9 | 623.7 | 990.2 | 168.0 | 447.1 | 7,316.6 |
| 2022 | 1 | 23.9 | 452.9 | 51.4 | 1.5 | 0.1 | 380.0 | 207.2 | 22.3 | 78.8 | 1,218.0 |
| 2022 | 2 | 20.7 | 328.4 | 41.8 | 1.6 | 0.1 | 372.0 | 255.7 | 20.0 | 78.2 | 1,118.5 |
| 2022 | 3 | 24.2 | 345.6 | 47.2 | 1.9 | 0.1 | 403.1 | 333.6 | 21.0 | 86.7 | 1,263.3 |
| 2022 | 4 | 22.3 | 361.1 | 25.3 | 1.8 | 0.2 | 355.1 | 389.4 | 20.0 | 83.9 | 1,259.0 |
| 2022 | 5 | 16.0 | 461.6 | 26.9 | 1.9 | 0.3 | 50.3 | 374.3 | 40.0 | 86.7 | 1,058.0 |
| 2022 | 6 | 23.1 | 669.1 | 30.4 | 1.7 | 0.2 | 0.0 | 284.4 | 27.4 | 82.8 | 1,119.0 |
| 2022 | 7 | 24.2 | 754.9 | 37.4 | 1.6 | 0.0 | 0.0 | 212.9 | 24.0 | 85.2 | 1,140.2 |
| 2022 | 8 | 24.2 | 779.3 | 29.7 | 1.6 | 0.1 | 0.0 | 191.1 | 25.3 | 82.5 | 1,133.9 |
| 2022 | 9 | 23.4 | 858.9 | 17.0 | 1.3 | 0.3 | 0.0 | 133.8 | 26.4 | 69.9 | 1,131.1 |
| 2022 | 10 | 17.3 | 887.7 | 23.4 | 1.4 | 0.3 | 0.0 | 117.2 | 28.1 | 73.9 | 1,149.2 |
| 2022 | 11 | 23.1 | 625.5 | 47.1 | 1.3 | 0.2 | 249.3 | 78.1 | 24.8 | 62.8 | 1,112.0 |
| 2022 | 12 | 16.3 | 525.1 | 51.3 | 1.8 | 0.1 | 374.5 | 130.7 | 23.0 | 82.9 | 1,205.7 |
| 2022 | | 258.8 | 7,050.1 | 428.8 | 19.5 | 1.7 | 2,184.4 | 2,708.3 | 302.2 | 954.2 | 13,907.9 |

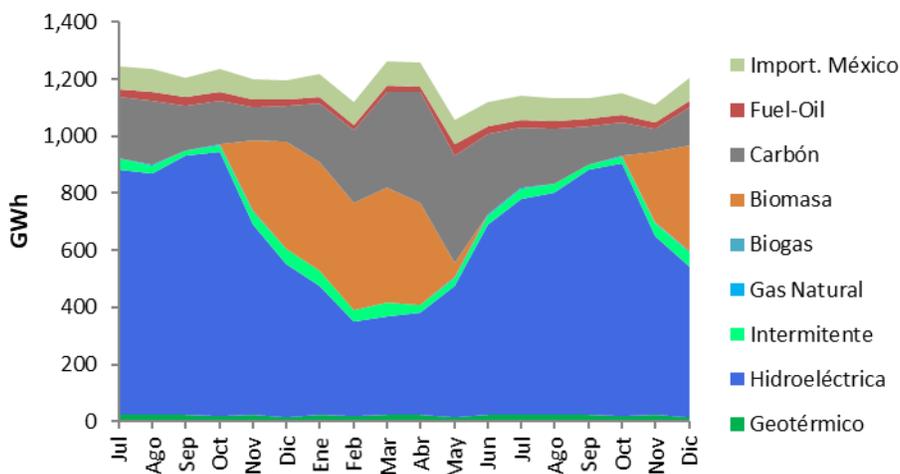


Figura 12. Despacho de energía estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

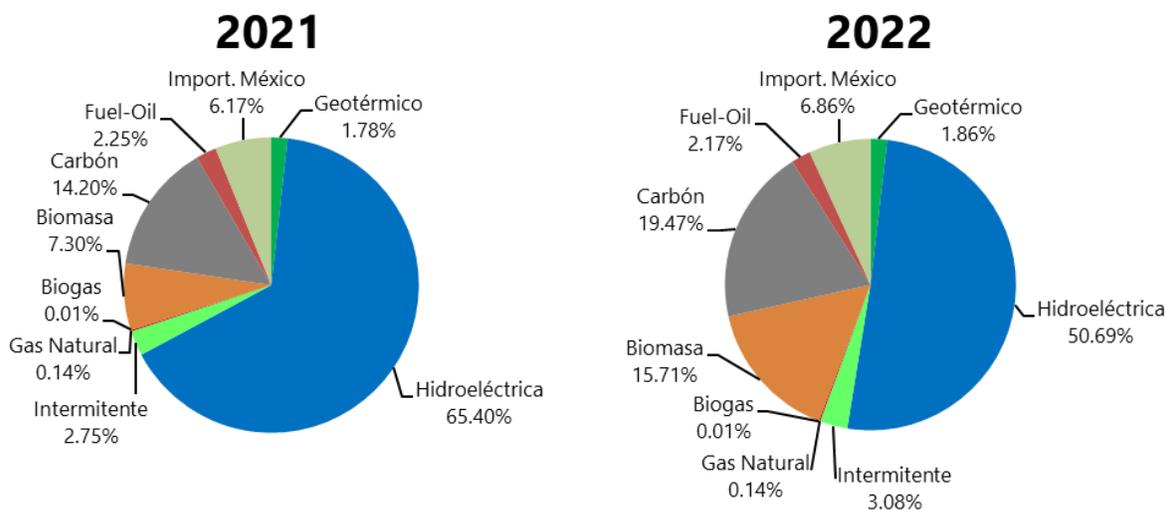


Figura 13. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Guatemala por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.



4.1.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones estimadas de Guatemala hacia el MER totalizan 1,312.5 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 1,690.9 GWh en el año 2022, en tanto que las importaciones totalizan 0.1 GWh de julio a diciembre de 2021 y 142.4 GWh en el año 2022. Es importante notar las potenciales importaciones en Guatemala desde el MER ocurren en los meses de la época lluviosa, mientras que las exportaciones son mayores en los meses de la época de verano.

Tabla 20. Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER (GWh).

| Año | Mes | Importaciones Netas | Exportaciones Netas |
|-------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 2021 | Jul | 0.0 | 233.4 |
| 2021 | Ago | 0.1 | 207.6 |
| 2021 | Sep | 0.0 | 199.0 |
| 2021 | Oct | 0.0 | 210.3 |
| 2021 | Nov | 0.0 | 244.3 |
| 2021 | Dic | 0.0 | 218.0 |
| 2021 | Total | 0.1 | 1,312.5 |
| 2022 | Ene | 0.0 | 220.2 |
| 2022 | Feb | 0.0 | 216.9 |
| 2022 | Mar | 0.0 | 222.8 |
| 2022 | Abr | 0.1 | 200.8 |
| 2022 | May | 28.1 | 21.5 |
| 2022 | Jun | 7.3 | 102.5 |
| 2022 | Jul | 27.0 | 120.2 |
| 2022 | Ago | 15.9 | 78.6 |
| 2022 | Sep | 9.5 | 93.4 |
| 2022 | Oct | 14.9 | 86.1 |
| 2022 | Nov | 36.2 | 138.4 |
| 2022 | Dic | 3.5 | 189.5 |
| 2022 | Total | 142.4 | 1,690.9 |

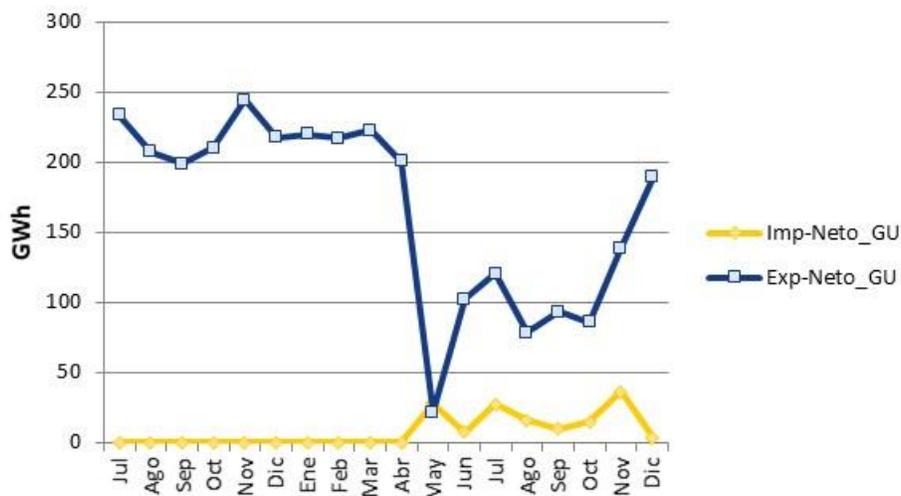


Figura 14. Exportaciones e importaciones netas de Guatemala en el MER.

Es notable el hecho que el sistema guatemalteco resulta con mayor tendencia de exportador, debido que las inyecciones de energía al MER toman valores mayores que los retiros en el período del estudio. Los intercambios de energía en el MER del sistema guatemalteco resultan a partir de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de El Salvador y Honduras.

Los flujos de los intercambios resultan mayormente por medio de las interconexiones con El Salvador, tanto en las exportaciones como en las importaciones, con proporciones de 64.5% y 97.8% respectivamente.



Tabla 21. Exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras (GWh).

| Año | Mes | Exportaciones hacia El Salvador | Exportaciones hacia Honduras | Importaciones desde El Salvador | Importaciones desde Honduras |
|-------------|--------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| 2021 | Jul | 143.9 | 89.5 | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Ago | 129.3 | 78.5 | 0.3 | 0.0 |
| 2021 | Sep | 123.8 | 75.5 | 0.3 | 0.0 |
| 2021 | Oct | 132.9 | 77.8 | 0.2 | 0.1 |
| 2021 | Nov | 152.9 | 91.3 | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Dic | 150.8 | 67.2 | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Total | 833.6 | 479.8 | 0.7 | 0.2 |
| 2022 | Ene | 153.3 | 67.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2022 | Feb | 159.9 | 57.0 | 0.0 | 0.0 |
| 2022 | Mar | 159.3 | 63.5 | 0.0 | 0.0 |
| 2022 | Abr | 149.0 | 52.0 | 0.3 | 0.0 |
| 2022 | May | 13.4 | 13.7 | 30.8 | 2.9 |
| 2022 | Jun | 68.8 | 36.4 | 9.3 | 0.8 |
| 2022 | Jul | 71.3 | 52.4 | 30.5 | 0.0 |
| 2022 | Ago | 44.8 | 41.2 | 23.3 | 0.0 |
| 2022 | Sep | 60.7 | 38.1 | 14.9 | 0.0 |
| 2022 | Oct | 55.1 | 37.6 | 21.4 | 0.1 |
| 2022 | Nov | 88.5 | 53.4 | 39.7 | 0.0 |
| 2022 | Dic | 109.9 | 88.6 | 12.4 | 0.0 |
| 2022 | Total | 1,133.9 | 600.9 | 182.4 | 3.9 |

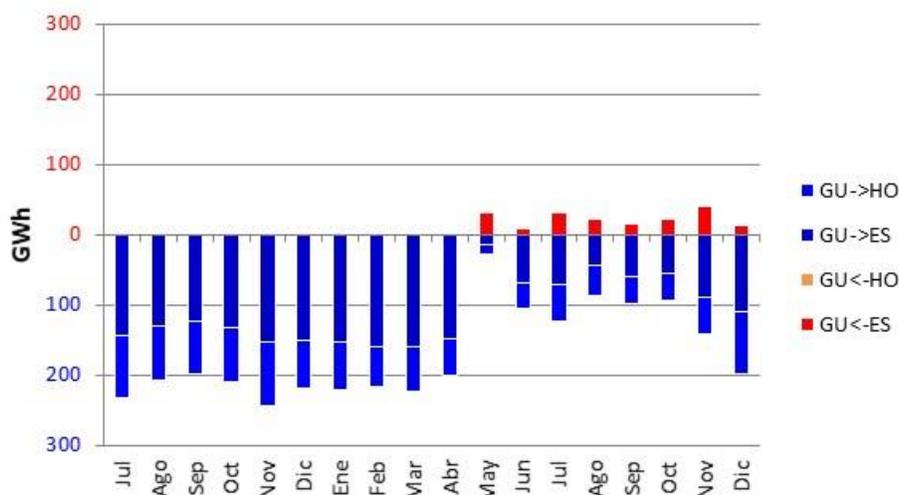


Figura 15. Exportaciones e importaciones de Guatemala a través de las interconexiones con El Salvador y Honduras.



4.1.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Guatemala resultan en valores promedio ponderados de **47.48 US\$/MWh** de julio a diciembre de 2021 y **51.63 US\$/MWh** en el año 2022, siendo el bloque de máxima demanda el que resulta con los mayores costos, los cuales varían entre 49.54 y 95.83 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, y entre 46.28 y 88.19 US\$/MWh en el año 2022. Los menores costos se presentan en el bloque 5 que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 34.4 y 47.09 US\$/MWh en el año 2021, y entre 38.7 y 79.13 US\$/MWh en el año 2022.

Tabla 22. Costo marginal por bloque para el sistema de Guatemala (US\$/MWh).

| Año | Mes | Bloque1 | Bloque2 | Bloque3 | Bloque4 | Bloque5 | Promedio |
|-------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 2021 | Jul | 92.6 | 52.44 | 49.48 | 48.9 | 47.09 | 51.54 |
| 2021 | Ago | 95.83 | 53.03 | 48.93 | 46.7 | 44.84 | 52.42 |
| 2021 | Sep | 91.06 | 44.57 | 41.31 | 36.51 | 34.4 | 45.16 |
| 2021 | Oct | 93.56 | 48.4 | 45.57 | 43.74 | 42.24 | 48.88 |
| 2021 | Nov | 71.09 | 44.22 | 44.19 | 44.17 | 43.17 | 45.41 |
| 2021 | Dic | 49.54 | 41.92 | 41.77 | 42.63 | 38.74 | 41.44 |
| 2021 | Promedio | 82.28 | 47.43 | 45.21 | 43.78 | 41.75 | 47.48 |
| 2022 | Ene | 51.23 | 47.4 | 47.33 | 46.81 | 43.18 | 46.27 |
| 2022 | Feb | 51.8 | 48.66 | 48.38 | 47.87 | 46.32 | 47.99 |
| 2022 | Mar | 53.92 | 51.28 | 50.95 | 51.01 | 49.81 | 51.03 |
| 2022 | Abr | 64.22 | 60.68 | 59.91 | 60.66 | 59.8 | 60.82 |
| 2022 | May | 88.19 | 83.73 | 82.81 | 80.92 | 79.13 | 82.04 |
| 2022 | Jun | 79.33 | 57.79 | 57.25 | 57.65 | 56.78 | 60.91 |
| 2022 | Jul | 67.93 | 47.71 | 47.31 | 48.55 | 47.06 | 48.61 |
| 2022 | Ago | 66.99 | 46 | 45.03 | 45.49 | 44.08 | 46.9 |
| 2022 | Sep | 67.77 | 43.1 | 39.67 | 40.39 | 38.7 | 43.58 |
| 2022 | Oct | 71.77 | 43.24 | 40.46 | 42.01 | 40.34 | 43.87 |
| 2022 | Nov | 56.76 | 41.17 | 41.03 | 42.8 | 41.79 | 42.44 |
| 2022 | Dic | 46.28 | 44.85 | 44.49 | 45.67 | 44.02 | 44.77 |
| 2022 | Promedio | 63.85 | 51.3 | 50.39 | 50.82 | 49.25 | 51.63 |

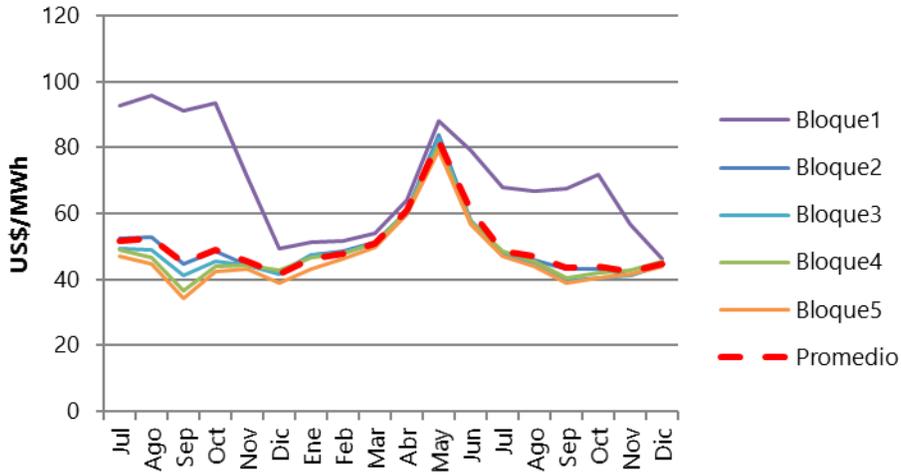


Figura 16. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Guatemala.

4.1.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El criterio de confiabilidad adoptado considera riesgo de déficit en un sistema si en una de las etapas del horizonte de estudio, se supera el 2% de la demanda en más del 5% de las series hidrológicas analizadas. En el presente estudio, el sistema eléctrico de Guatemala no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de todas las series analizadas presenta déficit.

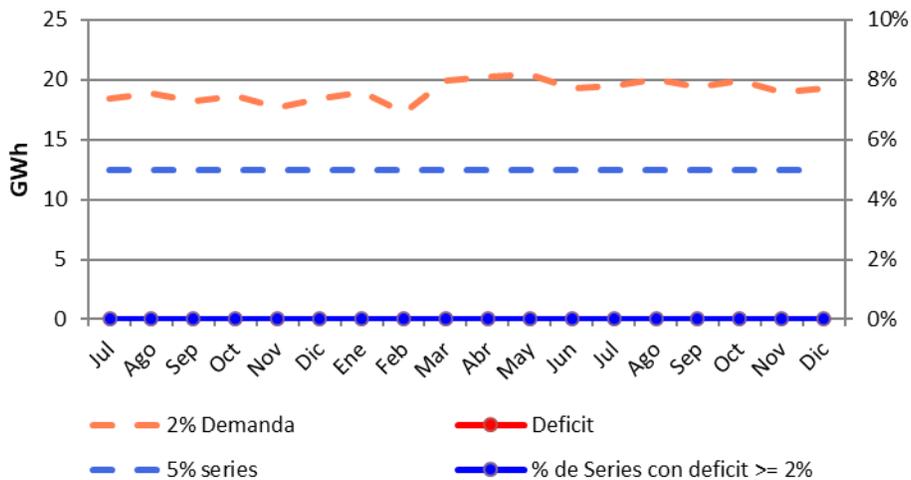


Figura 17. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Guatemala.

4.2. Resultados para el sistema eléctrico de El Salvador

4.2.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de El Salvador estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con proporciones promedio de 46.94%, seguido de generación geotérmica con proporción de 28.13%, mientras que la generación termoeléctrica se estima en una proporción de 13.89% y generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) con una proporción de 11.04%. El despacho totaliza **2,610.8 GWh** en el segundo semestre de 2021 y **5,307.8 GWh** en el año 2022.

Tabla 23. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

| Año | Mes | Geotérmico | Hidroeléctrica | Intermitente | Gas Natural | Biomasa | Carbón | Fuel-Oil | Total |
|-------------|--------------|----------------|----------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|----------------|
| 2021 | Jul | 129.8 | 237.3 | 53.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 19.5 | 439.5 |
| 2021 | Ago | 114.9 | 302.7 | 45.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 16.5 | 479.2 |
| 2021 | Sep | 125.7 | 283.3 | 38.6 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 25.5 | 473.0 |
| 2021 | Oct | 129.8 | 242.0 | 46.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 45.0 | 463.4 |
| 2021 | Nov | 112.3 | 97.0 | 56.2 | 0.0 | 87.3 | 0.0 | 44.1 | 397.0 |
| 2021 | Dic | 129.8 | 84.0 | 53.7 | 0.0 | 90.2 | 0.0 | 1.0 | 358.7 |
| 2021 | Total | 742.4 | 1,246.3 | 292.9 | 0.0 | 177.6 | 0.0 | 151.6 | 2,610.8 |
| 2022 | Ene | 129.8 | 61.4 | 54.6 | 0.0 | 90.2 | 0.0 | 18.7 | 354.9 |
| 2022 | Feb | 93.7 | 69.9 | 49.6 | 0.0 | 81.5 | 0.0 | 4.1 | 298.8 |
| 2022 | Mar | 129.8 | 92.0 | 60.1 | 0.0 | 90.2 | 0.0 | 3.1 | 375.4 |
| 2022 | Abr | 125.7 | 153.0 | 46.3 | 0.0 | 87.3 | 0.0 | 4.6 | 416.9 |
| 2022 | May | 129.8 | 303.6 | 39.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 62.0 | 534.8 |
| 2022 | Jun | 125.7 | 277.8 | 34.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 14.4 | 452.6 |
| 2022 | Jul | 129.8 | 217.8 | 52.9 | 77.9 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 479.4 |
| 2022 | Ago | 114.9 | 322.7 | 44.6 | 37.6 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 520.8 |
| 2022 | Sep | 125.7 | 292.2 | 38.8 | 23.3 | 0.0 | 0.0 | 1.2 | 481.2 |
| 2022 | Oct | 129.8 | 309.8 | 46.8 | 16.7 | 0.0 | 0.0 | 1.6 | 504.9 |
| 2022 | Nov | 112.3 | 194.6 | 55.6 | 6.6 | 87.3 | 0.0 | 0.0 | 456.5 |
| 2022 | Dic | 129.8 | 154.0 | 53.3 | 4.3 | 90.2 | 0.0 | 0.0 | 431.6 |
| 2022 | Total | 1,477.0 | 2,448.9 | 576.9 | 166.3 | 526.9 | 0.0 | 111.8 | 5,307.8 |

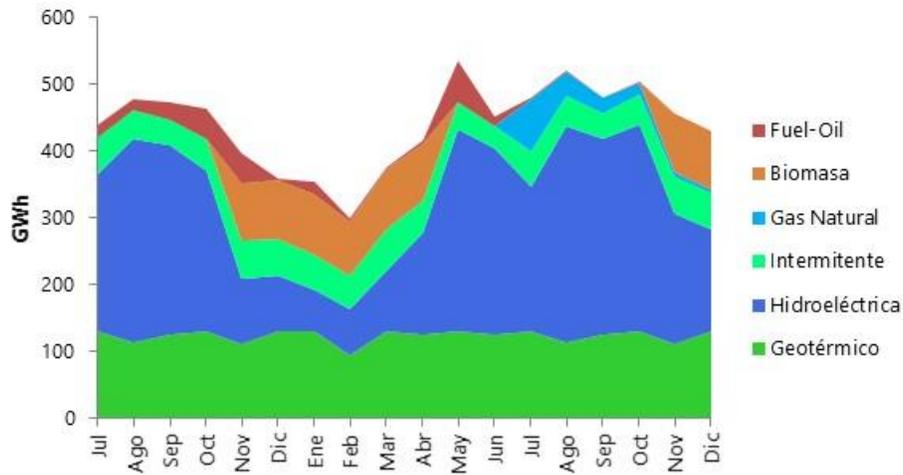


Figura 18. Despacho de energía estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022 (GWh).

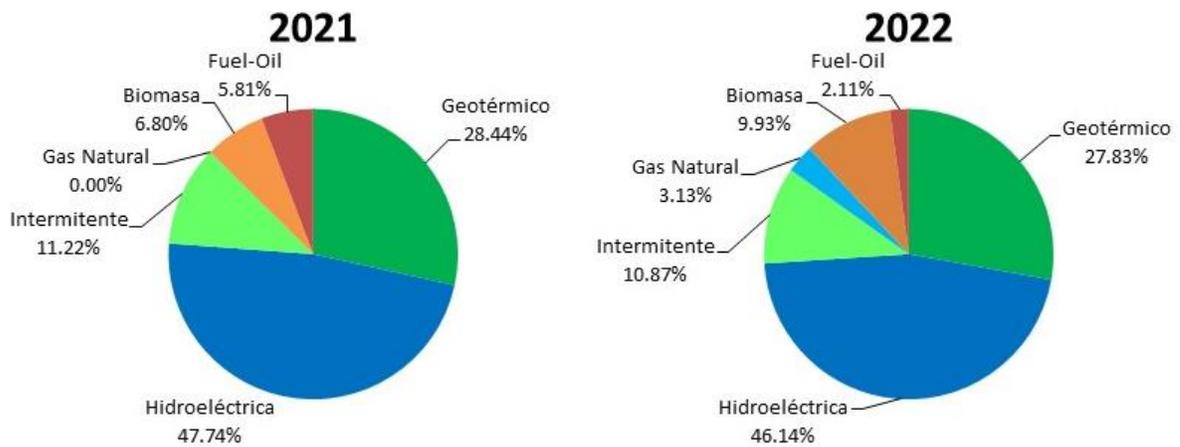


Figura 19. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de El Salvador por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

4.2.2. Intercambios en el MER

Las exportaciones e importaciones en el MER estimadas para El Salvador muestran que este sistema tiene mayor tendencia de importador con una proporción de 83.9% respecto del 16.1% de las exportaciones. Las importaciones netas de El Salvador totalizan 407.4 GWh en el período de julio a diciembre de 2021 y 915.2 GWh en el año 2022, en tanto que las exportaciones netas de este sistema totalizan 37.4 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 215.5 GWh en el año 2022.

Tabla 24. Exportaciones e importaciones netas de El Salvador en el MER (GWh).

| Año | Etapas | Importaciones Netas | Exportaciones Netas |
|-------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 2021 | Jul | 65.2 | 4.7 |
| 2021 | Ago | 45.1 | 11.8 |
| 2021 | Sep | 33.2 | 11.9 |
| 2021 | Oct | 51.0 | 8.4 |
| 2021 | Nov | 80.3 | 0.7 |
| 2021 | Dic | 132.6 | 0.0 |
| 2021 | Total | 407.4 | 37.4 |
| 2022 | Ene | 134.0 | 0.0 |
| 2022 | Feb | 146.2 | 0.0 |
| 2022 | Mar | 140.1 | 0.0 |
| 2022 | Abr | 109.5 | 0.4 |
| 2022 | May | 22.0 | 27.8 |
| 2022 | Jun | 60.3 | 11.7 |
| 2022 | Jul | 53.3 | 29.7 |
| 2022 | Ago | 30.6 | 34.7 |
| 2022 | Sep | 41.3 | 25.5 |
| 2022 | Oct | 37.2 | 32.5 |
| 2022 | Nov | 62.7 | 38.2 |
| 2022 | Dic | 78.1 | 14.9 |
| 2022 | Total | 915.2 | 215.5 |

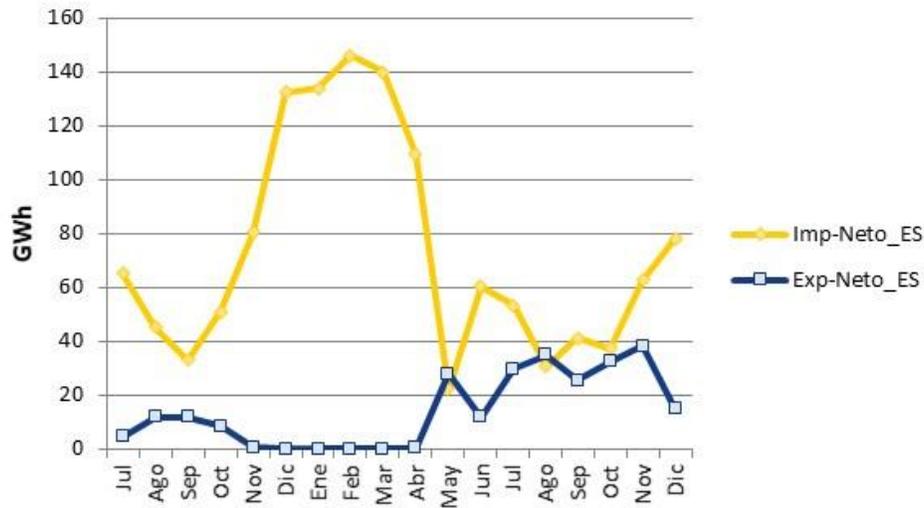


Figura 20. Exportaciones e Importaciones netas de El Salvador en el MER.

Los intercambios de energía de El Salvador en el MER resultan a partir de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos de Guatemala y Honduras. Se observa que las importaciones del sistema salvadoreño son mayores por medio de las interconexiones con el sistema de Guatemala, con una proporción de 96%, mientras que las exportaciones ocurren con una proporción del 81.29% a través de las interconexiones con el sistema hondureño.



Tabla 25. Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras (GW).

| Año | Etapa | Exportaciones hacia Guatemala | Exportaciones hacia Honduras | Importaciones desde Guatemala | Importaciones desde Honduras |
|-------------|--------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| 2021 | Jul | 0.0 | 83.8 | 143.9 | 0.4 |
| 2021 | Ago | 0.3 | 96.1 | 129.3 | 0.5 |
| 2021 | Sep | 0.3 | 102.3 | 123.8 | 0.1 |
| 2021 | Oct | 0.2 | 90.6 | 132.9 | 0.5 |
| 2021 | Nov | 0.0 | 73.5 | 152.9 | 0.2 |
| 2021 | Dic | 0.0 | 23.5 | 150.8 | 5.3 |
| 2021 | Total | 0.7 | 469.8 | 833.6 | 7.0 |
| 2022 | Ene | 0.0 | 25.0 | 153.3 | 5.7 |
| 2022 | Feb | 0.0 | 18.7 | 159.9 | 5.0 |
| 2022 | Mar | 0.0 | 24.9 | 159.3 | 5.7 |
| 2022 | Abr | 0.3 | 43.3 | 149.0 | 3.7 |
| 2022 | May | 30.8 | 8.0 | 13.4 | 19.6 |
| 2022 | Jun | 9.3 | 17.9 | 68.8 | 6.9 |
| 2022 | Jul | 30.5 | 22.7 | 71.3 | 5.4 |
| 2022 | Ago | 23.3 | 29.4 | 44.8 | 3.6 |
| 2022 | Sep | 14.9 | 32.1 | 60.7 | 2.1 |
| 2022 | Oct | 21.4 | 31.4 | 55.1 | 2.4 |
| 2022 | Nov | 39.7 | 28.6 | 88.5 | 4.2 |
| 2022 | Dic | 12.4 | 44.2 | 109.9 | 9.9 |
| 2022 | Total | 182.4 | 326.0 | 1,133.9 | 74.1 |

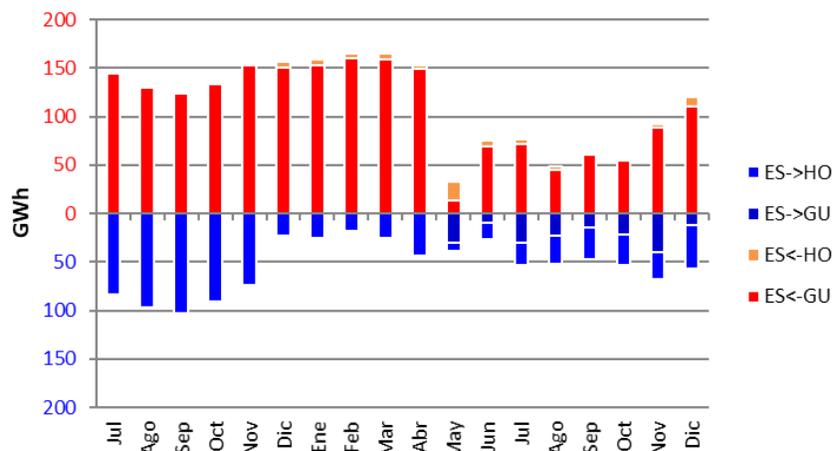


Figura 21. Exportaciones e importaciones de El Salvador a través de las interconexiones con Guatemala y Honduras.

4.2.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de El Salvador resultan en valores promedio ponderados de **72.90 US\$/MWh** en de julio a diciembre de 2021 y **62.96 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales varían entre 86.31 y 102.16 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, y entre 54.93 y 91.95 US\$/MWh en el año 2022. Los menores costos se presentan en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 40.41 y 63.23 US\$/MWh entre julio y diciembre 2021, y entre 38.84 y 81.22 US\$/MWh en el año 2022.

Tabla 26. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de El Salvador (US\$/MWh).

| Año | Mes | Bloque1 | Bloque2 | Bloque3 | Bloque4 | Bloque5 | Promedio |
|-------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 2021 | Jul | 101.6 | 93.87 | 85.24 | 66.68 | 62.92 | 78.73 |
| 2021 | Ago | 102.16 | 93.62 | 65.06 | 62.24 | 60.76 | 74.5 |
| 2021 | Sep | 100.22 | 76.85 | 60.42 | 52.19 | 50.66 | 66.26 |
| 2021 | Oct | 98.51 | 72.84 | 68.58 | 64.66 | 63.23 | 70.33 |
| 2021 | Nov | 92.54 | 89.48 | 89.36 | 82.22 | 59.23 | 81.03 |
| 2021 | Dic | 86.31 | 85.16 | 84.99 | 54.91 | 40.41 | 66.52 |
| 2021 | Promedio | 96.89 | 85.30 | 75.61 | 63.82 | 56.20 | 72.90 |
| 2022 | Ene | 86.86 | 86.05 | 85.9 | 54.16 | 44.48 | 67.51 |
| 2022 | Feb | 88.45 | 87.06 | 86.89 | 63.2 | 52.24 | 73.55 |
| 2022 | Mar | 84.55 | 83.17 | 82.9 | 61.98 | 54.56 | 72.2 |
| 2022 | Abr | 77.34 | 75.99 | 75.7 | 74.73 | 74.3 | 75.59 |
| 2022 | May | 91.95 | 88.72 | 86.6 | 82.56 | 81.22 | 85.31 |
| 2022 | Jun | 83.23 | 67.47 | 66.31 | 61.51 | 61.19 | 67.58 |
| 2022 | Jul | 71.79 | 64.3 | 62.81 | 52.08 | 50.98 | 58.37 |
| 2022 | Ago | 68.58 | 58.55 | 55.1 | 46.54 | 45.97 | 53.52 |
| 2022 | Sep | 68.49 | 55.05 | 51.66 | 39.72 | 38.84 | 49.65 |
| 2022 | Oct | 72.01 | 53.11 | 50.43 | 42.97 | 42.46 | 49.86 |
| 2022 | Nov | 58.08 | 54.59 | 54.32 | 50.12 | 43.49 | 51.23 |
| 2022 | Dic | 54.93 | 54.6 | 54.44 | 52.78 | 46.11 | 51.9 |
| 2022 | Promedio | 75.52 | 69.06 | 67.76 | 56.86 | 52.99 | 62.96 |

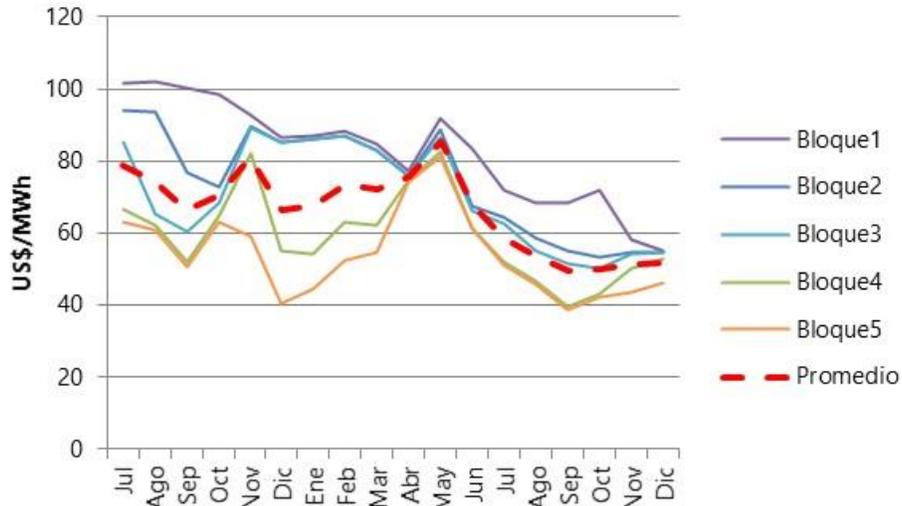


Figura 22. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de El Salvador.

4.2.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de El Salvador no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

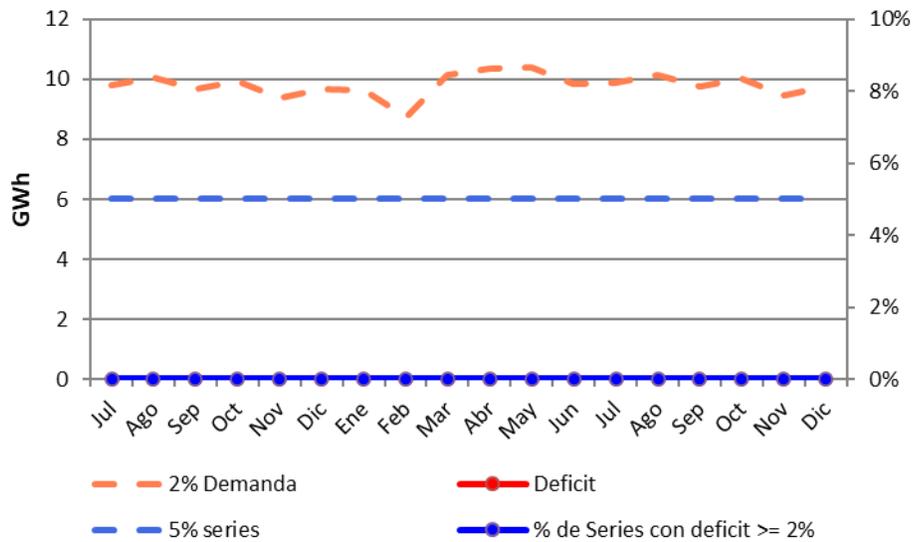


Figura 23. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de El Salvador.



4.3. Resultados para el sistema eléctrico de Honduras

4.3.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Honduras estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con una proporción de 42.73%, seguido de la generación con termoeléctricas con una proporción de 32.80%, mientras que la generación intermitente (eólica y solar) se estima en una proporción de 21.06% y generación geotérmica con una proporción de 3.41%. El despacho totaliza **4,589.7 GWh** julio a diciembre de 2021 y **8,574.2 GWh** en el año 2022.

Tabla 27. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

| Año | Mes | Geotérmico | Hidroeléctrica | Intermitente | Biogas | Biomasa | Carbón | Fuel-Oil | Total |
|-------------|--------------|--------------|----------------|----------------|------------|----------------|------------|----------------|----------------|
| 2021 | Jul | 25.6 | 350.7 | 171.8 | 0.0 | 113.4 | 0.0 | 95.5 | 757.0 |
| 2021 | Ago | 25.6 | 387.7 | 149.6 | 0.1 | 125.9 | 0.0 | 118.3 | 807.2 |
| 2021 | Sep | 24.8 | 386.9 | 111.7 | 0.1 | 123.8 | 0.0 | 139.7 | 786.8 |
| 2021 | Oct | 25.6 | 401.9 | 129.8 | 0.2 | 115.0 | 0.0 | 156.6 | 829.3 |
| 2021 | Nov | 24.8 | 306.7 | 171.8 | 0.4 | 109.9 | 0.0 | 96.3 | 710.0 |
| 2021 | Dic | 25.6 | 263.3 | 207.5 | 0.2 | 89.9 | 0.0 | 112.9 | 699.4 |
| 2021 | Total | 151.9 | 2,097.2 | 942.2 | 1.0 | 678.0 | 0.0 | 719.3 | 4,589.7 |
| 2022 | Ene | 25.6 | 238.8 | 212.2 | 0.2 | 142.5 | 0.0 | 115.9 | 735.2 |
| 2022 | Feb | 23.1 | 213.6 | 183.3 | 0.3 | 142.1 | 0.0 | 100.5 | 662.9 |
| 2022 | Mar | 25.6 | 236.2 | 181.2 | 0.5 | 157.1 | 0.0 | 110.1 | 710.6 |
| 2022 | Abr | 24.8 | 266.1 | 120.4 | 0.5 | 148.8 | 0.0 | 181.0 | 741.6 |
| 2022 | May | 25.6 | 298.5 | 105.1 | 0.4 | 140.4 | 0.0 | 214.2 | 784.2 |
| 2022 | Jun | 24.8 | 319.8 | 115.2 | 0.3 | 109.4 | 0.0 | 139.3 | 708.7 |
| 2022 | Jul | 25.6 | 311.2 | 170.9 | 0.0 | 113.4 | 0.0 | 100.8 | 721.8 |
| 2022 | Ago | 25.6 | 336.1 | 147.2 | 0.1 | 125.9 | 0.0 | 111.0 | 745.9 |
| 2022 | Sep | 24.8 | 355.4 | 109.7 | 0.1 | 123.8 | 0.0 | 117.1 | 730.9 |
| 2022 | Oct | 25.6 | 368.0 | 126.8 | 0.2 | 115.0 | 0.0 | 118.1 | 753.7 |
| 2022 | Nov | 24.8 | 268.6 | 170.8 | 0.4 | 109.9 | 0.0 | 97.8 | 672.3 |
| 2022 | Dic | 25.6 | 198.0 | 208.1 | 0.2 | 89.9 | 0.0 | 84.5 | 606.4 |
| 2022 | Total | 301.4 | 3,410.3 | 1,851.0 | 3.3 | 1,518.2 | 0.0 | 1,490.2 | 8,574.2 |

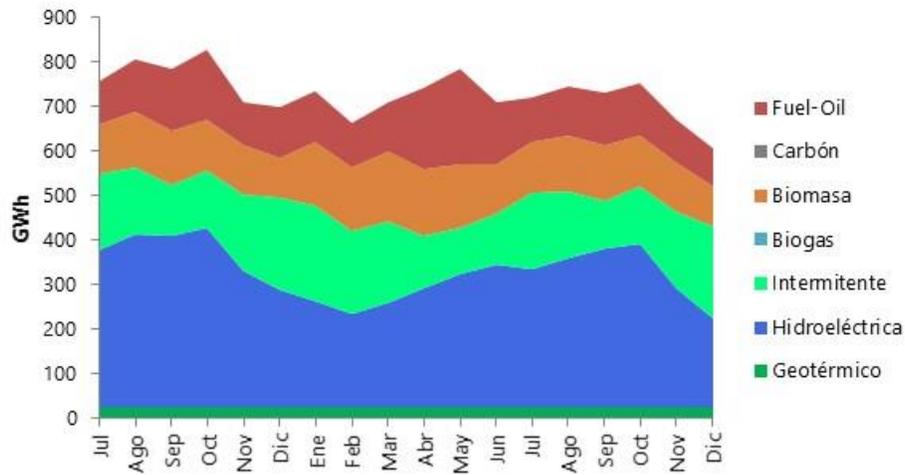


Figura 24. Despacho de energía estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para el período enero 2021 a diciembre 2022.

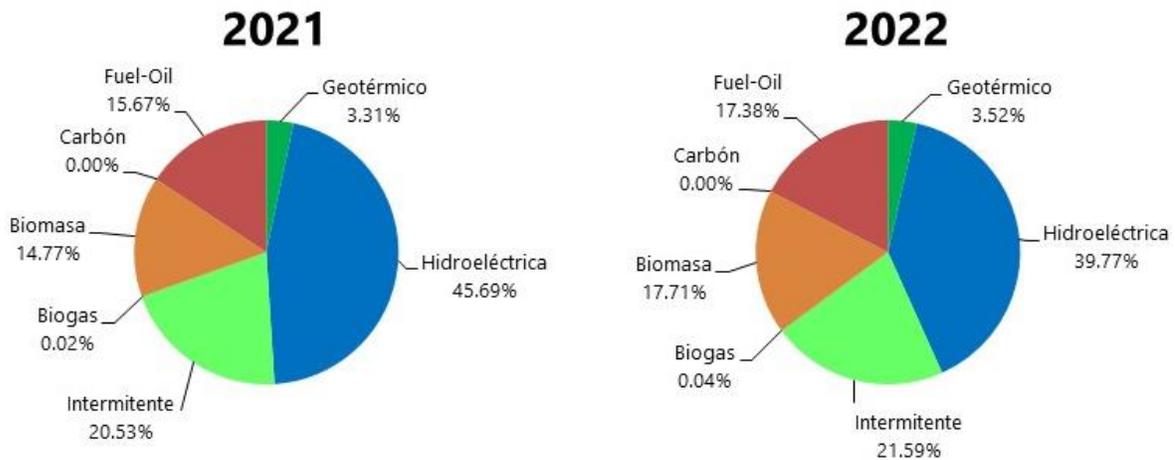


Figura 25. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Honduras por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

4.3.2. Intercambios en el MER

De acuerdo con los intercambios estimados, el sistema hondureño resulta como un importador neto en el MER, debido que las exportaciones representan un 99.25% con respecto a las importaciones. Las importaciones netas de Honduras totalizan 849.2 GWh



entre julio y diciembre de 2021 y 2,419.4 GWh en el año 2022, mientras que las exportaciones netas totalizan 4.8 GWh entre julio a diciembre de 2021 y 20 GWh en el año 2022.

Tabla 28. Exportaciones e importaciones netas de Honduras en el MER (GWh).

| Año | Etapa | Exportaciones Netas | Importaciones Netas |
|-------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 2021 | Jul | 0.3 | 162.5 |
| 2021 | Ago | 1.0 | 131.1 |
| 2021 | Sep | 0.3 | 112.5 |
| 2021 | Oct | 2.9 | 94.8 |
| 2021 | Nov | 0.1 | 162.5 |
| 2021 | Dic | 0.3 | 185.9 |
| 2021 | Total | 4.8 | 849.2 |
| 2022 | Ene | 3.0 | 182.0 |
| 2022 | Feb | 1.6 | 160.2 |
| 2022 | Mar | 1.8 | 218.8 |
| 2022 | Abr | 9.4 | 164.3 |
| 2022 | May | 3.6 | 116.4 |
| 2022 | Jun | 0.5 | 201.0 |
| 2022 | Jul | 0.0 | 226.3 |
| 2022 | Ago | 0.0 | 218.2 |
| 2022 | Sep | 0.1 | 196.6 |
| 2022 | Oct | 0.0 | 197.8 |
| 2022 | Nov | 0.0 | 226.8 |
| 2022 | Dic | 0.0 | 311.1 |
| 2022 | Total | 20.0 | 2,419.4 |

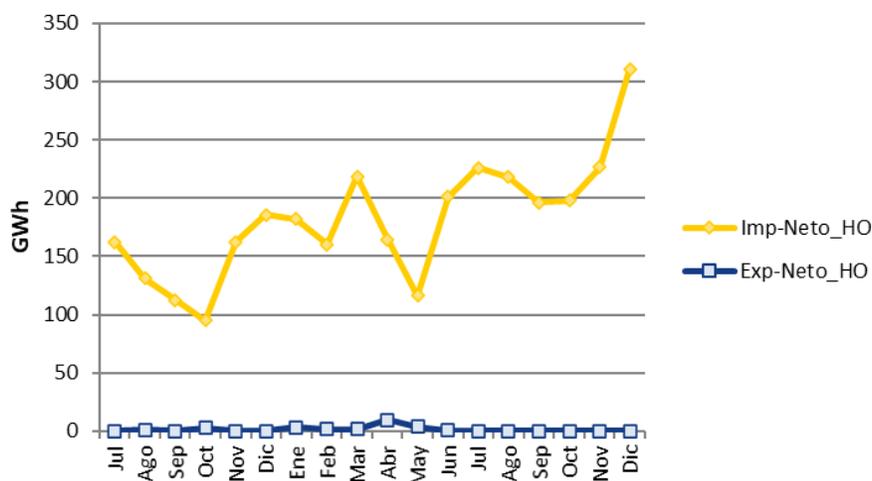


Figura 26. Exportaciones e importaciones netas de Honduras en el MER.



Los intercambios del sistema hondureño en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Guatemala, El Salvador y Nicaragua. Las importaciones de este sistema resultan en una proporción de 48.12% a través de las interconexiones con Nicaragua, y proporciones de 29.88% y 22% por medio de las interconexiones de Guatemala y El Salvador, respectivamente.

Con relación a las exportaciones, se observa que las mismas ocurren con una proporción de 77.19% por medio de las interconexiones con Nicaragua, mientras que por medio de las interconexiones con Guatemala y El Salvador resultan con proporciones de 1.09% y 21.73%, respectivamente.

Tabla 29. Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua (GWh).

| Año | Etapas | Exportaciones hacia Guatemala | Exportaciones hacia El Salvador | Exportaciones hacia Nicaragua | Importaciones desde Guatemala | Importaciones desde El Salvador | Importaciones desde Nicaragua |
|-------------|--------------|-------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| 2021 | Jul | 0.0 | 0.4 | 34.4 | 89.5 | 83.8 | 23.7 |
| 2021 | Ago | 0.0 | 0.5 | 54.2 | 78.5 | 96.1 | 10.2 |
| 2021 | Sep | 0.0 | 0.1 | 68.3 | 75.5 | 102.3 | 2.7 |
| 2021 | Oct | 0.1 | 0.5 | 77.3 | 77.8 | 90.6 | 1.5 |
| 2021 | Nov | 0.0 | 0.2 | 28.5 | 91.3 | 73.5 | 26.4 |
| 2021 | Dic | 0.0 | 5.3 | 0.7 | 67.2 | 23.5 | 100.8 |
| 2021 | Total | 0.2 | 7.0 | 263.4 | 479.8 | 469.8 | 165.3 |
| 2022 | Ene | 0.0 | 5.7 | 3.5 | 67.0 | 25.0 | 96.2 |
| 2022 | Feb | 0.0 | 5.0 | 2.0 | 57.0 | 18.7 | 90.0 |
| 2022 | Mar | 0.0 | 5.7 | 1.8 | 63.5 | 24.9 | 136.1 |
| 2022 | Abr | 0.0 | 3.7 | 11.4 | 52.0 | 43.3 | 74.7 |
| 2022 | May | 2.9 | 19.6 | 4.8 | 13.7 | 8.0 | 118.4 |
| 2022 | Jun | 0.8 | 6.9 | 0.8 | 36.4 | 17.9 | 154.6 |
| 2022 | Jul | 0.0 | 5.4 | 0.0 | 52.4 | 22.7 | 156.6 |
| 2022 | Ago | 0.0 | 3.6 | 0.1 | 41.2 | 29.4 | 151.4 |
| 2022 | Sep | 0.0 | 2.1 | 0.2 | 38.1 | 32.1 | 128.6 |
| 2022 | Oct | 0.1 | 2.4 | 0.0 | 37.6 | 31.4 | 131.3 |
| 2022 | Nov | 0.0 | 4.2 | 0.0 | 53.4 | 28.6 | 149.0 |
| 2022 | Dic | 0.0 | 9.9 | 0.2 | 88.6 | 44.2 | 188.5 |
| 2022 | Total | 3.9 | 74.1 | 24.7 | 600.9 | 326.0 | 1,575.4 |

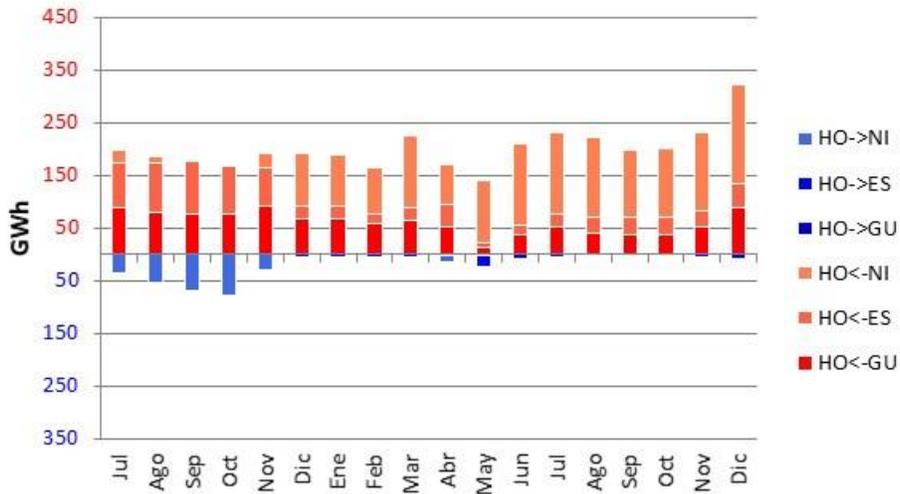


Figura 27. Exportaciones e importaciones de Honduras a través de las interconexiones con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

4.3.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Honduras resultan en valores promedio ponderados de **102.44 US\$/MWh** en los meses julio a diciembre 2021 y **116.64 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, los cuales resultan entre 153.86 y 159.06 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, mientras que en el año 2022 los valores oscilan entre 139.64 y 161.58 US\$/MWh. En cuanto a los costos marginales, estos resultan en el bloque 5, que corresponde al bloque de demanda mínima y se encuentran entre 52.14 y 71.59 US\$/MWh en los meses de julio a diciembre de 2021 y entre 52.74 y 141.67 US\$/MWh en el año 2022.



Tabla 30. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras (US\$/MWh).

| Año | Mes | Bloque1 | Bloque2 | Bloque3 | Bloque4 | Bloque5 | Promedio |
|-------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| 2021 | Jul | 154.92 | 141.28 | 106.21 | 81.08 | 62.33 | 101.57 |
| 2021 | Ago | 155.98 | 129.23 | 106.96 | 79.87 | 67.58 | 103.66 |
| 2021 | Sep | 154.34 | 125.88 | 85.19 | 76.74 | 68.75 | 100.38 |
| 2021 | Oct | 153.86 | 124.93 | 92.63 | 81.25 | 71.59 | 101.71 |
| 2021 | Nov | 158.05 | 127.79 | 102.86 | 86.6 | 60.15 | 100.85 |
| 2021 | Dic | 159.06 | 148.53 | 128.98 | 94.08 | 52.14 | 106.49 |
| 2021 | Promedio | 156.04 | 132.94 | 103.81 | 83.27 | 63.76 | 102.44 |
| 2022 | Ene | 141.16 | 134.04 | 132.94 | 99.32 | 57.74 | 105.58 |
| 2022 | Feb | 157.96 | 151.6 | 148.22 | 126.65 | 86.93 | 130.02 |
| 2022 | Mar | 160.82 | 156.48 | 154.01 | 131.09 | 100.22 | 138.42 |
| 2022 | Abr | 160.2 | 159.36 | 157.53 | 143.99 | 141.67 | 153.38 |
| 2022 | May | 161.58 | 157.49 | 154.49 | 149.03 | 136.48 | 150.66 |
| 2022 | Jun | 148.61 | 137.39 | 121.91 | 92.88 | 72.89 | 116.62 |
| 2022 | Jul | 158.84 | 135.79 | 108.28 | 72.83 | 57.67 | 97.79 |
| 2022 | Ago | 139.94 | 133.63 | 108.74 | 74.06 | 56.8 | 100.8 |
| 2022 | Sep | 139.64 | 133.31 | 99.13 | 66.05 | 52.89 | 98.62 |
| 2022 | Oct | 157.96 | 133.07 | 92.09 | 70.93 | 52.74 | 98.89 |
| 2022 | Nov | 160.05 | 125.24 | 110.12 | 78.51 | 53.15 | 98.26 |
| 2022 | Dic | 159.54 | 147.58 | 136.01 | 105.47 | 57.84 | 111.96 |
| 2022 | Promedio | 153.86 | 142.08 | 126.95 | 100.9 | 77.25 | 116.64 |

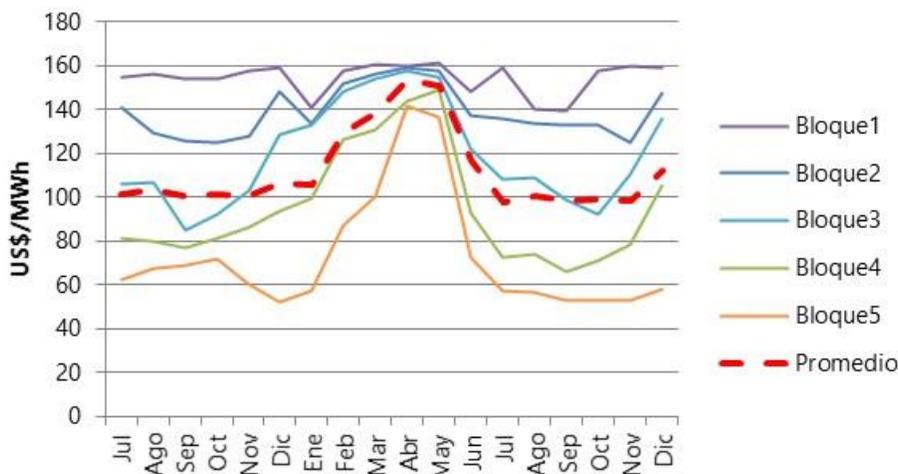


Figura 28. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Honduras.



4.3.4. Indicador de Confiabilidad Energética

En el sistema hondureño resulta déficit de demanda en todo el período de estudio, totalizando 13.02 GWh entre julio a diciembre de 2021 y 39.85 GWh en el año 2022, lo que corresponde a un promedio mensual de 2.78 GWh, sin embargo dicho déficit no supera el 5% de la demanda del sistema en ninguna etapa; adicionalmente, dicho déficit ocurre en menos del 2% de las series hidrológicas simuladas, por lo cual se considera que el sistema hondureño no pone en riesgo el suministro de energía en el sistema hondureño en el período de julio 2021 a diciembre 2022.

Es importante mencionar que el déficit resultante en este sistema está relacionado a congestiones en el sistema de distribución.

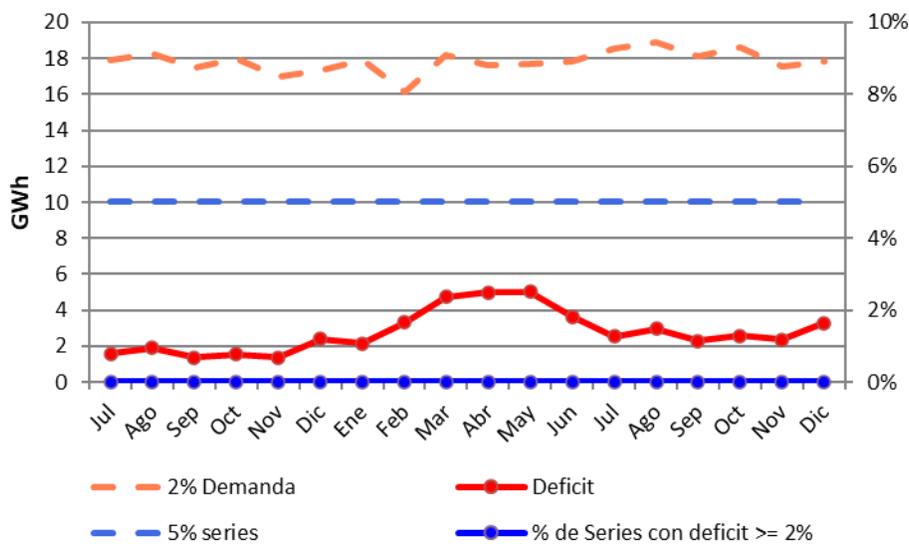


Figura 29. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Honduras.



4.4. Resultados para el sistema eléctrico de Nicaragua

4.4.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Nicaragua estimado para el período de julio 2021 a diciembre de 2022 proviene principalmente de centrales termoeléctricas, con una proporción promedio de 50.5%, siendo la generación de gas natural que se incorpora desde diciembre de 2021 la que tiene mayor proporción de todas las termoeléctricas siendo esta de 18.21%, mientras que la generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) se estima con una proporción de 22.12%, generación hidroeléctrica con una proporción de 20.61% y finalmente geotérmica con una proporción de 6.77%. El despacho totaliza **1,231.2 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **4,112.3 GWh** en el año 2022.

Tabla 31. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

| Año | Mes | Geotérmico | Hidroeléctrica | Intermitente | Gas Natural | Biomasa | Fuel-Oil | Total |
|-------------|--------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|--------------|----------------|
| 2021 | Jul | 17.9 | 56.4 | 76.0 | 0.0 | 17.0 | 50.6 | 217.8 |
| 2021 | Ago | 17.9 | 57.3 | 54.5 | 0.0 | 10.6 | 50.6 | 190.9 |
| 2021 | Sep | 17.3 | 57.6 | 32.1 | 0.0 | 0.0 | 50.2 | 157.2 |
| 2021 | Oct | 17.9 | 60.6 | 23.5 | 0.0 | 0.0 | 52.5 | 154.5 |
| 2021 | Nov | 15.8 | 55.3 | 42.5 | 0.0 | 52.7 | 49.0 | 215.2 |
| 2021 | Dic | 17.9 | 49.5 | 82.5 | 14.0 | 80.3 | 51.3 | 295.6 |
| 2021 | Total | 104.6 | 336.8 | 311.1 | 14.0 | 160.6 | 304.2 | 1,231.2 |
| 2022 | Ene | 17.9 | 40.6 | 98.1 | 11.1 | 76.2 | 48.4 | 292.2 |
| 2022 | Feb | 16.1 | 35.2 | 90.7 | 22.3 | 68.8 | 43.7 | 276.9 |
| 2022 | Mar | 17.9 | 39.6 | 102.8 | 122.5 | 76.2 | 48.4 | 407.3 |
| 2022 | Abr | 17.3 | 35.0 | 77.7 | 179.7 | 73.7 | 35.3 | 418.6 |
| 2022 | May | 16.4 | 43.8 | 53.2 | 178.6 | 55.2 | 50.6 | 397.8 |
| 2022 | Jun | 17.3 | 54.2 | 46.9 | 164.7 | 16.4 | 49.0 | 348.4 |
| 2022 | Jul | 17.9 | 52.1 | 76.0 | 121.3 | 17.0 | 50.6 | 334.8 |
| 2022 | Ago | 17.9 | 53.5 | 54.5 | 155.5 | 10.6 | 50.6 | 342.5 |
| 2022 | Sep | 17.3 | 54.0 | 32.1 | 154.5 | 0.0 | 49.0 | 306.9 |
| 2022 | Oct | 17.9 | 58.2 | 23.5 | 157.1 | 0.0 | 50.6 | 307.3 |
| 2022 | Nov | 15.8 | 51.6 | 42.5 | 104.1 | 52.7 | 49.0 | 315.7 |
| 2022 | Dic | 17.9 | 52.1 | 82.5 | 79.8 | 80.3 | 51.3 | 364.0 |
| 2022 | Total | 207.3 | 570.0 | 780.5 | 1,451.2 | 527.0 | 576.3 | 4,112.3 |

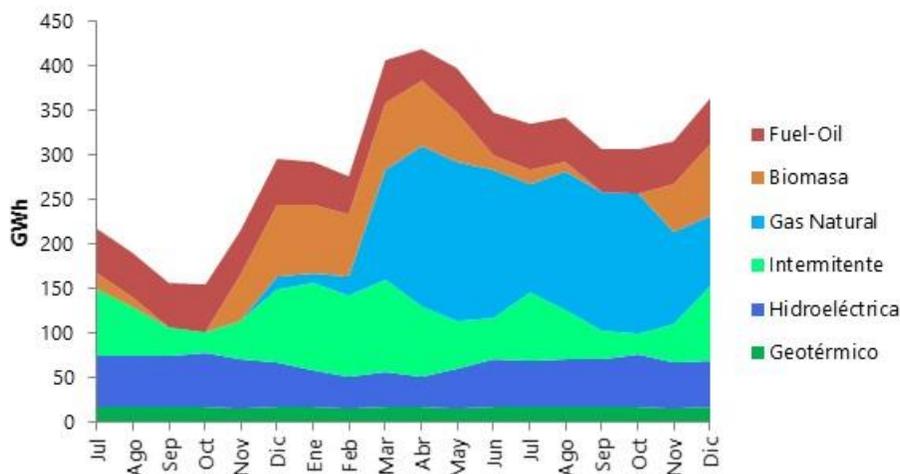


Figura 30. Despacho de energía estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.

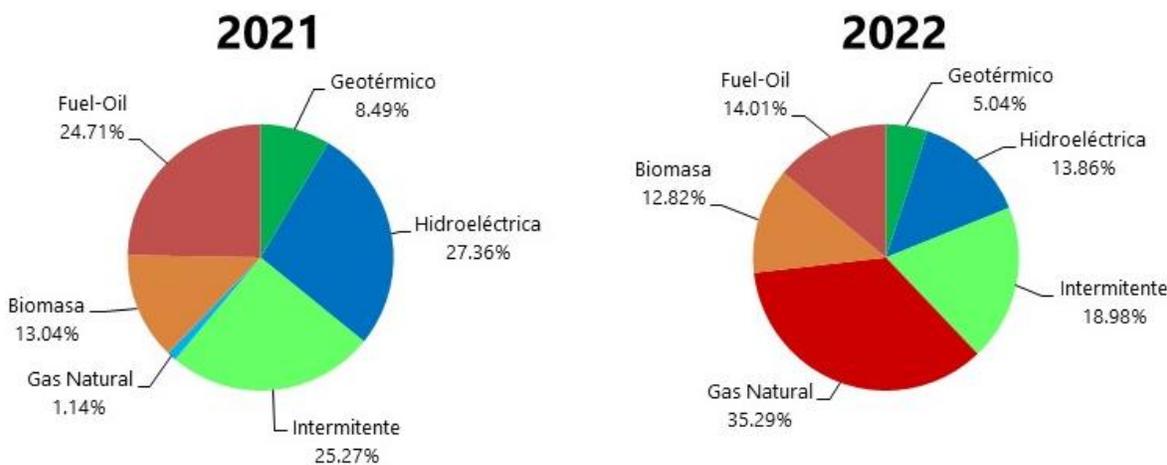


Figura 31. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Nicaragua por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

4.4.2. Intercambios en el MER

Los intercambios estimados en el MER muestran al sistema de Nicaragua con importantes importaciones entre julio y noviembre del 2021 y reduciéndose en el resto del período. Las importaciones totalizan 991.5 GWh de julio a diciembre de 2020 y 623.7 GWh en el año 2022, mientras que las exportaciones son prácticamente nulas entre julio y diciembre de 2021 y



en el año 22 totalizan 98.5 GWh, mostrando los mayores valores en los meses de marzo, abril y mayo.

Tabla 32. Exportaciones e importaciones netas de Nicaragua en el MER (GWh).

| Año | Etapa | Exportaciones Netas | Importaciones Netas |
|-------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 2021 | Jul | 0.0 | 155.5 |
| 2021 | Ago | 0.0 | 188.4 |
| 2021 | Sep | 0.0 | 205.2 |
| 2021 | Oct | 0.0 | 220.1 |
| 2021 | Nov | 0.0 | 142.0 |
| 2021 | Dic | 0.1 | 80.4 |
| 2021 | Total | 0.1 | 991.5 |
| 2022 | Ene | 0.1 | 87.5 |
| 2022 | Feb | 2.2 | 70.6 |
| 2022 | Mar | 29.8 | 20.3 |
| 2022 | Abr | 37.7 | 21.5 |
| 2022 | May | 18.0 | 25.4 |
| 2022 | Jun | 3.4 | 43.1 |
| 2022 | Jul | 0.9 | 56.5 |
| 2022 | Ago | 2.1 | 57.3 |
| 2022 | Sep | 0.8 | 74.5 |
| 2022 | Oct | 0.2 | 83.5 |
| 2022 | Nov | 1.2 | 57.6 |
| 2022 | Dic | 2.3 | 25.9 |
| 2022 | Total | 98.5 | 623.7 |



Figura 32. Exportaciones e Importaciones netas de Nicaragua en el MER.

Las transacciones de Nicaragua en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Honduras y Costa Rica, mostrando que el 91.23% de las importaciones estimadas ocurren por medio de las interconexiones con Costa Rica, mientras que el 98.40% de las exportaciones resultan por medio de las interconexiones con Honduras.

Tabla 33. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica.

| Año | Etapa | Export. hacia Honduras | Export. hacia Costa Rica | Import. desde Honduras | Import. desde Costa Rica |
|-------------|--------------|------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|
| 2021 | Jul | 23.7 | 0.0 | 34.4 | 144.8 |
| 2021 | Ago | 10.2 | 0.0 | 54.2 | 144.4 |
| 2021 | Sep | 2.7 | 0.0 | 68.3 | 139.6 |
| 2021 | Oct | 1.5 | 0.0 | 77.3 | 144.3 |
| 2021 | Nov | 26.4 | 0.0 | 28.5 | 139.9 |
| 2021 | Dic | 100.8 | 0.0 | 0.7 | 180.5 |
| 2021 | Total | 165.3 | 0.0 | 263.4 | 893.4 |
| 2022 | Ene | 96.2 | 0.0 | 3.5 | 180.2 |
| 2022 | Feb | 90.0 | 0.5 | 2.0 | 156.9 |
| 2022 | Mar | 136.1 | 4.3 | 1.8 | 129.2 |
| 2022 | Abr | 74.7 | 15.4 | 11.4 | 62.5 |
| 2022 | May | 118.4 | 5.6 | 4.8 | 126.6 |
| 2022 | Jun | 154.6 | 1.1 | 0.8 | 194.6 |
| 2022 | Jul | 156.6 | 0.1 | 0.0 | 212.3 |
| 2022 | Ago | 151.4 | 0.2 | 0.1 | 206.6 |
| 2022 | Sep | 128.6 | 0.2 | 0.2 | 202.3 |
| 2022 | Oct | 131.3 | 0.0 | 0.0 | 214.6 |
| 2022 | Nov | 149.0 | 0.0 | 0.0 | 205.5 |
| 2022 | Dic | 188.5 | 1.0 | 0.2 | 212.9 |
| 2022 | Total | 1,575.4 | 28.2 | 24.7 | 2,104.1 |

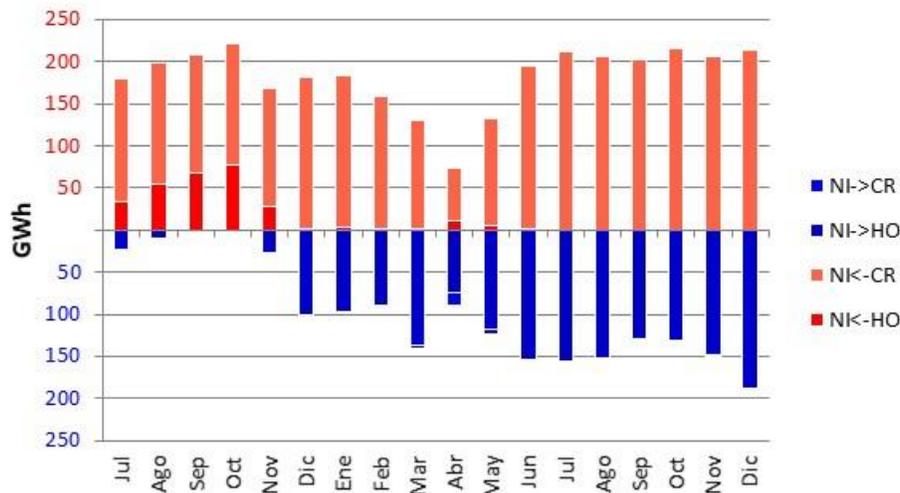


Figura 33. Exportaciones e importaciones de energía eléctrica de Nicaragua a través de las interconexiones con Honduras y Costa Rica

4.4.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Nicaragua resultan en valores promedio ponderados de **78.61 US\$/MWh** de julio a diciembre de 2021 y **61.95 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque 1 que corresponde al bloque de máxima demanda resulta con los mayores costos marginales, los cuales varían entre 55.71 y 127.28 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021, y entre 54.03 y 95.85 US\$/MWh en el año 2022, mientras que los costos marginales más bajos ocurren en el bloque 5, que corresponde al bloque de mínima demanda, con valores entre 40.54 y 75.92 US\$/MWh de julio a diciembre 2021 y en el año 2022 entre 44.99 y 71.00 US\$/MWh.



Tabla 34. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua (US\$/MWh).

| Año | Mes | Bloque1 | Bloque2 | Bloque3 | Bloque4 | Bloque5 | Promedio |
|-------------|-----------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 2021 | Jul | 103.44 | 90.57 | 88.36 | 77.43 | 62.29 | 81.23 |
| 2021 | Ago | 104.5 | 94.26 | 91.11 | 78.28 | 70.38 | 86.33 |
| 2021 | Sep | 127.28 | 96.37 | 89.66 | 80.73 | 74.8 | 90.96 |
| 2021 | Oct | 122.42 | 91.06 | 86.54 | 80.29 | 75.92 | 87.25 |
| 2021 | Nov | 93.04 | 84.94 | 84.82 | 78.64 | 57.94 | 77.72 |
| 2021 | Dic | 55.71 | 52.68 | 45.48 | 54.05 | 40.54 | 48.14 |
| 2021 | Promedio | 101.07 | 84.98 | 81.00 | 74.90 | 63.65 | 78.61 |
| 2022 | Ene | 57.69 | 52.31 | 52.52 | 54.77 | 44.99 | 51.18 |
| 2022 | Feb | 58 | 55.82 | 53.72 | 57.72 | 52.04 | 54.87 |
| 2022 | Mar | 89.99 | 58.11 | 57.9 | 57.75 | 53.59 | 59.42 |
| 2022 | Abr | 89.54 | 81.03 | 79.15 | 72.85 | 71 | 78.57 |
| 2022 | May | 95.85 | 85.09 | 84.18 | 66.79 | 65.28 | 76.74 |
| 2022 | Jun | 83.58 | 72.81 | 70.35 | 56.42 | 56.26 | 68.18 |
| 2022 | Jul | 54.26 | 59.93 | 58.2 | 53.52 | 51.9 | 55.93 |
| 2022 | Ago | 83.39 | 65.81 | 68.21 | 55.07 | 53.72 | 63.11 |
| 2022 | Sep | 85.49 | 67.57 | 65.14 | 56.26 | 51.95 | 63.65 |
| 2022 | Oct | 85.33 | 69.44 | 66.79 | 57.29 | 51.28 | 64.01 |
| 2022 | Nov | 54.03 | 60.13 | 54.14 | 52.67 | 48 | 54.38 |
| 2022 | Dic | 56.2 | 56.32 | 56.29 | 53.97 | 46.71 | 53.22 |
| 2022 | Promedio | 74.45 | 65.36 | 63.88 | 57.92 | 53.89 | 61.95 |

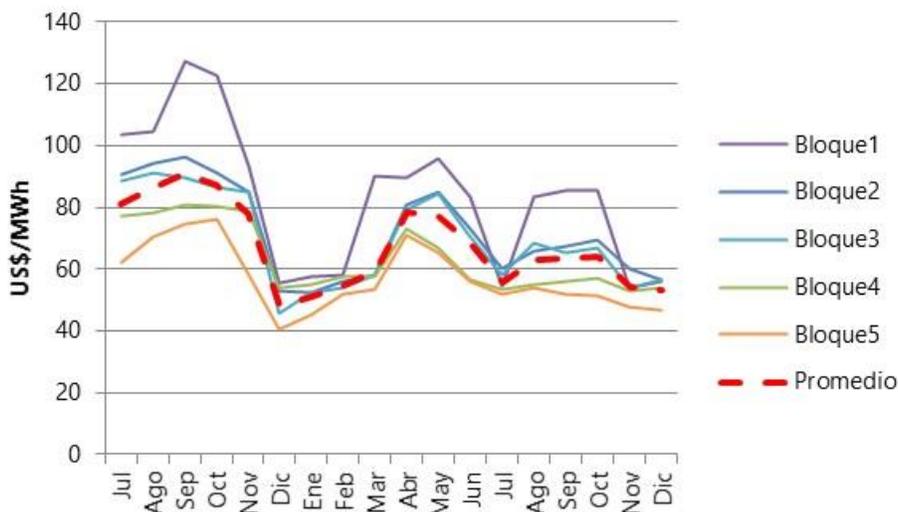


Figura 34. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Nicaragua.



4.4.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Nicaragua no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

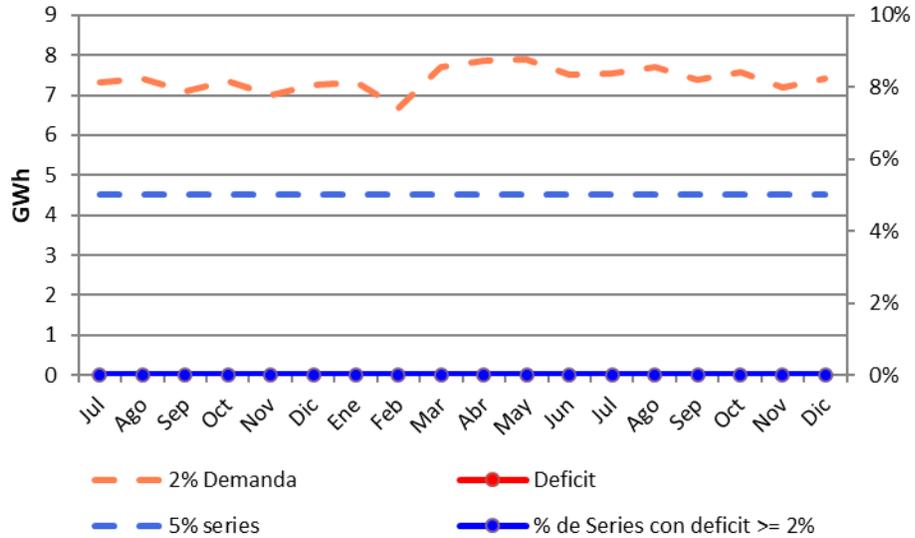


Figura 35. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Nicaragua.

4.5. Resultados para el sistema eléctrico de Costa Rica

4.5.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Costa Rica estimado para el período de julio 2021 a diciembre 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas con una proporción promedio de 74.6%, seguido por la generación intermitente (eólica y solar) y geotermia con proporciones de 12.45%, mientras que la generación termoeléctrica resulta con una proporción mínima de 0.50%. El despacho totaliza **6,578.9 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **13,464.4 GWh** en el año 2022.

Tabla 35. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

| Año | Mes | Geotérmico | Hidroeléctrica | Intermitente | Fuel-Oil | Total |
|-------------|--------------|----------------|----------------|----------------|--------------|-----------------|
| 2021 | Jul | 145.2 | 797.0 | 167.3 | 0.0 | 1,109.5 |
| 2021 | Ago | 147.4 | 858.0 | 121.4 | 0.0 | 1,126.8 |
| 2021 | Sep | 141.5 | 864.2 | 73.5 | 0.0 | 1,079.2 |
| 2021 | Oct | 148.0 | 894.6 | 68.4 | 0.0 | 1,111.1 |
| 2021 | Nov | 127.2 | 785.4 | 145.9 | 0.3 | 1,058.7 |
| 2021 | Dic | 111.5 | 769.4 | 201.3 | 11.4 | 1,093.5 |
| 2021 | Total | 820.9 | 4,968.6 | 777.8 | 11.7 | 6,578.9 |
| 2022 | Ene | 147.4 | 763.9 | 211.9 | 19.2 | 1,142.4 |
| 2022 | Feb | 133.7 | 664.0 | 187.7 | 21.3 | 1,006.7 |
| 2022 | Mar | 148.0 | 661.1 | 218.5 | 26.1 | 1,053.7 |
| 2022 | Abr | 143.3 | 651.1 | 168.3 | 16.4 | 979.0 |
| 2022 | May | 148.0 | 826.5 | 106.9 | 7.2 | 1,088.7 |
| 2022 | Jun | 129.9 | 926.3 | 94.4 | 2.5 | 1,153.2 |
| 2022 | Jul | 145.2 | 887.7 | 166.6 | 1.0 | 1,200.4 |
| 2022 | Ago | 147.4 | 935.9 | 119.9 | 1.6 | 1,204.9 |
| 2022 | Sep | 141.5 | 939.3 | 73.5 | 1.0 | 1,155.3 |
| 2022 | Oct | 148.0 | 985.3 | 67.9 | 1.6 | 1,202.9 |
| 2022 | Nov | 127.2 | 871.3 | 145.5 | 0.9 | 1,144.9 |
| 2022 | Dic | 111.5 | 808.0 | 199.7 | 13.1 | 1,132.3 |
| 2022 | Total | 1,671.3 | 9,920.4 | 1,760.7 | 112.0 | 13,464.4 |

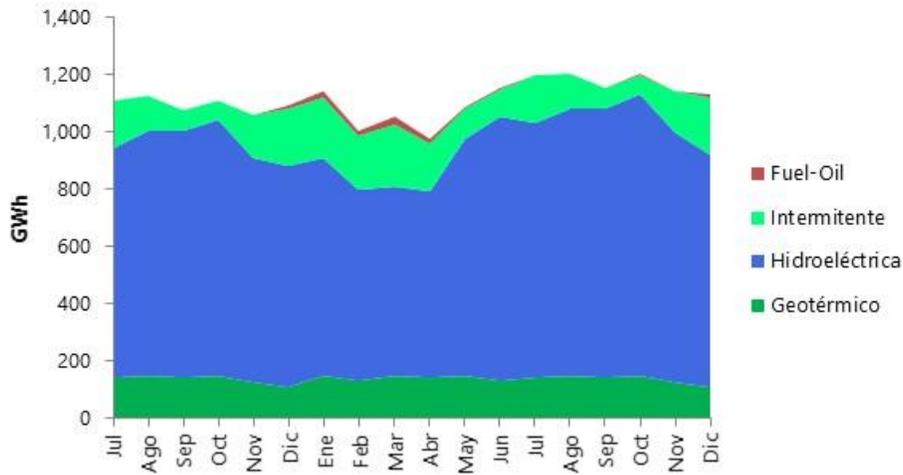


Figura 36. Despacho de energía estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.

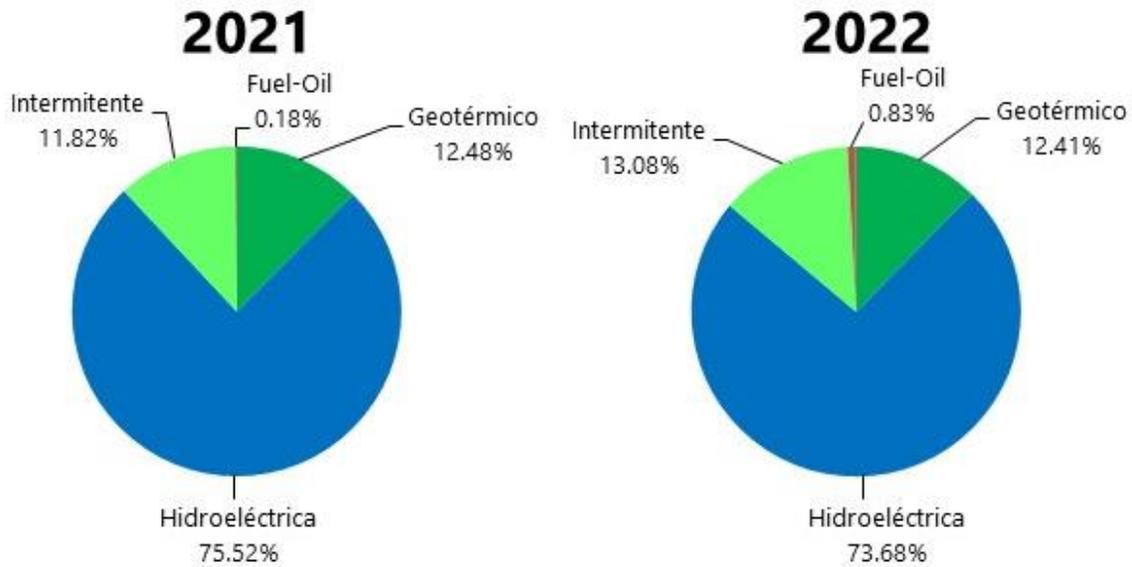


Figura 37. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Costa Rica por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

4.5.2. Intercambios en el MER

Se puede observar que el sistema de Costa Rica es un exportador neto en la región, dado que las exportaciones netas estimadas para este sistema totalizan 855.8 GWh entre julio y diciembre 2021 y 1,903.6 GWh en el año 2022, mientras que las importaciones netas son nulas entre julio y diciembre de 2021 y solo totalizan 78.2 GWh en el año 2022.

Tabla 36. Exportaciones e importaciones de Costa Rica en el MER (GWh).

| Año | Etap | Exportaciones Netas | Importaciones Netas |
|-------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 2021 | Jul | 144.8 | 0.0 |
| 2021 | Ago | 144.4 | 0.0 |
| 2021 | Sep | 139.6 | 0.0 |
| 2021 | Oct | 144.3 | 0.0 |
| 2021 | Nov | 139.9 | 0.0 |
| 2021 | Dic | 142.8 | 0.0 |
| 2021 | Total | 855.8 | 0.0 |
| 2022 | Ene | 174.6 | 0.1 |
| 2022 | Feb | 136.1 | 0.7 |
| 2022 | Mar | 84.4 | 11.2 |
| 2022 | Abr | 40.6 | 41.4 |
| 2022 | May | 98.2 | 17.5 |
| 2022 | Jun | 189.4 | 1.2 |
| 2022 | Jul | 210.1 | 0.1 |
| 2022 | Ago | 202.3 | 0.3 |
| 2022 | Sep | 196.0 | 0.2 |
| 2022 | Oct | 208.3 | 0.0 |
| 2022 | Nov | 201.1 | 0.0 |
| 2022 | Dic | 162.3 | 5.6 |
| 2022 | Total | 1,903.6 | 78.2 |

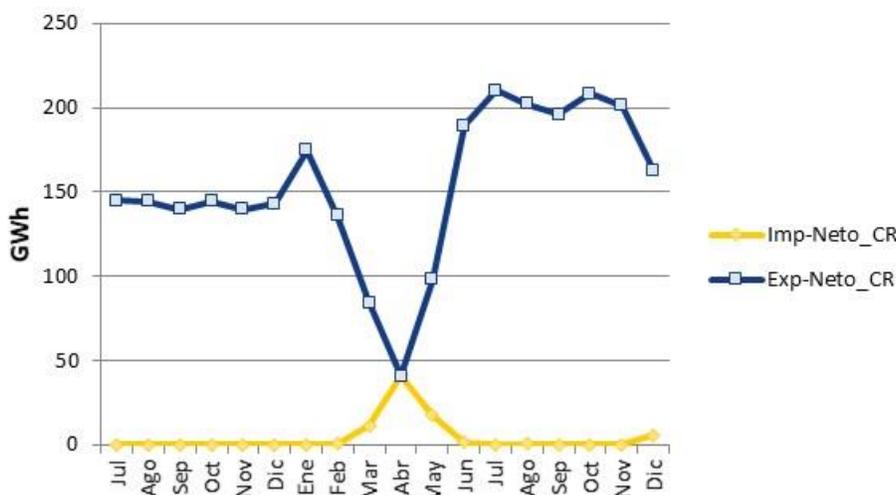


Figura 38. Exportaciones e Importaciones netas de Costa Rica en el MER.

Las transacciones de Costa Rica en el MER resultan de los intercambios a través de las interconexiones con los sistemas vecinos, Nicaragua y Panamá. Las exportaciones de Costa Rica se dan en una proporción de 91.27% por medio de las interconexiones con Nicaragua, mientras que el 95.32% de las importaciones ocurren por medio de las interconexiones con Panamá.

Tabla 37. Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá (GWh).

| Año | Etapa | Exportaciones hacia | | Importaciones desde | |
|-------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|
| | | Nicaragua | Panamá | Nicaragua | Panamá |
| 2021 | Jul | 144.8 | 14.9 | 0.0 | 14.9 |
| 2021 | Ago | 144.4 | 16.9 | 0.0 | 16.9 |
| 2021 | Sep | 139.6 | 15.6 | 0.0 | 15.6 |
| 2021 | Oct | 144.3 | 15.8 | 0.0 | 15.8 |
| 2021 | Nov | 139.9 | 16.3 | 0.0 | 16.3 |
| 2021 | Dic | 180.5 | 13.6 | 0.0 | 51.2 |
| 2021 | Total | 893.4 | 93.2 | 0.0 | 130.8 |
| 2022 | Ene | 180.2 | 31.0 | 0.0 | 36.7 |
| 2022 | Feb | 156.9 | 21.4 | 0.5 | 42.5 |
| 2022 | Mar | 129.2 | 14.7 | 4.3 | 66.3 |
| 2022 | Abr | 62.5 | 17.3 | 15.4 | 65.1 |
| 2022 | May | 126.6 | 14.4 | 5.6 | 54.7 |
| 2022 | Jun | 194.6 | 12.0 | 1.1 | 17.3 |
| 2022 | Jul | 212.3 | 15.8 | 0.1 | 18.0 |
| 2022 | Ago | 206.6 | 13.1 | 0.2 | 17.4 |
| 2022 | Sep | 202.3 | 10.5 | 0.2 | 16.7 |
| 2022 | Oct | 214.6 | 9.4 | 0.0 | 15.7 |
| 2022 | Nov | 205.5 | 12.1 | 0.0 | 16.4 |
| 2022 | Dic | 212.9 | 21.9 | 1.0 | 77.2 |
| 2022 | Total | 2,104.1 | 193.5 | 28.2 | 443.9 |

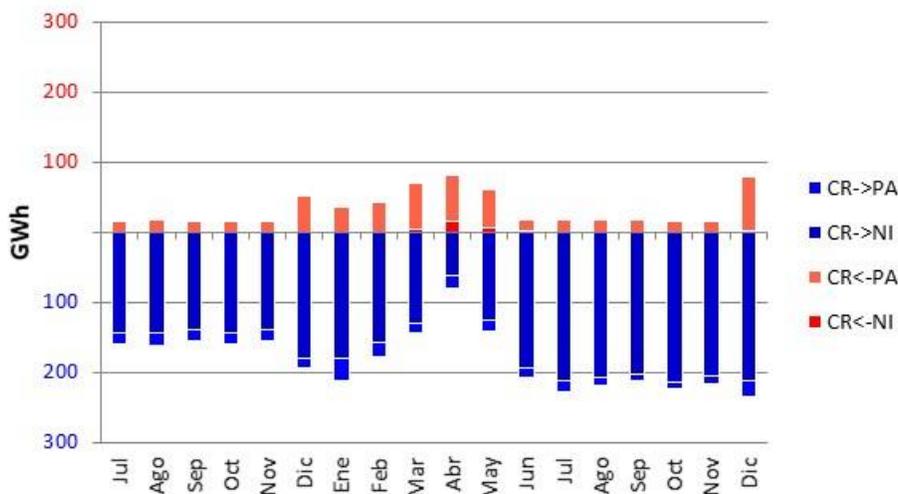


Figura 39. Exportaciones e importaciones de Costa Rica a través de las interconexiones con Nicaragua y Panamá.

4.5.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Costa Rica resultan en valores promedio ponderados de **0.44 US\$/MWh** en los meses de julio a diciembre 2021 y **8.29 US\$/MWh** en el año 2022. Es notable que la curva de costo marginal para todos los bloques de demanda a lo largo del período responde a la estacionalidad, con valores más altos en la época de verano, entre 19.74 y 74.34 US\$/MWh, en tanto que en los meses de la época lluviosa los valores resultan entre 0.51 y 13.7 US\$/MWh.



Tabla 38. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica (US\$/MWh).

| Año | Mes | Bloque1 | Bloque2 | Bloque3 | Bloque4 | Bloque5 | Promedio |
|-------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 2021 | Jul | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 |
| 2021 | Ago | 0.52 | 0.52 | 0.52 | 0.52 | 0.52 | 0.52 |
| 2021 | Sep | 0.52 | 0.52 | 0.52 | 0.52 | 0.52 | 0.52 |
| 2021 | Oct | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 |
| 2021 | Nov | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 | 0.51 |
| 2021 | Dic | 0.63 | 0.63 | 0.63 | 0.63 | 0.63 | 0.63 |
| 2021 | Promedio | 0.53 | 0.53 | 0.53 | 0.53 | 0.53 | 0.53 |
| 2022 | Ene | 2.89 | 2.88 | 2.88 | 2.86 | 2.36 | 2.74 |
| 2022 | Feb | 20.01 | 19.99 | 19.96 | 19.8 | 19.17 | 19.74 |
| 2022 | Mar | 48.21 | 48.12 | 48.04 | 47.32 | 42.98 | 46.84 |
| 2022 | Abr | 76.43 | 76.26 | 76.1 | 71.92 | 69.38 | 74.34 |
| 2022 | May | 55.05 | 55 | 54.89 | 53.06 | 51.49 | 53.8 |
| 2022 | Jun | 20.55 | 20.51 | 20.47 | 20.39 | 20.31 | 20.45 |
| 2022 | Jul | 7.92 | 7.88 | 7.87 | 7.85 | 7.82 | 7.86 |
| 2022 | Ago | 13.91 | 13.74 | 13.72 | 13.67 | 13.56 | 13.7 |
| 2022 | Sep | 14.02 | 13.36 | 13.33 | 13.31 | 13.25 | 13.39 |
| 2022 | Oct | 9.96 | 9.04 | 9.04 | 9.02 | 9 | 9.09 |
| 2022 | Nov | 7.43 | 6.35 | 6.34 | 6.32 | 6.3 | 6.39 |
| 2022 | Dic | 10.68 | 10.49 | 10.49 | 10.16 | 9.89 | 10.26 |
| 2022 | Promedio | 23.92 | 23.64 | 23.59 | 22.97 | 22.13 | 23.19 |

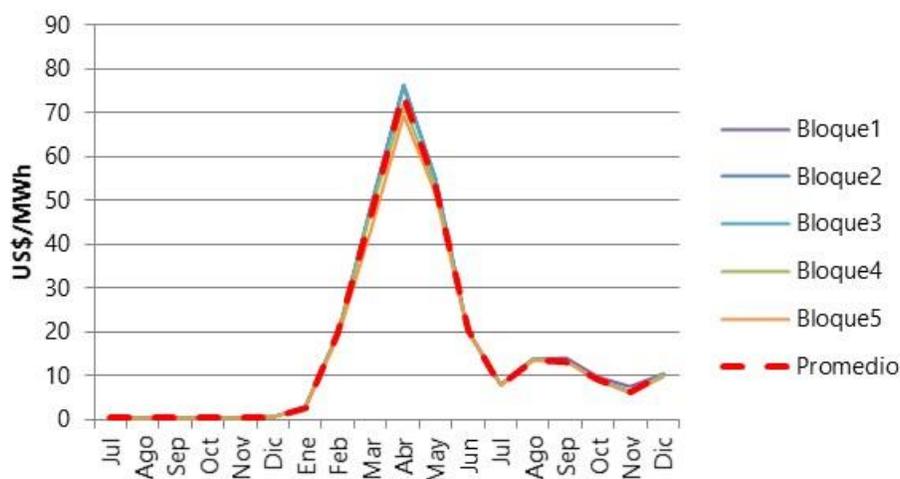


Figura 40. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Costa Rica.



4.5.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Costa Rica no presenta riesgo de déficit, tomando en consideración que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

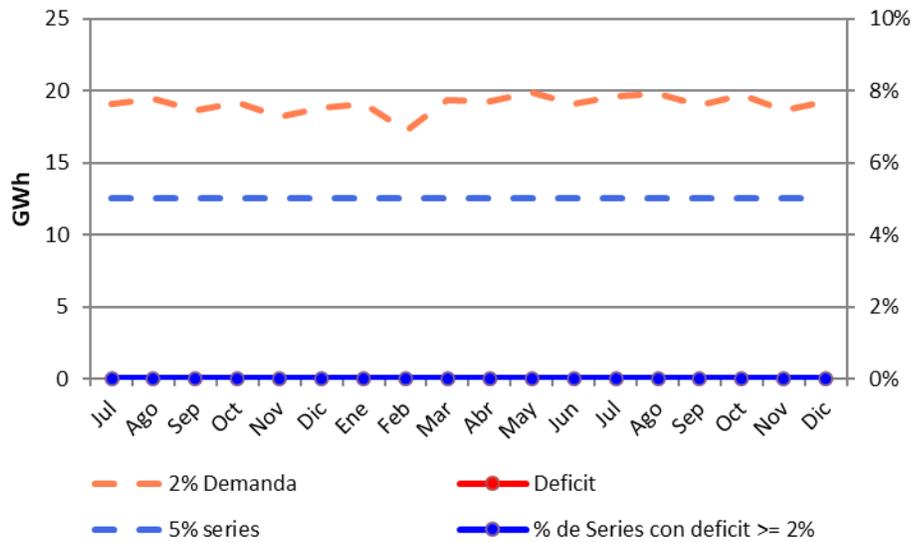


Figura 41. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Costa Rica.

4.6. Resultados para el sistema eléctrico de Panamá

4.6.1. Despacho de energía

El despacho de energía del sistema de Panamá estimado para el período de este estudio proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, con una proporción promedio de 68.66%, seguido por el despacho de las centrales termoeléctricas con una proporción de 18.18%, siendo el aporte de las centrales carboeléctricas el mayor con un aporte de 17.34%, mientras que la producción de las centrales intermitentes (solares y eólicas) tiene una proporción de 13.17%. El despacho totaliza **5,287.3 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **11,298.8 GWh** en el año 2022.

Tabla 39. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

| Año | Mes | Hidroeléctrica | Intermitente | Gas Natural | Biomasa | Carbón | Fuel-Oil | Total |
|-------------|--------------|----------------|----------------|--------------|-------------|----------------|------------|-----------------|
| 2021 | Jul | 653.2 | 80.7 | 0.0 | 0.0 | 145.1 | 0.0 | 879.0 |
| 2021 | Ago | 625.5 | 94.7 | 0.2 | 0.0 | 178.0 | 0.0 | 898.3 |
| 2021 | Sep | 596.3 | 95.7 | 0.0 | 0.0 | 171.9 | 0.0 | 863.9 |
| 2021 | Oct | 691.2 | 87.8 | 0.0 | 0.0 | 112.3 | 0.0 | 891.4 |
| 2021 | Nov | 659.6 | 82.9 | 0.0 | 0.0 | 103.0 | 0.2 | 845.6 |
| 2021 | Dic | 628.4 | 120.4 | 0.1 | 0.0 | 160.0 | 0.1 | 909.0 |
| 2021 | Total | 3,854.3 | 562.2 | 0.3 | 0.0 | 870.2 | 0.3 | 5,287.3 |
| 2022 | Ene | 513.2 | 210.3 | 0.4 | 1.9 | 178.8 | 0.3 | 904.9 |
| 2022 | Feb | 438.5 | 223.7 | 1.5 | 8.7 | 162.6 | 0.3 | 835.2 |
| 2022 | Mar | 527.1 | 249.5 | 14.4 | 8.9 | 190.3 | 0.7 | 990.9 |
| 2022 | Abr | 547.9 | 194.6 | 48.1 | 10.8 | 201.9 | 0.6 | 1,003.8 |
| 2022 | May | 651.6 | 117.8 | 27.9 | 8.1 | 208.0 | 1.5 | 1,014.8 |
| 2022 | Jun | 600.6 | 114.1 | 20.9 | 5.8 | 183.6 | 1.6 | 926.6 |
| 2022 | Jul | 655.6 | 106.9 | 14.3 | 0.0 | 154.4 | 0.7 | 931.8 |
| 2022 | Ago | 653.9 | 111.2 | 6.6 | 0.0 | 182.5 | 0.3 | 954.5 |
| 2022 | Sep | 627.7 | 116.0 | 0.7 | 0.0 | 172.4 | 0.2 | 916.9 |
| 2022 | Oct | 684.1 | 104.0 | 0.4 | 0.0 | 157.0 | 0.2 | 945.8 |
| 2022 | Nov | 699.0 | 93.3 | 0.8 | 0.0 | 104.2 | 0.3 | 897.5 |
| 2022 | Dic | 673.9 | 131.0 | 1.7 | 0.0 | 160.5 | 0.1 | 967.1 |
| 2022 | Total | 7,273.0 | 1,772.2 | 137.5 | 44.2 | 2,056.2 | 6.6 | 11,289.8 |

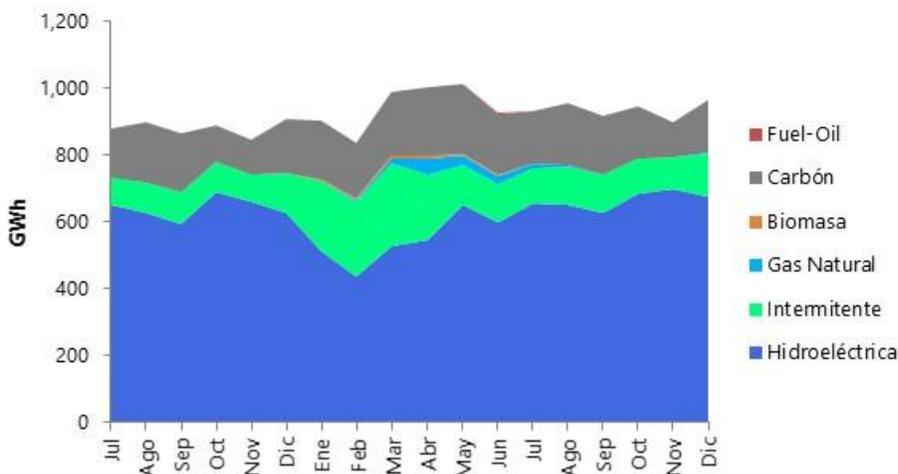


Figura 42. Despacho de energía estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.

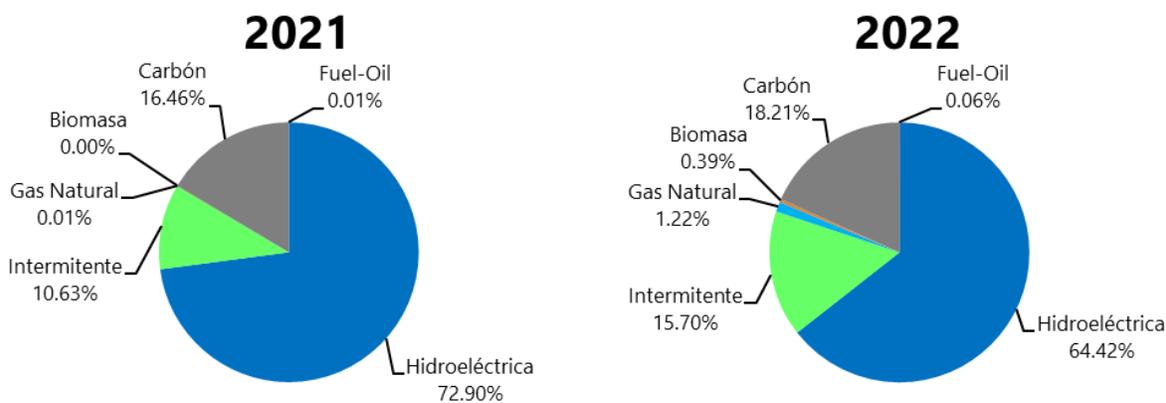


Figura 43. Matriz del despacho energético estimado para el sistema de Panamá por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

4.6.2. Intercambios en el MER

De los intercambios estimados en el MER, Panamá resulta como uno de los principales exportadores de la región, sus exportaciones netas totalizan 45.0 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 320.5 GWh en el año 2022, mientras que las importaciones totalizan 7.3 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 70.1 GWh en el año 2022.



Tabla 40. Exportaciones e importaciones netas de Panamá en el MER (GWh).

| Año | Etap | Exportaciones Netas | Importaciones Netas |
|-------------|--------------|---------------------|---------------------|
| 2021 | Jul | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Ago | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Sep | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Oct | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Nov | 0.0 | 0.0 |
| 2021 | Dic | 45.0 | 7.3 |
| 2021 | Total | 45.0 | 7.3 |
| 2022 | Ene | 27.7 | 22.1 |
| 2022 | Feb | 32.1 | 11.0 |
| 2022 | Mar | 52.3 | 0.6 |
| 2022 | Abr | 47.8 | 0.0 |
| 2022 | May | 43.1 | 2.9 |
| 2022 | Jun | 8.4 | 3.1 |
| 2022 | Jul | 5.5 | 3.3 |
| 2022 | Ago | 7.0 | 2.7 |
| 2022 | Sep | 8.2 | 1.9 |
| 2022 | Oct | 7.9 | 1.6 |
| 2022 | Nov | 6.4 | 2.1 |
| 2022 | Dic | 74.3 | 19.0 |
| 2022 | Total | 320.5 | 70.1 |

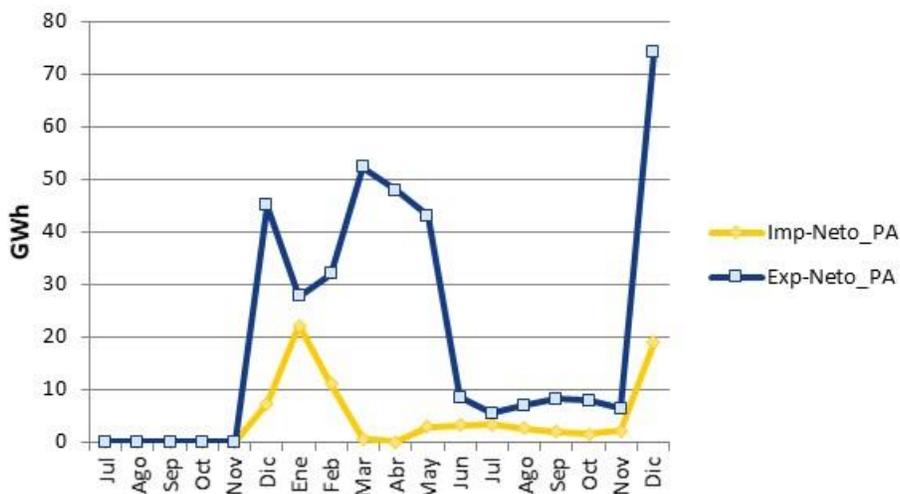


Figura 44. Exportaciones e Importaciones netas de Panamá en el MER.

Las transacciones de Panamá en el MER resultan de los flujos de energía a través de las interconexiones con el sistema de Costa Rica, y como puede observarse, los flujos de exportación duplican a los flujos de importación.



Tabla 41. Exportaciones e importaciones de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica (GWh).

| Año | Etapa | Exportaciones hacia Costa Rica | Importaciones desde Costa Rica |
|-------------|--------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 2021 | Jul | 14.9 | 14.9 |
| 2021 | Ago | 16.9 | 16.9 |
| 2021 | Sep | 15.6 | 15.6 |
| 2021 | Oct | 15.8 | 15.8 |
| 2021 | Nov | 16.3 | 16.3 |
| 2021 | Dic | 51.2 | 13.6 |
| 2021 | Total | 130.8 | 93.2 |
| 2022 | Ene | 36.7 | 31.0 |
| 2022 | Feb | 42.5 | 21.4 |
| 2022 | Mar | 66.3 | 14.7 |
| 2022 | Abr | 65.1 | 17.3 |
| 2022 | May | 54.7 | 14.4 |
| 2022 | Jun | 17.3 | 12.0 |
| 2022 | Jul | 18.0 | 15.8 |
| 2022 | Ago | 17.4 | 13.1 |
| 2022 | Sep | 16.7 | 10.5 |
| 2022 | Oct | 15.7 | 9.4 |
| 2022 | Nov | 16.4 | 12.1 |
| 2022 | Dic | 77.2 | 21.9 |
| 2022 | Total | 443.9 | 193.5 |

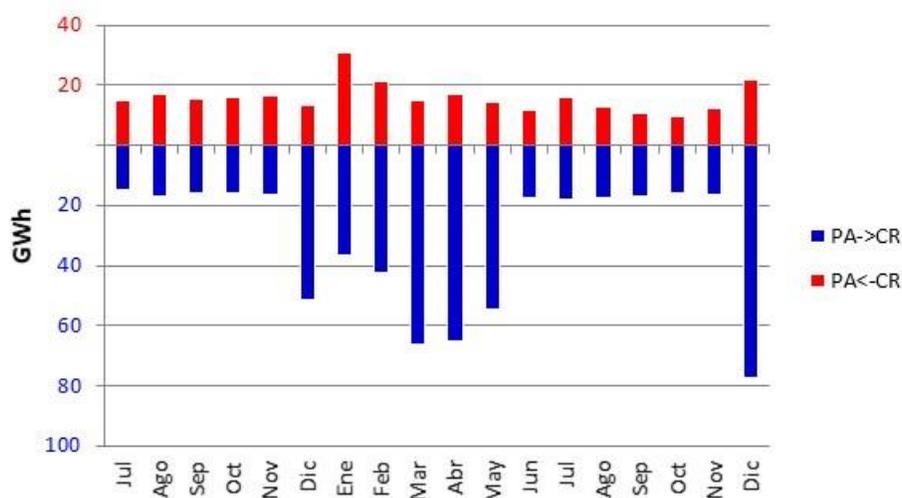


Figura 45. Exportaciones e importaciones anuales de energía eléctrica de Panamá a través de las interconexiones con Costa Rica.



4.6.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales de la demanda estimados para el sistema de Panamá resultan en valores promedio ponderados de **0.78 US\$/MWh** entre julio y diciembre 2021 y **10.85 US\$/MWh** en el año 2022. El bloque 5, que corresponde al bloque de máxima demanda es el que resulta con los mayores valores, entre 0.01 y 3.51 US\$/MWh de julio a diciembre 2021, y entre 3.38 y 55.86 US\$/MWh en el año 2022, mientras que los menores costos marginales se dan en el bloque 5, bloque de mínima demanda, con valores entre 0.00 y 1.44 US\$/MWh en los meses de julio a diciembre de 2021 y entre 2.02 y 23.97 US\$/MWh.

Tabla 42. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá (US\$/MWh).

| Año | Mes | Bloque1 | Bloque2 | Bloque3 | Bloque4 | Bloque5 | Promedio |
|-------------|-----------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|
| 2021 | Jul | 0.01 | 0.01 | 0.01 | 0 | 0 | 0.01 |
| 2021 | Ago | 1.58 | 1.56 | 1.54 | 1.44 | 1.44 | 1.51 |
| 2021 | Sep | 0.1 | 0.1 | 0.01 | 0 | 0 | 0.05 |
| 2021 | Oct | 0.24 | 0.24 | 0.01 | 0.01 | 0 | 0.11 |
| 2021 | Nov | 1.12 | 1.12 | 0.43 | 0.41 | 0.4 | 0.68 |
| 2021 | Dic | 3.51 | 3.49 | 3.49 | 1.05 | 1.02 | 2.29 |
| 2021 | Promedio | 1.09 | 1.09 | 0.92 | 0.49 | 0.48 | 0.78 |
| 2022 | Ene | 7.68 | 7.38 | 5.44 | 4.23 | 3.82 | 5.33 |
| 2022 | Feb | 12.87 | 12.75 | 10.71 | 10.41 | 10.22 | 11.12 |
| 2022 | Mar | 33.9 | 17.15 | 16.54 | 15.63 | 15.38 | 17.55 |
| 2022 | Abr | 45.63 | 25.55 | 24.82 | 24.38 | 23.97 | 27.46 |
| 2022 | May | 55.86 | 19.49 | 18.25 | 15.04 | 14.54 | 18.15 |
| 2022 | Jun | 30.39 | 10.14 | 8.17 | 7.89 | 7.73 | 12.15 |
| 2022 | Jul | 48.15 | 10.71 | 10.8 | 8.71 | 8.18 | 11.4 |
| 2022 | Ago | 27.25 | 7.86 | 7.84 | 5.8 | 5.67 | 8.48 |
| 2022 | Sep | 3.38 | 3.08 | 2.96 | 2.81 | 2.62 | 2.94 |
| 2022 | Oct | 4.14 | 3.27 | 2.85 | 2.55 | 2.02 | 2.86 |
| 2022 | Nov | 7.31 | 4.81 | 4.75 | 4.32 | 4.18 | 4.69 |
| 2022 | Dic | 10.24 | 8.66 | 8.54 | 8.16 | 7.53 | 8.27 |
| 2022 | Promedio | 23.9 | 10.9 | 10.14 | 9.16 | 8.82 | 10.85 |

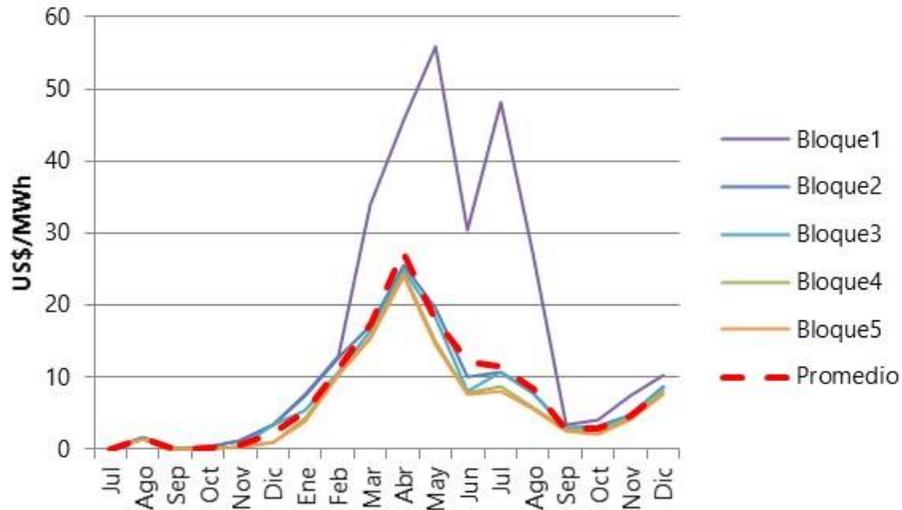


Figura 46. Costo marginal promedio por bloque para el sistema de Panamá.

4.6.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El sistema eléctrico de Panamá no presenta riesgo de déficit, considerando que ninguna etapa de las 100 series hidrológicas estimadas por el modelo presenta déficit.

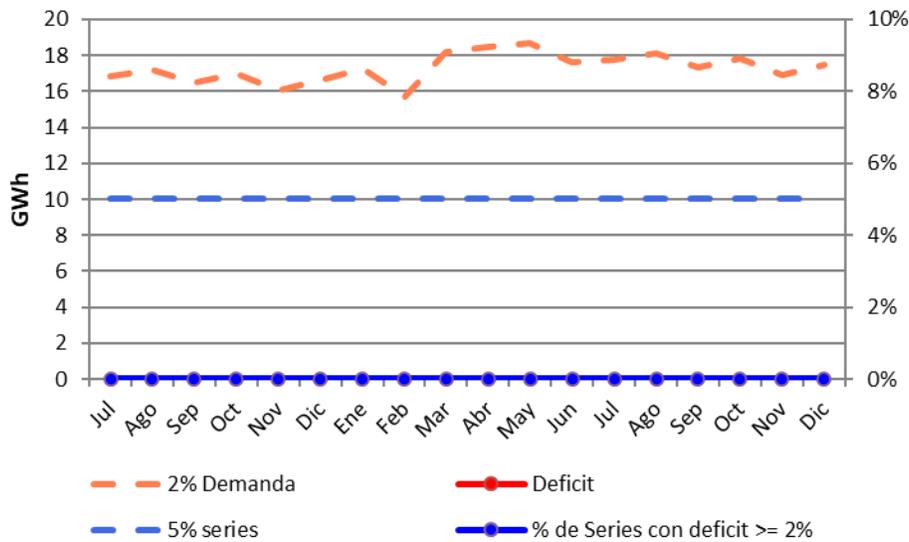


Figura 47. Confiabilidad energética del sistema eléctrico de Panamá.

4.7. Resultados del Mercado Eléctrico Regional

4.7.1. Despacho de energía

El despacho estimado de energía de Centroamérica para el período de julio 2021 a diciembre de 2022 proviene principalmente de centrales hidroeléctricas con una proporción promedio de 58.3%, seguido de generación con centrales termoeléctricas con una proporción de 21.14%, siendo la generación de carboeléctricas la que tiene mayor peso con una proporción de 7.57%, mientras que la generación con fuentes intermitentes (eólica y solar) resulta con una proporción de 11.92%, la generación geotérmica con una proporción de 6.98%, y finalmente con una proporción de 1.65% para las importaciones desde el sistema mexicano por medio de la interconexión con Guatemala. El despacho totaliza **27,614.4 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **56,656.4 GWh** en el año 2022.

Tabla 43. Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022 (GWh).

| Año | | Geotérmico | Hidroeléctrica | Intermitente | Gas Natural | Biogas | Biomasa | Carbón | Fuel-Oil | Import. México | Total |
|-------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| 2021 | Jul | 342.7 | 2,954.9 | 586.1 | 1.9 | 0.0 | 130.4 | 357.7 | 191.4 | 84.5 | 4,649.6 |
| 2021 | Ago | 330.0 | 3,074.4 | 494.7 | 2.0 | 0.2 | 136.5 | 404.0 | 215.1 | 82.2 | 4,739.1 |
| 2021 | Sep | 332.7 | 3,095.6 | 368.5 | 1.6 | 0.3 | 123.8 | 328.9 | 245.1 | 66.7 | 4,563.2 |
| 2021 | Oct | 338.6 | 3,219.3 | 379.6 | 1.8 | 0.5 | 115.0 | 263.0 | 289.0 | 77.4 | 4,684.2 |
| 2021 | Nov | 303.3 | 2,570.5 | 545.8 | 1.8 | 0.6 | 499.2 | 219.5 | 214.9 | 69.3 | 4,424.7 |
| 2021 | Dic | 301.1 | 2,331.9 | 716.4 | 15.2 | 0.3 | 634.9 | 287.3 | 199.6 | 67.0 | 4,553.8 |
| 2021 | Total | 1,948.5 | 17,246.6 | 3,091.0 | 24.1 | 1.9 | 1,639.8 | 1,860.4 | 1,355.1 | 447.1 | 27,614.4 |
| 2022 | Ene | 344.6 | 2,070.8 | 838.5 | 13.1 | 0.3 | 690.8 | 386.0 | 224.8 | 78.8 | 4,647.5 |
| 2022 | Feb | 287.4 | 1,749.7 | 776.7 | 25.4 | 0.4 | 673.1 | 418.3 | 189.9 | 78.2 | 4,199.0 |
| 2022 | Mar | 345.6 | 1,901.6 | 859.4 | 138.8 | 0.6 | 735.5 | 523.9 | 209.4 | 86.7 | 4,801.3 |
| 2022 | Abr | 333.2 | 2,014.1 | 632.6 | 229.5 | 0.7 | 675.8 | 591.3 | 257.9 | 83.9 | 4,819.0 |
| 2022 | May | 335.9 | 2,585.7 | 449.4 | 208.4 | 0.7 | 254.0 | 582.3 | 375.5 | 86.7 | 4,878.3 |
| 2022 | Jun | 320.7 | 2,847.7 | 435.8 | 187.4 | 0.5 | 131.6 | 467.9 | 234.2 | 82.8 | 4,708.6 |
| 2022 | Jul | 342.7 | 2,879.2 | 610.5 | 215.0 | 0.0 | 130.4 | 367.3 | 178.0 | 85.2 | 4,808.4 |
| 2022 | Ago | 330.0 | 3,081.4 | 507.2 | 201.3 | 0.2 | 136.5 | 373.6 | 189.7 | 82.5 | 4,902.5 |
| 2022 | Sep | 332.7 | 3,127.6 | 387.1 | 179.9 | 0.3 | 123.8 | 306.3 | 194.8 | 69.9 | 4,722.3 |
| 2022 | Oct | 338.6 | 3,293.2 | 392.4 | 175.7 | 0.5 | 115.0 | 274.1 | 200.2 | 73.9 | 4,863.7 |
| 2022 | Nov | 303.3 | 2,710.6 | 554.7 | 112.8 | 0.6 | 499.2 | 182.3 | 172.7 | 62.8 | 4,598.9 |
| 2022 | Dic | 301.1 | 2,411.2 | 725.8 | 87.5 | 0.3 | 635.0 | 291.2 | 172.0 | 82.9 | 4,707.0 |
| 2022 | Total | 3,915.8 | 30,672.6 | 7,170.0 | 1,774.6 | 5.0 | 4,800.7 | 4,764.5 | 2,599.0 | 954.2 | 56,656.4 |

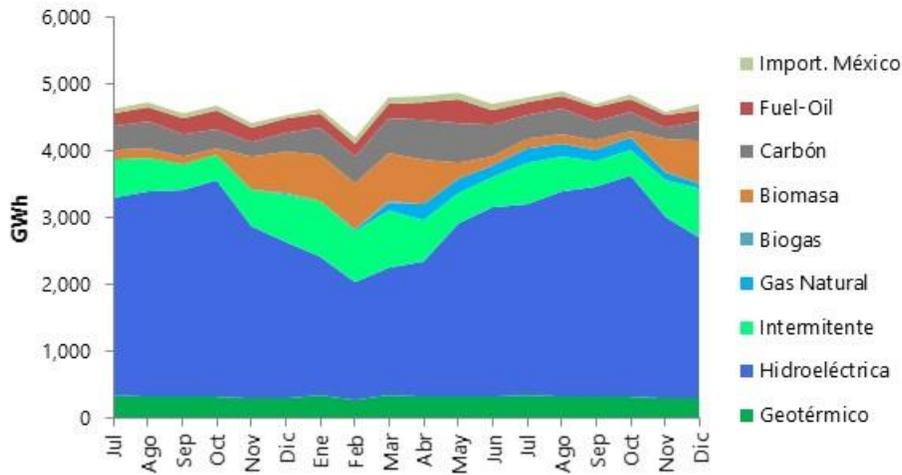


Figura 48. Despacho de energía estimado para Centro América, por tipo de recurso para el período julio 2021 a diciembre 2022.

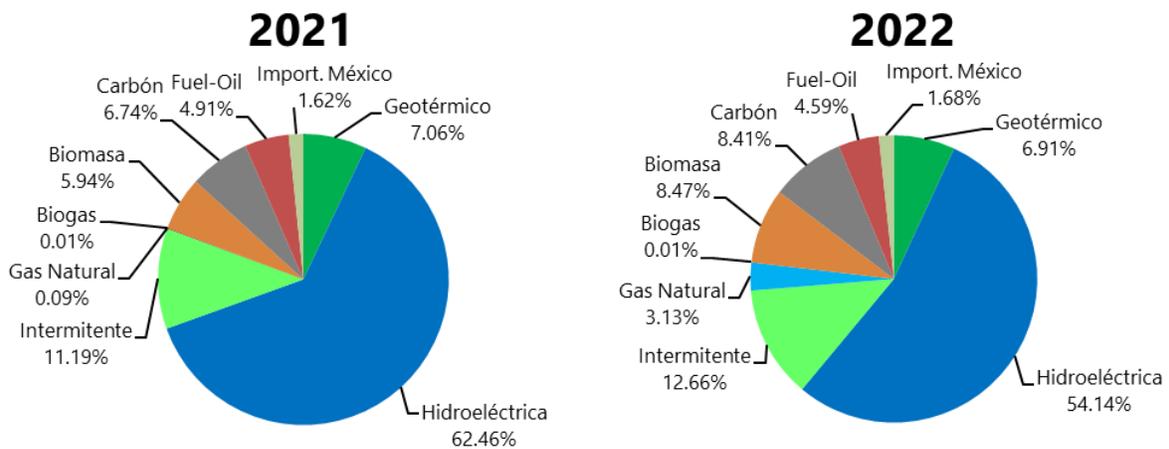


Figura 49. Matriz del despacho energético estimado para América Central por tipo de recurso para los períodos julio-diciembre 2021 y enero-diciembre 2022.

4.7.2. Intercambios en el MER

Las transacciones netas estimadas para los seis países del MER, calculadas como el flujo neto en las interconexiones entre los sistemas, resultan con valores promedio mensuales de 375.9 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 354.1 GWh en el año 2022, totalizando **2,255.6 GWh** de julio a diciembre de 2021 y **4,249 GWh** en el año 2022.

Tabla 44. Transacciones netas de energía en el MER.

| Año | Mes | Exportaciones | Importaciones |
|-------------|--------------|----------------|----------------|
| 2021 | Jul | 383.2 | 383.2 |
| 2021 | Ago | 364.7 | 364.7 |
| 2021 | Sep | 350.8 | 350.8 |
| 2021 | Oct | 365.8 | 365.8 |
| 2021 | Nov | 384.9 | 384.9 |
| 2021 | Dic | 406.1 | 406.1 |
| 2021 | Total | 2,255.6 | 2,255.5 |
| 2022 | Ene | 425.6 | 425.6 |
| 2022 | Feb | 388.7 | 388.7 |
| 2022 | Mar | 391.0 | 391.0 |
| 2022 | Abr | 336.9 | 336.9 |
| 2022 | May | 212.2 | 212.2 |
| 2022 | Jun | 316.0 | 316.0 |
| 2022 | Jul | 366.5 | 366.5 |
| 2022 | Ago | 324.8 | 324.8 |
| 2022 | Sep | 323.9 | 323.9 |
| 2022 | Oct | 335.0 | 335.0 |
| 2022 | Nov | 385.4 | 385.4 |
| 2022 | Dic | 443.1 | 443.1 |
| 2022 | Total | 4,249.0 | 4,249.0 |



Figura 50. Intercambios netos de energía en el MER.



De los intercambios estimados para cada país en el MER, los sistemas de Guatemala y Costa Rica son los que se perfilan como los mayores exportadores de la región, con proporciones de 47.0% y 42.16%, respectivamente. En cuanto a los países que se perfilan como los mayores importadores se encuentran, Honduras, Nicaragua y El Salvador, con proporciones de 49.75%, 26.08% y 19.83%, respectivamente.

Tabla 45. Exportaciones e importaciones netas estimadas por país (GWh).

| Año | País | Exportación | Importación |
|-------------|--------------|----------------|----------------|
| 2021 | Guatemala | 1,541.62 | 0.06 |
| 2021 | El Salvador | 39.97 | 448.49 |
| 2021 | Honduras | 4.84 | 1,001.12 |
| 2021 | Nicaragua | 0.10 | 1,169.59 |
| 2021 | Costa Rica | 995.11 | 0.00 |
| 2021 | Panamá | 44.96 | 7.32 |
| 2021 | Total | 2,626.6 | 2,626.6 |
| 2022 | Guatemala | 1,690.91 | 142.44 |
| 2022 | El Salvador | 215.49 | 915.16 |
| 2022 | Honduras | 19.96 | 2,419.44 |
| 2022 | Nicaragua | 98.53 | 623.68 |
| 2022 | Costa Rica | 1,903.60 | 78.18 |
| 2022 | Panamá | 320.52 | 70.11 |
| 2022 | Total | 4,249.0 | 4,249.0 |

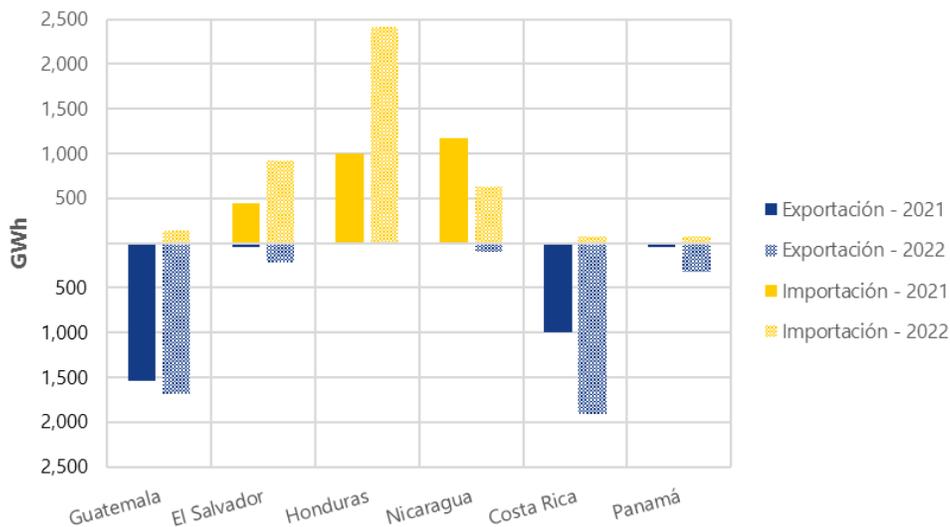


Figura 51. Exportaciones e importaciones netas estimadas por país.

4.7.3. Costo Marginal de Corto Plazo

Los costos marginales para la demanda en la región son resultado de los recursos de generación disponibles para atender el suministro de energía, pero también influyen las condiciones de la red de transmisión que enlaza las centrales generadoras con los centros de carga, así como las restricciones operativas que puedan afectar el despacho óptimo.

De los seis países que conforman el MER, son los sistemas de Costa Rica y Panamá donde resultan los menores costos marginales, coincidiendo ambos casos la dominante proporción de recursos renovables, en el caso de Costa Rica más del 99% y en el caso de Panamá más de 81.82%.

Tabla 46. Costo marginal promedio mensual para los países del MER (US\$/MWh).

| Año | Mes | Guatemala | El Salvador | Honduras | Nicaragua | Costa Rica | Panamá |
|-------------|-----------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| 2021 | Jul | 51.54 | 78.73 | 101.57 | 81.23 | 0.51 | 0.01 |
| 2021 | Ago | 52.42 | 74.5 | 103.66 | 86.33 | 0.52 | 1.51 |
| 2021 | Sep | 45.16 | 66.26 | 100.38 | 90.96 | 0.52 | 0.05 |
| 2021 | Oct | 48.88 | 70.33 | 101.71 | 87.25 | 0.51 | 0.11 |
| 2021 | Nov | 45.41 | 81.03 | 100.85 | 77.72 | 0.51 | 0.68 |
| 2021 | Dic | 41.44 | 66.52 | 106.49 | 48.14 | 0.63 | 2.29 |
| 2021 | Promedio | 47.48 | 72.90 | 102.44 | 78.61 | 0.53 | 0.78 |
| 2022 | Ene | 46.27 | 67.51 | 105.58 | 51.18 | 2.74 | 5.33 |
| 2022 | Feb | 47.99 | 73.55 | 130.02 | 54.87 | 19.74 | 11.12 |
| 2022 | Mar | 51.03 | 72.2 | 138.42 | 59.42 | 46.84 | 17.55 |
| 2022 | Abr | 60.82 | 75.59 | 153.38 | 78.57 | 74.34 | 27.46 |
| 2022 | May | 82.04 | 85.31 | 150.66 | 76.74 | 53.8 | 18.15 |
| 2022 | Jun | 60.91 | 67.58 | 116.62 | 68.18 | 20.45 | 12.15 |
| 2022 | Jul | 48.61 | 58.37 | 97.79 | 55.93 | 7.86 | 11.4 |
| 2022 | Ago | 46.9 | 53.52 | 100.8 | 63.11 | 13.7 | 8.48 |
| 2022 | Sep | 43.58 | 49.65 | 98.62 | 63.65 | 13.39 | 2.94 |
| 2022 | Oct | 43.87 | 49.86 | 98.89 | 64.01 | 9.09 | 2.86 |
| 2022 | Nov | 42.44 | 51.23 | 98.26 | 54.38 | 6.39 | 4.69 |
| 2022 | Dic | 44.77 | 51.9 | 111.96 | 53.22 | 10.26 | 8.27 |
| 2022 | Promedio | 51.63 | 62.96 | 116.64 | 61.95 | 23.19 | 10.85 |

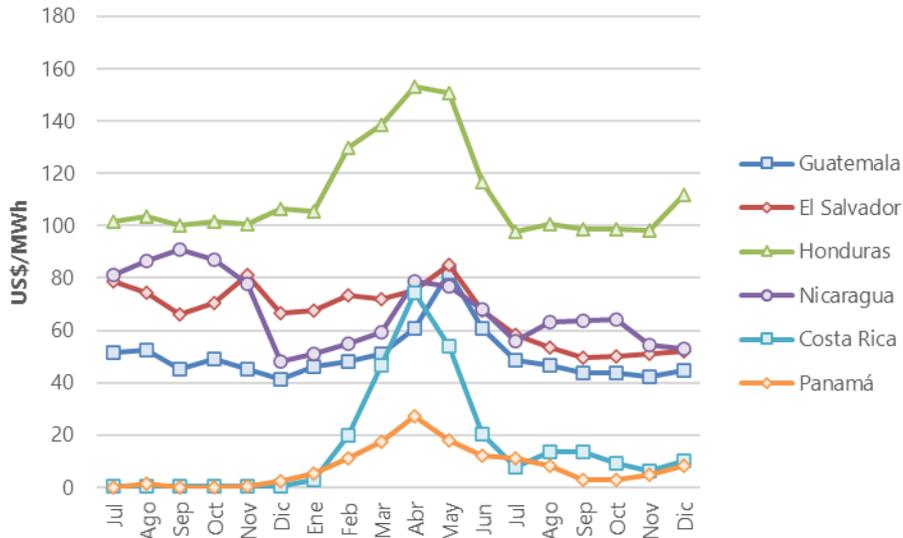


Figura 52. Costo marginal promedio mensual para los países del MER.

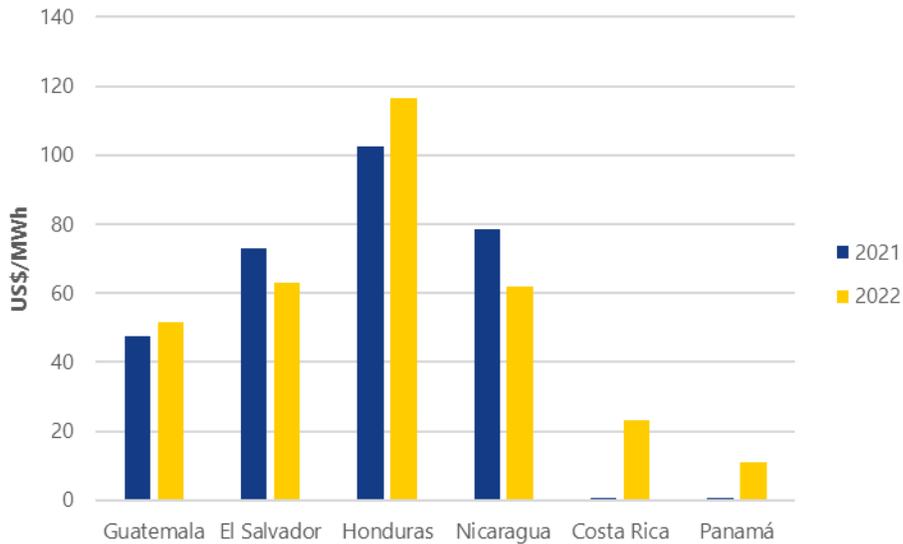


Figura 53. Costo marginal promedio anual para los países del MER.



4.7.4. Indicador de Confiabilidad Energética

El criterio de confiabilidad adoptado considera que existe riesgo de déficit en un sistema si en una de las etapas del horizonte de estudio se supera el 2% de la demanda en más del 5% de las series hidrológicas analizadas.

De acuerdo con los resultados obtenidos, que muestran que el déficit que ocurre en el sistema de Honduras no supera los límites del criterio, y por tanto se determina que el Sistema Eléctrico Regional de América Central cuenta con un alto nivel de confiabilidad para el suministro de la demanda en todo el horizonte de análisis.

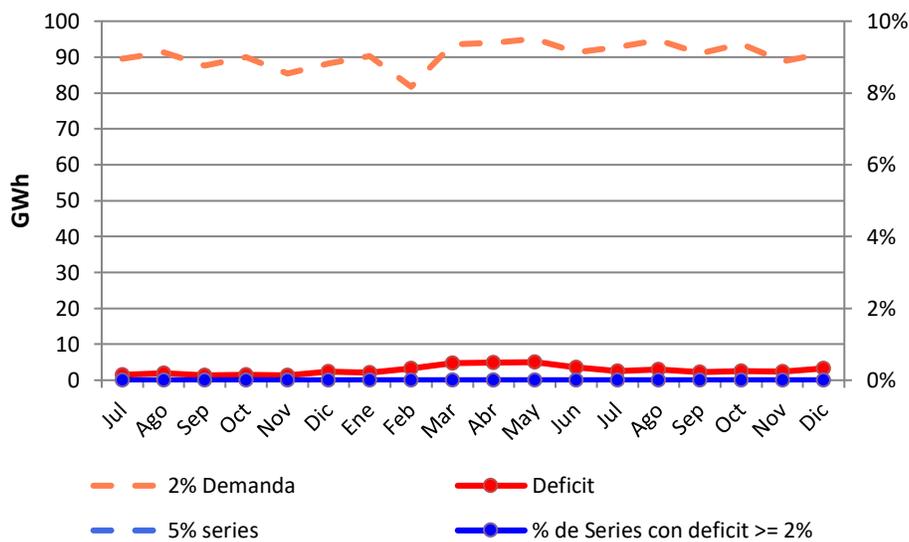


Figura 54. Confiabilidad del Sistema Eléctrico Regional de América Central.



Conclusiones

- Las proyecciones de demanda para el período julio a diciembre de 2021 muestran la esperanza de crecimiento de 5.5% en promedio para la región con respecto del mismo período del año 2020 y 9.6% para el año 2022 con respecto a la demanda total del año 2020. Es importante señalar que las expectativas de crecimiento de la demanda son más pesimistas en los países de El Salvador, Costa Rica y Guatemala, que en promedio para todo el período crecerían 1.4%, 4.1% y 5.1%, respectivamente, mientras que los sistemas de Nicaragua, Panamá y Honduras muestran factores de crecimiento considerablemente más optimistas, con valores de 6.8%, 10.5% y 15.2%, respectivamente.
- Con relación a las modificaciones de generación, fueron informados cinco proyectos que fueron incorporados en el primer semestre de 2021 por un total de 294 MW, adicionalmente se espera que entre julio y diciembre de 2021 se incorporen 14 proyectos en los sistemas de El Salvador, Nicaragua y Panamá por un total de 916.6 MW, pero también fueron reportados 5 proyectos que dejarán de formar del parque generador de Costa Rica y Panamá por un total de 105.74 MW. Entre los proyectos previstos a incorporarse al sistema resaltan los proyectos de Gas Natural a instalarse en los sistemas de Nicaragua y El Salvador en diciembre de 2021 y julio de 2022, respectivamente.
- En cuanto al suministro futuro de la demanda en los países de la región se prevé que la generación provendrá principalmente de centrales con recursos renovables, cuya proporción respecto de la generación total es de 77.2%, de los cuales 58.3% corresponde a generación hidroeléctrica, 11.92% a generación renovable intermitente (de centrales eólicas y solares fotovoltaicas) y 6.98% a generación geotérmica. El 21.14% de energía adicional corresponde a centrales termoeléctricas y 1.65% a importaciones desde el sistema mexicano a través de la interconexión con Guatemala.
- Las transacciones estimadas en el MER mantienen un potencial relevante, en el orden de 361.4 GWh-mes, con lo cual se totalizan 2,255.6 GWh entre julio y diciembre de 2021 y 4,249 GWh en el año 2022, siendo los sistemas de Guatemala y Costa Rica los mayores exportadores de la región, con proporciones de 47.01% y 42.16%, respectivamente, mientras que como principales importadores resultan El Salvador, Honduras, Nicaragua y el Salvador con proporciones de 49.75%, 26.08% y 19.83%, respectivamente.
- El costo marginal para el suministro de la demanda evidencia la composición de las matrices energéticas de cada uno de los países, así como el beneficio del uso de las interconexiones entre los países. El sistema costarricense resulta con los menores costos

marginales de la región con valores promedio de 0.53 US\$/MWh de julio a diciembre de 2021 y 23.19 US\$/MWh en el año 2022.

- De acuerdo con las condiciones previstas para el sistema eléctrico regional y conforme a los resultados del indicador de confiabilidad energética, se concluye que el sistema cuenta con suficiente capacidad de generación para atender los requerimientos de la demanda en los seis países de la región, de la misma manera se estima que la red de transmisión soporta convenientemente los flujos en la red de transmisión regional, aún cuando el sistema de Honduras muestra déficit en todas las etapas del estudio, ya que este no supera los umbrales del criterio de confiabilidad energética.