Evaluación del MER y del estado de competencia

AÑO 2021

Una vista al Mercado Eléctrico de América Central

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Tel.(502)2495-1777

55ª Avenida 5-55 zona 14 edificio Europlaza
Torre I PH Oficina 1903, Ciudad de Guatemala, Guatemala

www.crie.org.gt

Contenido

ANTECEDENTES 3
HECHOS RELEVANTES 3
INDICADORES SOCIO ECONÓMICOS 4
INDICES DE PRECIOS 6
1.INFORMACIÓN DEL MER: TRANSACCIONES DE ENERGÍA 7
1.1 INYECCIONES Y RETIROS 7
1.2 EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES 8
1.3TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO 10
1.4 CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER 11
2. INFORMACIÓN DEL MER: PRECIOS 12
2.1 PRECIOS EN EL MER 12
2.2 PRECIOS MER - PRECIOS COMBUSTIBLE 14
2.3 PRECIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES 15
3. AGENTES AUTORIZADOS A REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER 16
3.1 TRANSACCIONES POR AGENTE 16
4. ANÁLISIS DE COMPETENCIA Y EFICIENCIA EN EL MER 18
4.1 EFICIENCIA DEL MERCADO 18
4.2 ESTRUCTURA DEL MERCADO 18
5. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA 25
6. CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN 27
7. TRANSMISIÓN 30
8. BALANCES ECONÓMICOS DEL MER 31
9. ANEXOS 34

ANTECEDENTES

Conforme lo establecido en el numeral 2.2.9 del Libro IV del Reglamento del Mercado Regional (RMER), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), elaborará y publicará, por lo menos una vez al año, informes que contendrán la evaluación general de la CRIE sobre el estado de competencia en el MER y la eficiencia del mismo. En este sentido, se supervisa el funcionamiento y el grado de competencia en el Mercado Eléctrico Regional (MER), considerando la integridad y transparencia del mercado.

El presente informe recoge, además, la evolución de las principales variables vinculadas a la operación del MER, transacciones, precios, demanda, capacidad instalada y generación por tecnologías, que sirven de base para los análisis requeridos.

HECHOS RELEVANTES

En el año 2021 se implementó el Grupo de Vigilancia del Mercado (GVM) en el Mercado Eléctrico Regional, compuesto por tres expertos asesores de la Junta de Comisionados de la CRIE. Considerando toda la situación de restricciones detectada en la Red de Transmisión Regional (RTR), como una tarea prioritaria para la región, se les solicitó realizar los análisis y propuestas que propicien las condiciones para superar dichas restricciones y/o fomenten la inversión en la RTR.

Con la evaluación realizada, el GVM presentó un diagnóstico y propuestas para solucionar los problemas detectados, conforme lo siguiente:

1. Promoción de objetivos de eficiencia en la gestión operativa.
2. Promoción de objetivos de eficiencia en la expansión de la RTR.
3. Asegurar la construcción de las obras requeridas.

Las propuestas incluyeron modificaciones de la regulación regional relacionadas con el sistema de planificación de transmisión regional, armonizaciones regulatorias nacionales, aspectos relativos a la operación y propuestas de incentivos para realizar inversiones en transmisión.

Con base en estas propuestas del GVM, el 19 de noviembre de 2021 se realizó un foro a nivel regional para recibir las opiniones de participantes de organismos nacionales y regionales del MER que contribuyeron determinar las medidas que efectivamente se puedan implementar en el MER, en el corto, mediano y largo plazo, según la pertinencia y el grado de dificultad de su implementación.

INDICADORES SOCIO ECONÓMICOS

El uso de indicadores permite la comparación del desarrollo económico y el social de los países, respecto a los diferentes contextos y poblaciones, con un valor relativo que les da significado, facilitando el análisis de dónde se encuentra y hacia dónde se dirige el país, estableciendo objetivos y metas.

Tabla 1

Indicadores Socioeconómicos del Sector Eléctrico en los Países de América Central, año 2020

País	Población Total (Miles)	PIB per Cápita (USD)	Acceso a la electricidad (%)	Consumo eléctrico per cápita kWh/Khab
Guatemala	16 858.3	4 603.3	88.95	615
El Salvador	6 486.2	3 798.6	97.80	947
Honduras	9 904.6	2 389.0	85.02	708
Nicaragua	6 624.5	1 905.3	98.50	555
Costa Rica	5 094.1	12 140.9	99.40	1 961
Panamá	4 314.8	12 509.8	94.35	2 140
Total	49 282.5	*5 161.1	92.16	942

Fuente: OLADE y Banco Mundial

Tabla 2

Evolución Producto Interno Bruto (PIB) y de la inflación en región de América Central, 2017-2021

Año	Índice PIB Región CA	Variación interanual	Variación acumulada IPC Región CA	Índice PIB Región CAPARD	Variación interanual	Variación acumulada IPC Región CAPARD
2017	137.32	3.63	4.30	155.49	4.25	3.74
2018	140.66	2.43	2.39	160.51	3.84	1.77
2019	144.08	2.43	2.79	148.57	3.23	2.60
2020	137.88	-4.30	2.88	164.81	-7.44	2.91
2021	150.35	9.04	4.26	155.49	10.93	5.17

Fuente: Secretaría Ejecutiva del consejo Monetario Centroamericano (SECMCA), 2022

Tabla 3

Subsidios a la energía eléctrica en los países de América Central.2021.

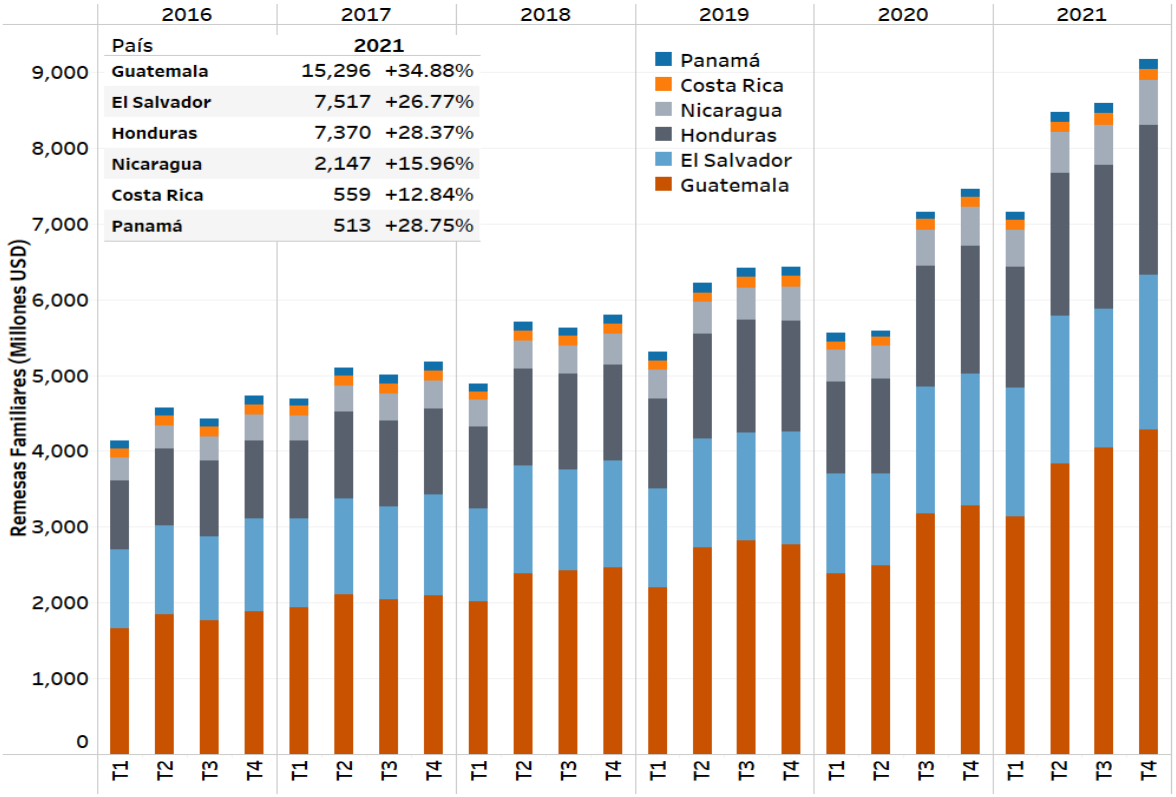
País	Subsidio (millones de dólares)	Subsidio per Cápita (en dólares/hab)	Porcentaje del PIB %
Guatemala	-	-	-
El Salvador	380	58.4	1.45
Honduras	50	5.4	0.21
Nicaragua	20	3.3	0.18
Costa Rica	180	34.3	0.29
Panamá	-	-	-

Fuente: Elaboración propia con información del fondo Monetario Internacional (FMI). 2022

En la siguiente figura se muestra la evolución trimestral del período 2016 - 2021 de los ingresos en concepto de remesas familiares, por país) las cuales según la definición de la Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano (SECMCA) se definen como "las transferencias corrientes realizadas por los emigrantes (personas que se domicilian en una economía y que permanecen en ella durante un año o más), empleados en la nueva economía de la que se les considera residentes."

Se observa la importancia que tiene el recibo de estas remesas en países como Guatemala, El Salvador y Honduras, los cuales forman una parte importante del PIB de cada uno.

Figura 1
Ingresos de divisas en concepto de remesas en los países de América Central. 2016-2021 (millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia con información publicada por los organismos oficiales en cada país (Banco de Guatemala, 2022); (Banco Central de Reserva de El Salvador, 2022); (Banco Central de Honduras, 2022); (Banco Central de Nicaragua, 2022); (Banco Central de Costa Rica, 2022); (Instituto Nacional de Estadística y Censo, Contraloría General de la República de Panamá, 2022).

INDICES DE PRECIOS

Tabla 4
Principales Indicadores de Precios de los Combustibles y Commodities.

País	Precios	Variación cuatrimestral de precios (%)				Volatilidad
	31/12/ 2021	Q1	Q2	Q3	Interanual	(%)
Combustibles [a]						
Petróleo ($/BLL)	75.21	31.04%	7.74%	9.80%	55.01%	34.6%
Diesel ($/TM)	667.00	26.86%	12.69%	10.89%	58.53%	30.7%
Gas Natural ($/MMBTu)	3.73	15.44%	49.33%	-14.78%	46.91%	54.8%
Carbón ($/TM)	145.65	13.59%	64.27%	-1.32%	84.13%	52.4%
Commodities [b]						
Café (cent/lb)	226.1	9.12%	38.23%	16.88%	76.30%	35.8%
Azúcar (cent/lb)	18.88	12.59%	13.76%	-4.84%	21.89%	28.4%
Algodón (cent/lb)	113.63	12.91%	4.73%	22.82%	45.23%	26.5%
Aceite de Palma ($/TM)	1,238.75	11.10%	0.53%	14.51%	27.90%	33.6%
Cacao ($/TM)	2,520.00	-10.03%	9.31%	-1.56%	-3.19%	27.7%
Metales						
Oro ($/oz) [c]	1,828.60	-7.14%	2.84%	0.47%	-4.05%	14.8%
Índice Metales [d]	190.20	15.55%	2.12%	-10.42%	5.71%	22.7%

Fuente: Elaboración propia con información de precios de mercado del año 2021

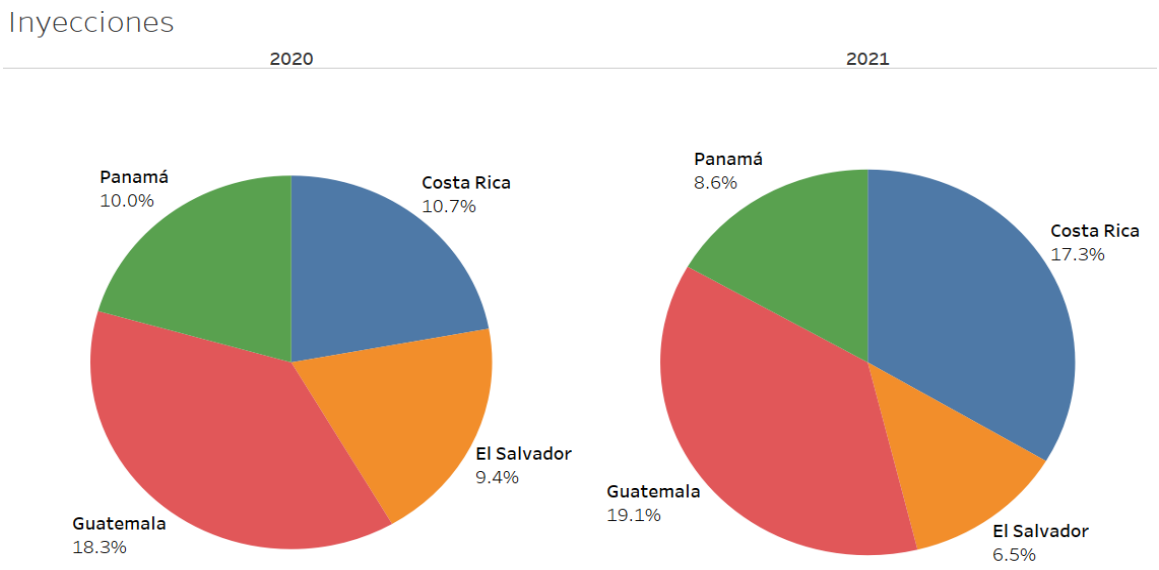
a: Referencias
Petróleo: Futuro petróleo crudo WTI - Mar 2022 (TH2); Diesel: Futuros gasoil Londres - Feb 2022 (LGOG1);
Gas Natural: Futuros Gas Natural - Mar 2022 (LG2H2); Carbón: Futuros Carbón - Feb 2022 (LQG22)
b: Referencias
Café: Futuro café C EE.UU. - Mar 2022 (KCH2); Azúcar: Futuro azúcar Nº11 EE.UU. - Mar 2022 (SBH2);
Algodón: Futuro del algodón Nº2 EE.UU. - Mar 2022 (CTH2); Aceite de Palma: Futuros de aceite de palma USD - (FUPOc1);
Cacao: Futuros cacao EE.UU. - Mar 2022 (CCH2)
c: Futuro del oro - Feb 2022 (ZGG2)
d: Índice Precios-Base 100 = 2016. FMI. Incluye: aluminio, cobalto, cobre, mineral de hierro, plomo, molibdeno, níquel, metal de estaño, uranio y zinc

1.INFORMACIÓN DEL MER: TRANSACCIONES DE ENERGÍA

1.1 INYECCIONES Y RETIROS

Durante el 2021, se realizaron inyecciones en el MER por un volumen de 3,010,224 MWh, que representó un aumento de 6.72 % con respecto al año 2020, el cual registró 2,820,667 MWh. Guatemala tuvo una participación en las inyecciones de 19%; Costa Rica, de 17.3% y Panamá de 8.6%.

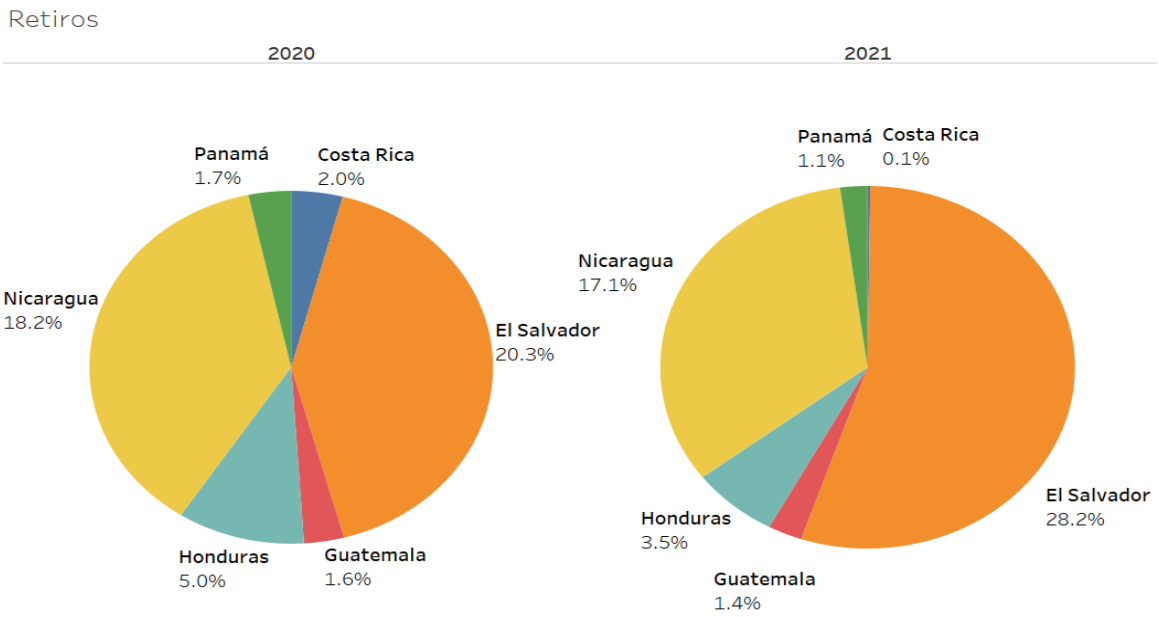
Figura 2
Inyecciones al MER por país, años 2020 y 2021 (%)



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Con respecto a los retiros, Nicaragua mantuvo sus importaciones del MER, de 17% y 18% en 2020 y 2021, respectivamente; mientras que en 2021 el 28% de los retiros de El Salvador (1,282,964 MWh de importación neta), representa un importante incremento de 39.3%, con respecto al año anterior.

Figura 3
Retiros del MER por país, 2020 y 2021
En porcentaje



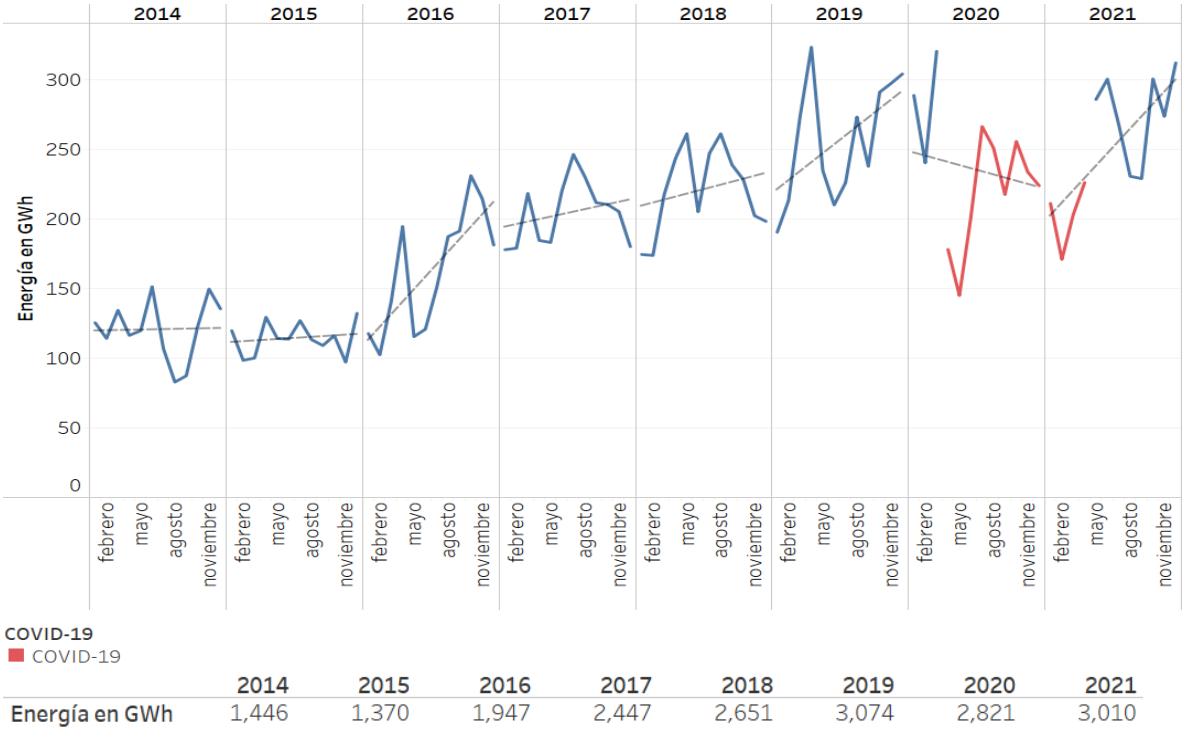
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Este mayor dinamismo en el Mercado Eléctrico Regional se explica por la recuperación de la demanda de energía eléctrica, producto de la recuperación de la actividad económica en los países de América Central.

1.2 EVOLUCIÓN DE TRANSACCIONES

Durante el período del 2014 al 2021 la tasa media de crecimiento anual (TMCA) de las inyecciones en el MER fue de 11.04%. Esta fue impactada por la emergencia sanitaria de la pandemia del 2020 con un decremento en las inyecciones de 8.24% en ese año; sin embargo, en el año 2021 las inyecciones todavía se mantienen por debajo del volumen del 2019 (3,074 GWh).

Figura 4
Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional años 2014-2021
GWh

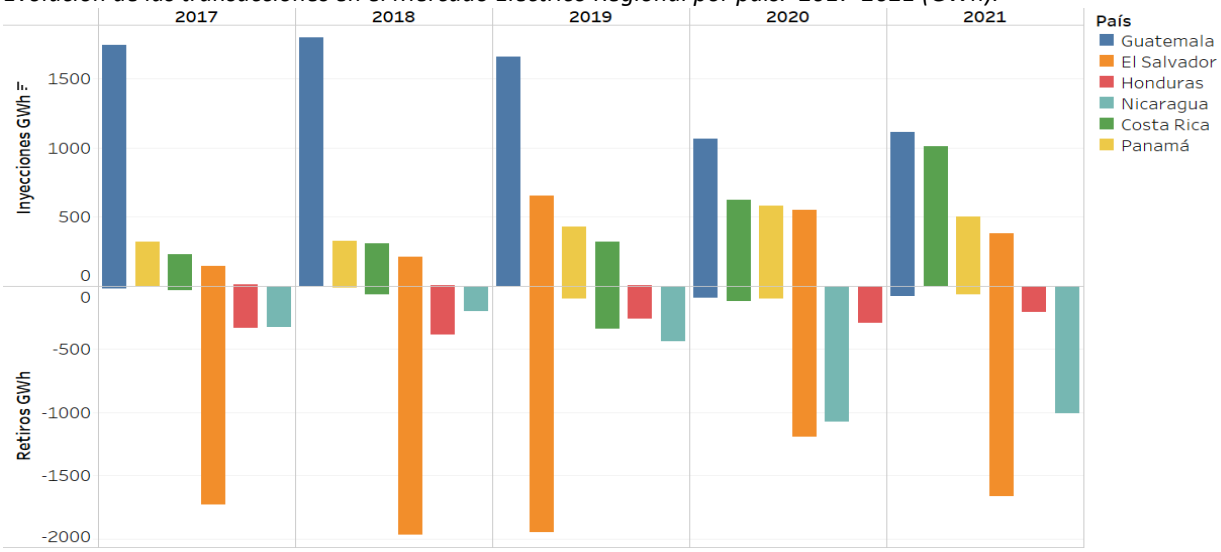


	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energía en GWh	1,446	1,370	1,947	2,447	2,651	3,074	2,821	3,010

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

En la siguiente figura se muestra la evolución de las inyecciones y de los retiros anuales en el MER, por país, durante los años 2017 al 2021.

Figura 5
Evolución de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional por país. 2017-2021 (GWh).

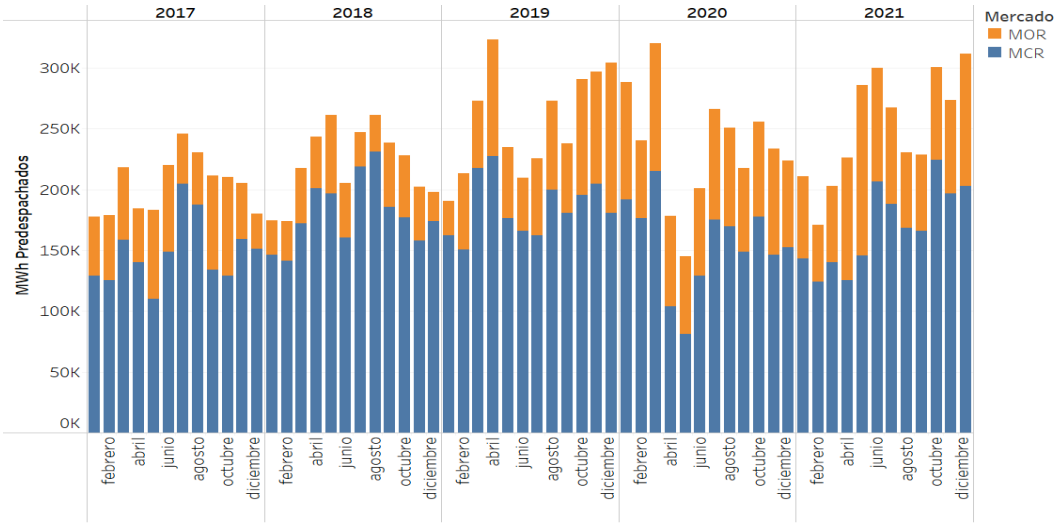


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

1.3TRANSACCIONES POR TIPO DE MERCADO

En 2021 del total de las inyecciones en el MER, un 67.5% se hicieron a través del Mercado de Contrato Regional (MCR) y un 32.5% correspondió a transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). En la siguiente figura se muestran las proporciones de volumen de energía inyectada en el MER, en MCR y MOR, para los años 2017 a 2021

Figura 6
Evolución de inyecciones al MER por tipo de Mercado.2017-2021
MWh

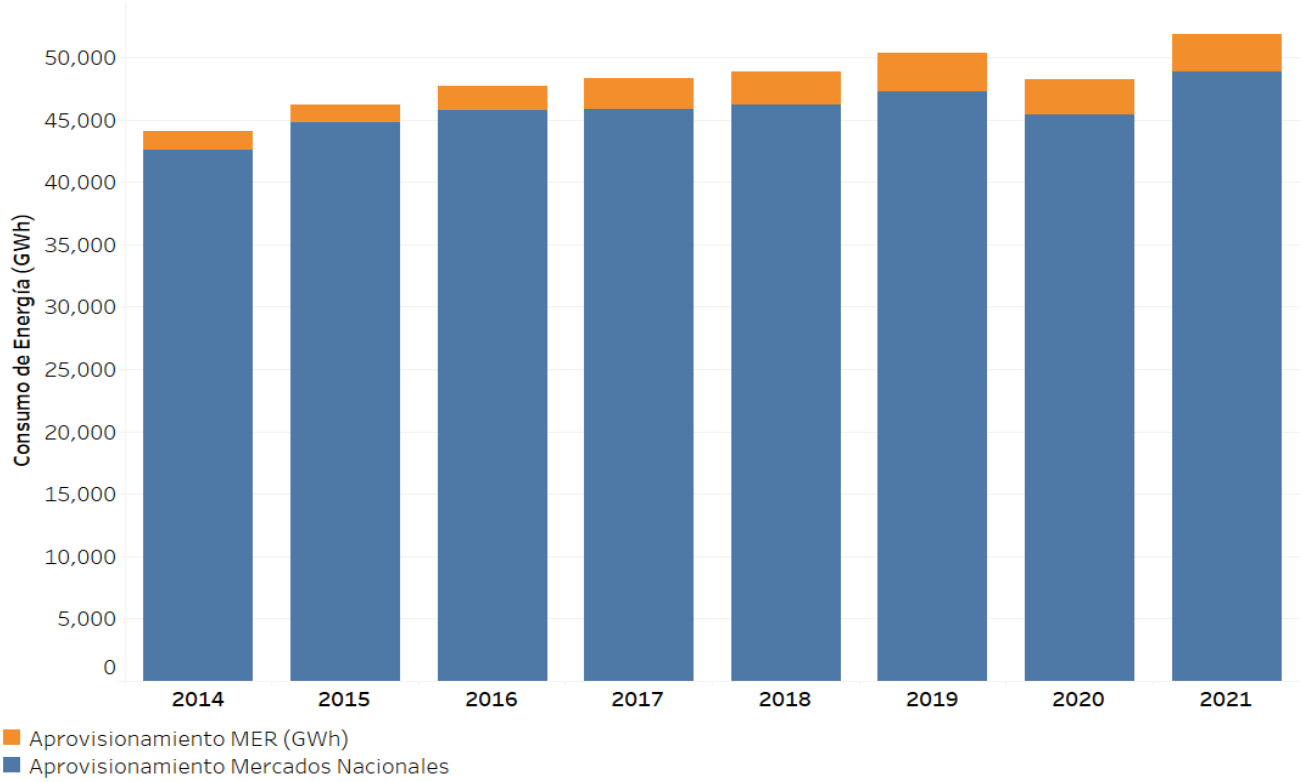


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

1.4 CUBRIMIENTO DE DEMANDA CON ENERGÍA DEL MER

En el año 2021 las inyecciones al MER representaron un 5.8% del consumo de energía eléctrica regional. Dicha proporción se mantiene en los niveles del año 2020, la cual fue de 5.85%; sin embargo, Nota: Esta figura muestra los volúmenes de consumo de energía eléctrica a nivel regional por fuente de aprovisionamiento en gigavatios hora y la proporción en porcentaje de las inyecciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) con relación al consumo total anual del período 2014 -2021

Figura 7
Cubrimiento de la demanda regional con energía del MER.2014-2021
En GWh

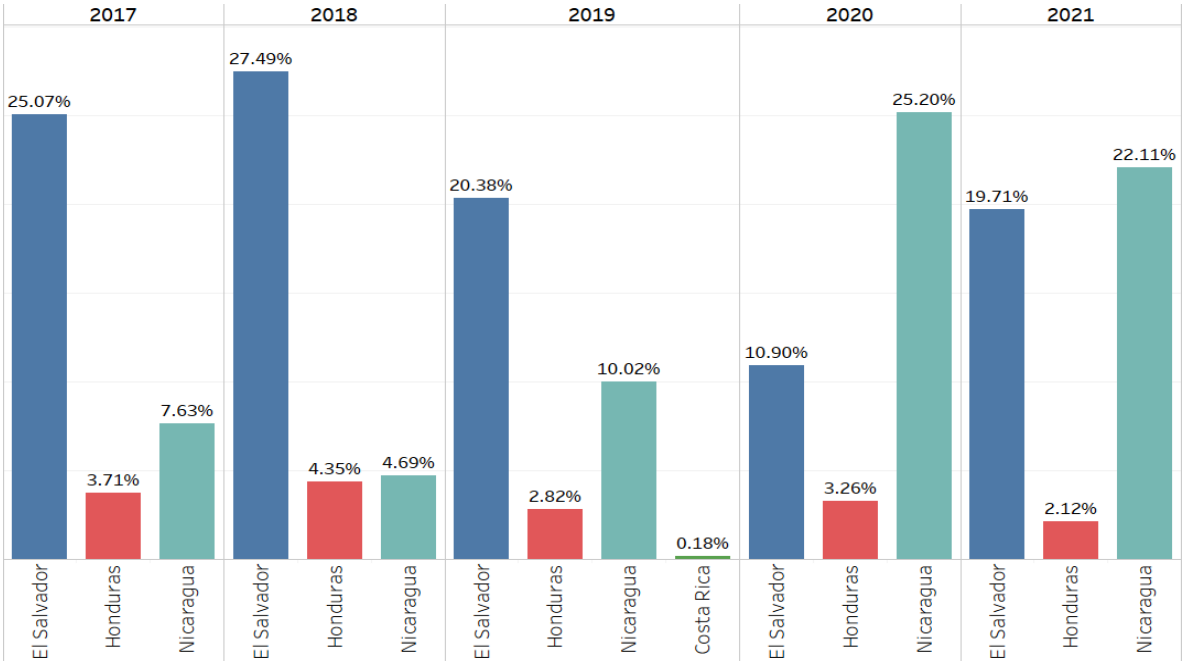


Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
% cubrimiento MER	3.28%	2.97%	4.08%	5.07%	5.42%	6.11%	5.85%	5.81%

El cubrimiento de la demanda nacional con energía del MER puede observarse en la siguiente gráfica. Nicaragua cubrió el 22.1%; El Salvador, el 19.7%; y Honduras, el 2.12%. En la siguiente figura se muestran aquellos países netamente importadores y la proporción porcentual del consumo nacional suplida mediante retiros netos en el MER en el período 2017 -2021.

Figura 8
Cubrimiento de la demanda nacional por compras al MER.2017-2021
En porcentaje



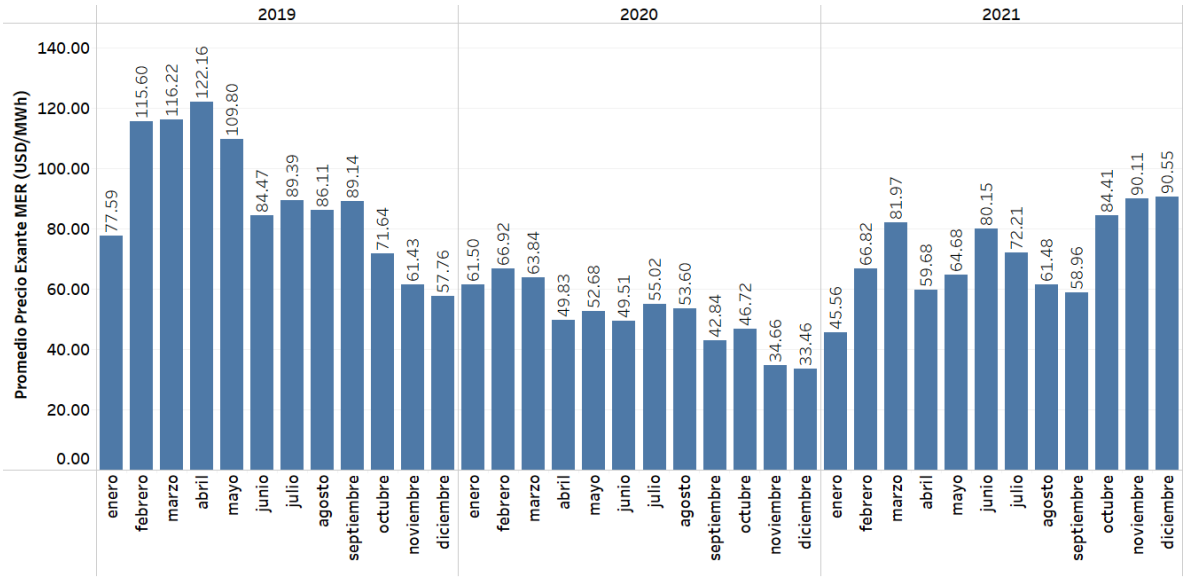
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

2. INFORMACIÓN DEL MER: PRECIOS

2.1 PRECIOS EN EL MER

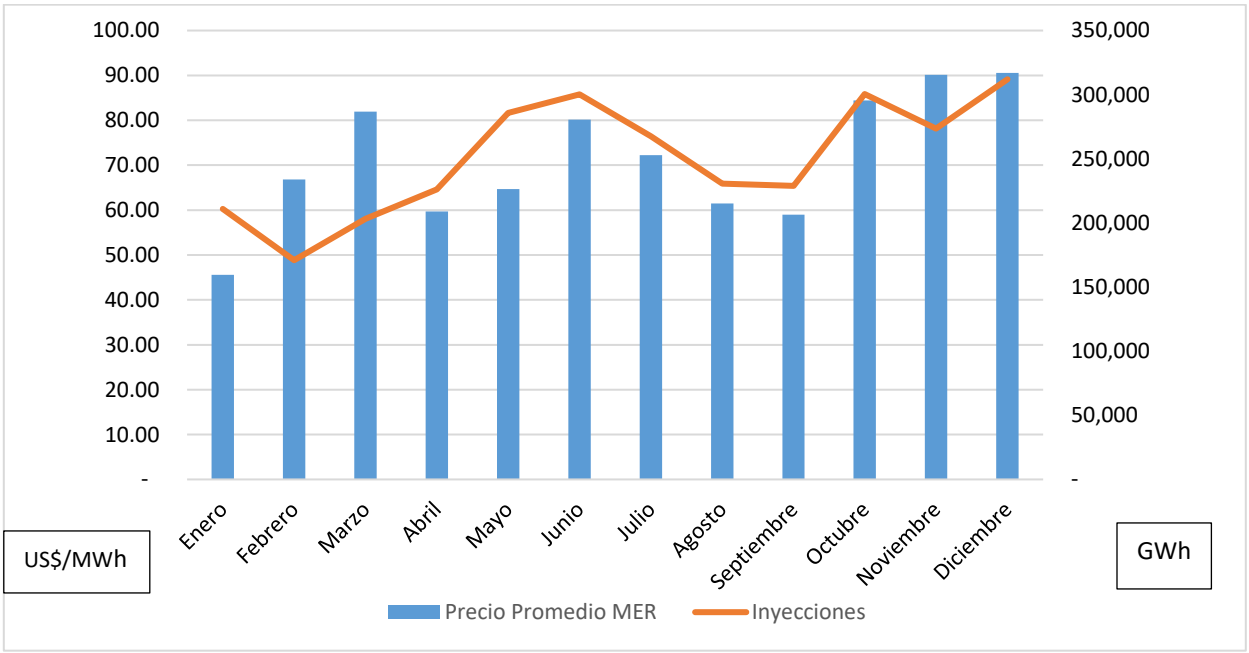
El precio promedio del MER del año 2021 fue de 71.41US$/MWh experimentando un incremento con relación al período anterior (2020) del 40.4%, debido a dos factores: 1) Una recuperación de la demanda nacional con un impacto sobre los costos marginales de los países (mayor generación nacional para cubrir la demanda) y por extensión en los precios ofertados en el MER ; 2) Por el incremento de los precios de los combustibles derivados del petróleo, que tuvo un impacto en los costos de la generación térmica de la región

Figura 9
Evolución de Precios Nodales en el MER. 2019-2021
En US$/MWh



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Figura 10
Relación Inyecciones al MER y Precios Promedios, por mes. 2021
En MWh y US$/MWh



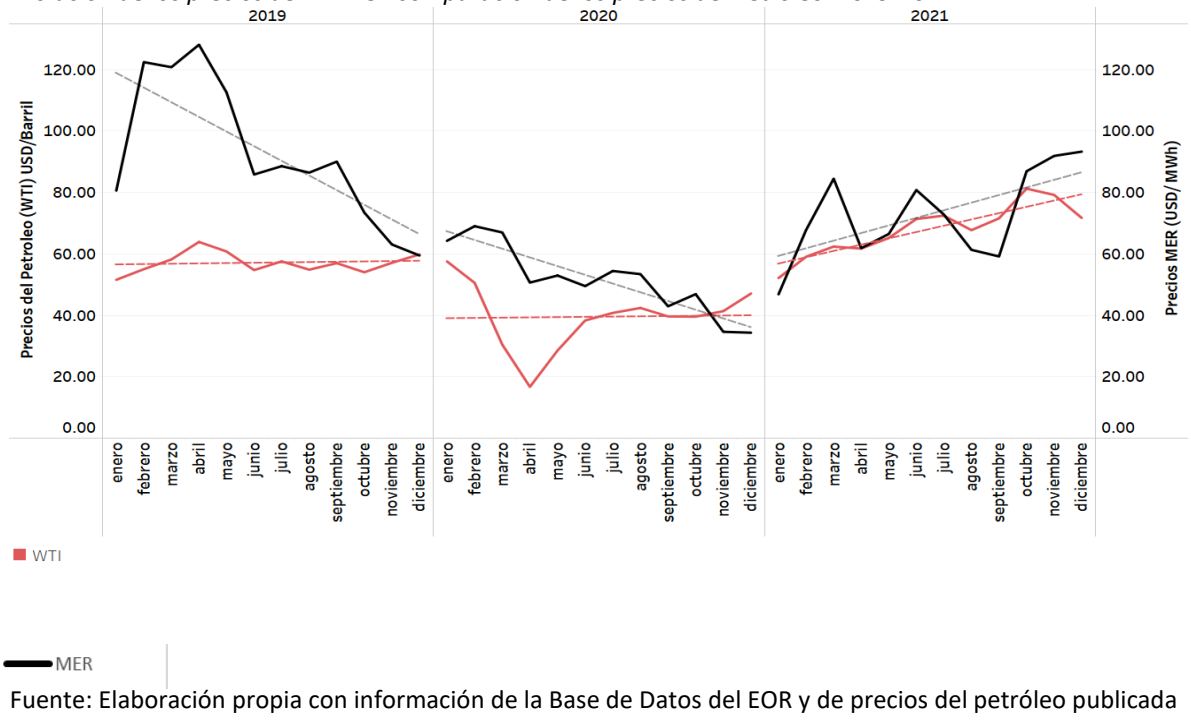
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Es importante destacar que los precios del MER responden a la estacionalidad que se registra en la región y a la matriz energética de cada uno de los países; sin embargo, en 2021 se presentaron otros factores a considerar. Durante el primer trimestre de 2021, los precios dependieron de los costos de la generación térmica asociada a la época seca; mientras que, en junio y julio 2021, se da un incremento en las transacciones y los precios del MER, igualmente el último trimestre del año, los precios son influenciados por los excedentes de los países que se encuentran influenciados por el incremento de los precios de los combustibles.

2.2 PRECIOS MER - PRECIOS COMBUSTIBLE

Se presenta la relación entre los precios del WTI (West Texas Intermediate) con respecto a los precios del MER. WTI es una mezcla de varios petróleos crudos locales estadounidenses.

Figura 11
Evolución de los precios del MER en comparación de los precios del Petróleo .2019-2021



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR y de precios del petróleo publicada por la (Agencia International de la Energía (EIA), 2022)

Con la recuperación de económica, luego de la crisis sanitaria de la COVID -19, y el incremento en el consumo mundial, la demanda de combustible creció, lo que tuvo un impacto significativo en los precios del crudo con un incremento del 55% con relación al cierre del año 2020.

El coeficiente de correlación del WTI y del precio del MER del año 2021 fue de 0.7273. De igual forma se observó que, independientemente del área de control, la correlación de los precios del MER con los precios de los combustibles fue positiva oscilando entre 0.60 y 0.791 identificándose que los países con mayor correlación fueron Honduras, Nicaragua y Guatemala (ver Anexo 2)

2.3 PRECIOS EN LOS MERCADOS NACIONALES

Figura 12

Evolución de los Precios de Predespacho de los Sistemas Nacionales 2020-2021





Fuente: Elaboración propia con información de la página web de OS/OM

3. AGENTES AUTORIZADOS A REALIZAR TRANSACCIONES EN EL MER

Al 31 de diciembre del 2021 la cantidad de agentes autorizados para realizar transacciones en el MER fue de 296, lo que representa la incorporación de 11 agentes adicionales respecto al año anterior; sin embargo, de los 296 agentes, 69 participaron haciendo transacciones en el MER. En el siguiente cuadro se desglosa por tipo y por país:

Tabla 5
Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, año 2021

País	Comercializador	Distribuidor	Generador	Gran Usuario	**Total**
Guatemala	27	3	59	22	**111**
El Salvador	54	8	10	1	**73**
Honduras	0	1	1	0	**2**
Nicaragua	0	6	17	20	**43**
Costa Rica	0	1	1	0	**2**
Panamá	0	0	65	0	**65**
Total	**81**	**19**	**153**	**43**	**296**

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de datos Regional del EOR

De acuerdo con el mercado de cada país, participan los siguientes tipos de agentes:

- Guatemala y El Salvador: generadores, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios.
- Costa Rica y Honduras, con empresas verticalmente integradas tienen un agente comprador y un agente vendedor.
- Nicaragua, generadores, distribuidores y grandes usuarios.
- Panamá, agentes generadores y el transmisor ETESA puede realizar compras para la demanda.

3.1 TRANSACCIONES POR AGENTE

Del total de agentes autorizados para el MER doce (12) agentes realizaron el 80% de las inyecciones en el MER mientras que el 20 % restante fueron realizadas por un total de setenta y siete (77) agentes. Del lado de los retiros, once (11) agentes realizaron el 80% de los retiros en el MER y el 20% restantes fueron realizados por un total de cincuenta y ocho (58) agentes.

Figura 13
Principales agentes que inyectaron en el MER. 2021.
En MWh

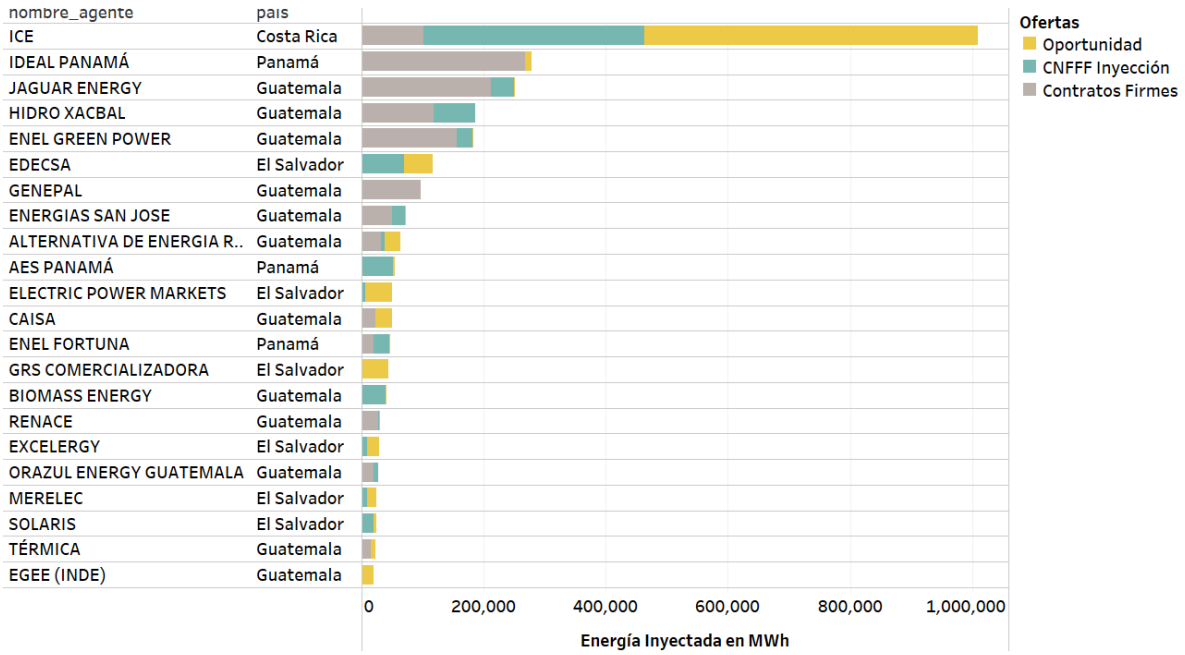
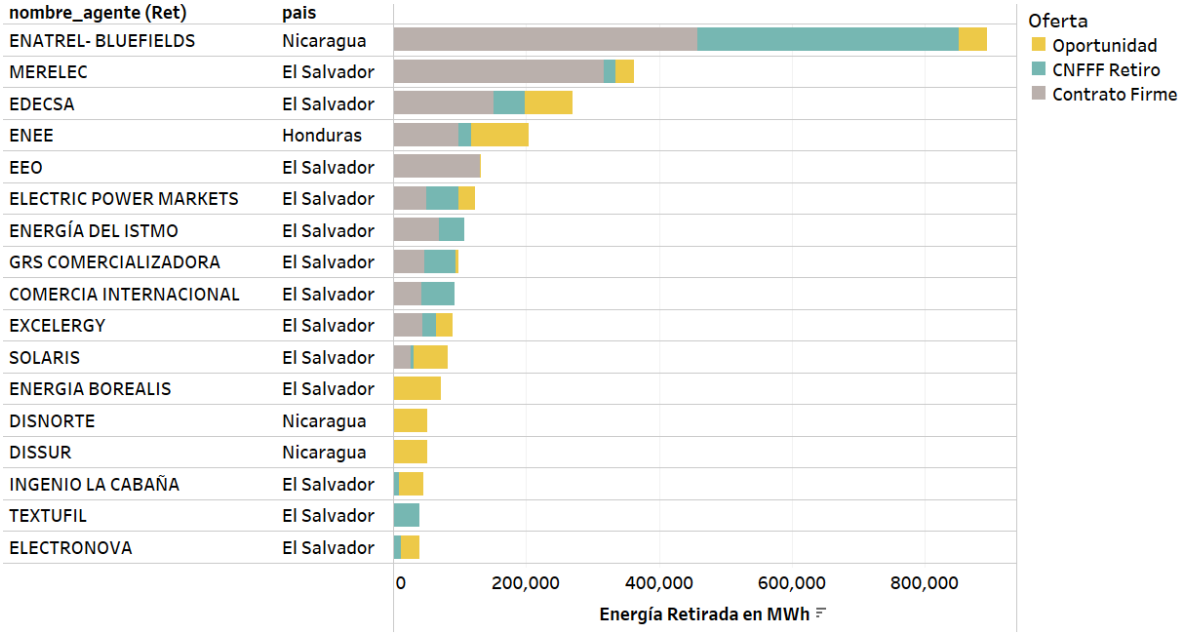


Figura 14
Principales agentes con retiros en el MER.2021
En MWh



4. ANÁLISIS DE COMPETENCIA Y EFICIENCIA EN EL MER

El objetivo de un mercado en competencia es que ninguno de los agentes pueda influir en el precio del bien o servicio, y que se obtengan precios lo más justos posibles. Sin embargo, el sector eléctrico es un mercado complejo puesto que la electricidad no se almacena y, además, la demanda es inelástica, pues se compra a un precio con independencia del consumo, lo que hace al sector susceptible de poder de mercado.

4.1 EFICIENCIA DEL MERCADO

Los efectos negativos en un mercado producto de un funcionamiento no controlado se conocen como fallas o ineficiencias del mercado, que pueden conducir a acciones no deseables. Entre las principales fallas de mercado se tienen las siguientes:

- Poder de mercado, como la posibilidad de los agentes de influir en los precios, producto de una alta concentración. Por lo general esta concentración conlleva precios mayores a los de un mercado en competencia.
- La existencia de empresas o agentes, con características de monopolio dentro de sus países, en el cual todos los servicios los provea una sola empresa, y donde podrían existir transferencias o duplicidad de costos.
- Las restricciones en transmisión de electricidad pudiendo generar mercados aislados y aumentar tanto los precios de electricidad como los costos de transmisión.
- Las externalidades que surgen cuando un agente toma decisiones unilaterales que puedan afectar el mercado.

4.2 ESTRUCTURA DEL MERCADO

De acuerdo con el numeral 2.8.6 del citado Libro IV del RMER, la CRIE realizará los análisis sobre la estructura del MER que permitan una evaluación de la competencia en el mercado.

2.8.6 Análisis de la Estructura del Mercado

La CRIE realizará los siguientes análisis relacionados con la estructura y concentración del Mercado:

a) Evaluar la composición del Mercado usando índices u otras medidas cuantitativas de concentración de mercados. Para este propósito se considerarán las participaciones de mercado de los agentes del MER.

b) Evaluar las participaciones de mercado de los agentes, midiendo la participación combinada de los agentes más grandes del Mercado.

c) Evaluar índices de suministro residual, considerando la cantidad total de suministro en competencia cuando se excluyen determinados agentes del mercado.

Con relación a los factores que pueden colocar a un agente en posición de poder de mercado:

1. Tener una participación de mercado significativa que le permita influenciar los precios del mismo, es decir, mediante el ejercicio de poder de mercado. Para esto la posición dominante de un agente del mercado está determinada por las inyecciones totales a nivel regional.
2. Agentes pueden poseer o controlar unidades de generación o empresas comercializadoras en varios países del MER, por lo que es importante ver las participaciones de mercado en toda la región.

De acuerdo con la estructura:

El examen de la cuota de mercado suele ser la primera aproximación para determinar si una empresa muestra una posición dominante. En términos generales una cuota por debajo del 30% - 35% se considera que no da lugar a poder de mercado; aunque por sí sola no es representativa, debiéndose tomar en cuenta otros elementos y análisis adicionales, como el número de agentes, ofertas de precios, tecnologías, situación geográfica, etc.

De acuerdo con la FERC, si la participación de mercado de una empresa es menor al 20% en cada uno de los periodos considerados, entonces esta empresa no posee una posición dominante en el mercado. En cambio, si este indicador supera el 20%, se considera que existe evidencia para una posición en el mercado.

Con relación a los cálculos de indicadores de concentración, se analizan los siguientes:

Índice Herfindahl - Hirschmann (HHI):

Se define como un índice del grado de concentración del mercado, calculado como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de las “n” empresas del Mercado. Utiliza la información de cuotas de mercado de las empresas del mercado, según la siguiente fórmula:

$$H = \sum_{i=1}^{N} S_i^2$$

Donde:

S_i es la participación porcentual de cada empresa dentro del mercado

N es el número total de empresas.

Las instituciones encargadas de competencia en los E.E.U.U. utilizan los siguientes valores:
“desconcentradas” (H menor a 1.000),
“moderadamente concentradas” (H entre 1.000 y 1.800) y
“altamente concentradas” (H superior a 1.800).

Con respecto al índice HHI se debe tomar en consideración la complejidad del mercado eléctrico: elasticidad de la demanda, el estilo de la competencia, los contratos y el alcance geográfico del mercado. Para efectos de las empresas participantes en el MER, se consideraron las empresas más “grandes” del mercado, esto es, con mayores ventas o inyecciones al MER.

Coeficientes de concentración:

Se busca promover la competencia entre las empresas existentes en un mercado a través de una estructura eficiente. Este concepto suele desarrollarse en estudios económicos y su cálculo se basa en ratios o ponderaciones con base en el total del tamaño del sector.

Los índices más habituales son C4 y C8, se refieren a la comparación de las cuatro u ocho empresas más grandes de un sector con el resto.

El número/posición que ocupa cada empresa del mercado se ordenan de mayor a menor de acuerdo con la ponderación o porcentaje resultante. Para este análisis se consideran los cuatro y ocho agentes que más inyectan al MER.

C4 (Coeficiente de concentración de las cuatro empresas más grandes)

Se utilizan los siguientes límites de ponderaciones:

Si C4 < 25% del total de operaciones, el conjunto de empresas no está concentrado;
Si 25% ≤ C4 ≤ 60%, se encuentra moderadamente concentrado.
Si C4 > 60%, el conjunto de empresas se encuentra altamente concentrado.

De acuerdo con Pereyra y Triunfo un C4 que exceda un 60% es un indicador que el mercado está altamente concentrado coincidiendo con una estructura oligopólica.

C8 (Coeficiente de concentración de las ocho empresas más grandes)

Se utilizan los siguientes límites de ponderaciones:

Si C8 < 25%, el conjunto de empresas no está concentrado;
Si 25% ≤ C8 ≤ 50%, se encuentra moderadamente concentrado.
Si C8 >50% el conjunto de empresas está altamente concentrado

Si las mayores empresas participantes de un mercado suman una cuota conjunta de mercado demasiado alta, entre estos agentes podrán llegar a un acuerdo reservado respecto de los precios, o respecto de la segmentación del mercado.

Tabla 6
Estimación de índices de concentración en el MER. 2021.

No.	Agente	País	Cantidad Inyectada (MWh)	Participación Porcentual (%)	Cuadrado de Participación Porcentual
1	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	Costa Rica	1,009,018.3	33.52	1123.57
2	IDEAL PANAMÁ	Panamá	278,314.8	9.25	85.48
3	JAGUAR ENERGY GUATEMALA	Guatemala	250,751.2	8.33	69.39
4	HIDRO XACBAL	Guatemala	185,923.0	6.18	38.15
5	ENEL GREEN POWER GUATEMALA	Guatemala	183,141.2	6.08	37.01
6	ENERGIA, DESARROLLO Y CONSULTORIA	El Salvador	117,130.6	3.89	15.14
7	GENEPAL	Guatemala	97,003.2	3.22	10.38
8	ENERGIAS SAN JOSE	Guatemala	71,033.0	2.36	5.57
9	ALTERNATIVA DE ENERGIA RENOVABLE	Guatemala	64,266.3	2.13	4.56
10	AES PANAMÁ	Panamá	55,212.7	1.83	3.36
11	ELECTRIC POWER MARKETS	El Salvador	50,216.7	1.67	2.78
12	CIA. AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA	Guatemala	49,828.8	1.66	2.74
13	ENEL FORTUNA	Panamá	46,945.4	1.56	2.43
14	GRS COMERCIALIZADORA	El Salvador	44,004.4	1.46	2.14
15	BIOMASS ENERGY	Guatemala	39,690.9	1.32	1.74
	Subtotal		2,542,481	80.12	
	Resto		765,269	25.4	
	TOTAL		**3,010,224.0**	105.54	
				IHH	**1,398.1**
				C4	**57.3**
				C8	**72.8**

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

Análisis:

En términos generales, con la aplicación de indicadores según el IHH, se tiene un mercado moderadamente concentrado; según el C4, existe una concentración moderada y el C8, altamente concentrado, pues se está sumando el resultado de varios agentes.

En un análisis más específico, se observa que el ICE de Costa Rica tiene una cuota de mercado del 33.5%, con la situación particular de ser una empresa verticalmente integrada y el único agente que realiza transacciones en Costa Rica.

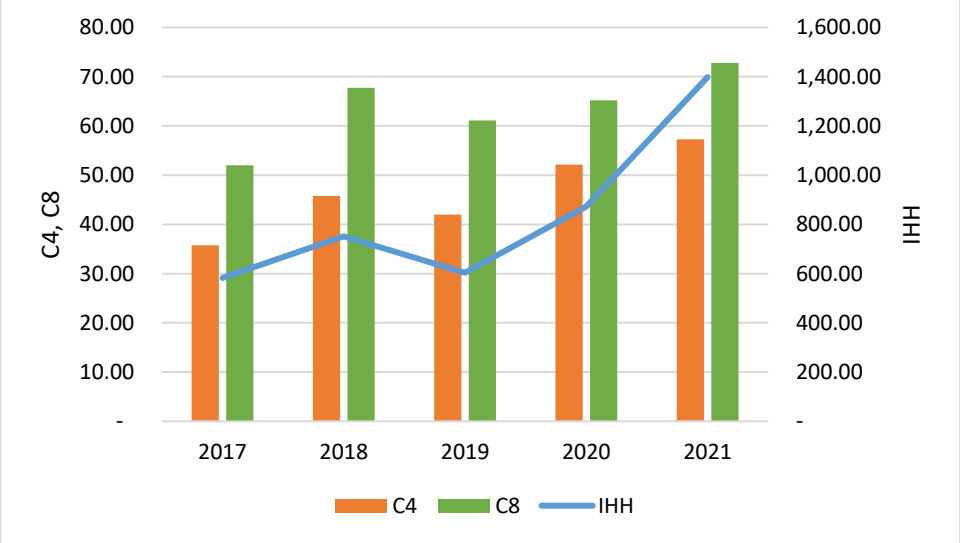
Evolución de los indicadores de concentración:

La evolución de los índices de concentración 2017-2021 reflejan un aumento constante en la concentración de acuerdo con los parámetros establecidos, que pueden observarse en los siguientes cuadro y gráfica:

Tabla 7
Evolución de Indicadores de concentración. 2017-2021

AÑO	IHH	C4	C8
2017	582.42	35.76	52.00
2018	751.35	45.75	67.72
2019	603.85	41.98	61.13
2020	872.27	52.14	65.22
2021	1,398.14	57.27	72.83

Figura 15
Evolución de Indicadores de concentración. 2017-2021



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

En la regulación de los diferentes mercados, se espera que los precios sean equivalentes a sus costos medios de largo plazo (p> min CMeLP), como se explica teóricamente en el modelo de competencia; y, de esta manera, el regulador puede supervisar y evaluar si se deben tomar medidas tales como techos de precios. Para efectos de análisis, los precios iguales a costos medios de largo plazo es una condición de equilibrio competitivo en el largo plazo.

Sin embargo, la falta de conocimiento de los costos y precios contractuales en el MER, imposibilita el cálculo para evaluar beneficios extraordinarios en los contratos.

Por otra parte, se han detectado algunas situaciones particulares en los precios ofertados al MER; en 2021 se inyectó al MER un total de 2,968,285 MWh con precio de 0US$/MWh. Esto corresponde al 98% del total de inyecciones al MER (3,010,224 MWh) para ese año. De estas inyecciones con precios de 0US$/MWh, el 76% se hicieron a través del Mercado de Contrato Regional.

Tabla 8
Inyecciones y retiros en el MER con precios 0US$/MWh, por tipo de mercado. 2021

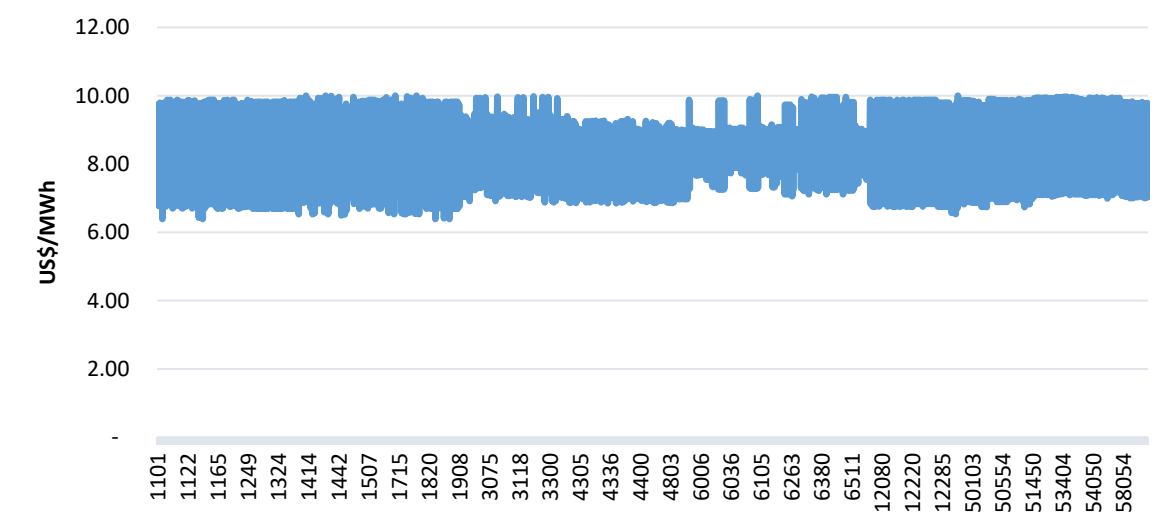
País	Inyecciones		Total Inyecciones	Retiros		Total Retiros
	MCR	MOR		MCR	MOR	
Guatemala	1,005,715.4	110,390.0	1,116,105.4	50,936.9	30,120.4	81,057.4
El Salvador	349,992.0	27,126.4	377,118.4	1,380,136.9	214,216.9	1,594,353.8
Honduras	0.0	2,549.5	2,549.5	117,241.4	87,241.2	204,482.6
Nicaragua	0.0	0.0	0.0	860,903.2	144,334.7	1,005,238.0
Costa Rica	462,945.8	506,406.9	969,352.7	1,780.6	4,513.7	6,294.4
Panamá	448,012.6	55,146.8	503,159.4	50,596.8	13,087.7	63,684.4
Totales	2,266,665.9	701,619.5	2,968,285.4	2,461,595.9	493,514.6	2,955,110.5

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

A este respecto, se señala lo indicado en el numeral 5.3.2 del Libro II del RMER: "*Para las ofertas de inyección deberá considerarse lo siguiente: a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio, que corresponderá al precio mínimo a partir del cual estará dispuesto a vender la energía ofertada. La oferta al MER deberá ser mayor o igual al costo declarado o mayor o igual al precio de oferta en el respectivo mercado nacional y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER".*

Adicionalmente, se observó Que se hicieron ofertas con precios inusualmente bajos que fijaron precios por debajo de 10US$/MWh en 2365 horas durante 2021, en los siguientes nodos: Aguacapa, Moyuta, La Vega II, Nueva Nacaome, La Entrada, León, Masaya, Mata de Nance y Progreso, entre otros.

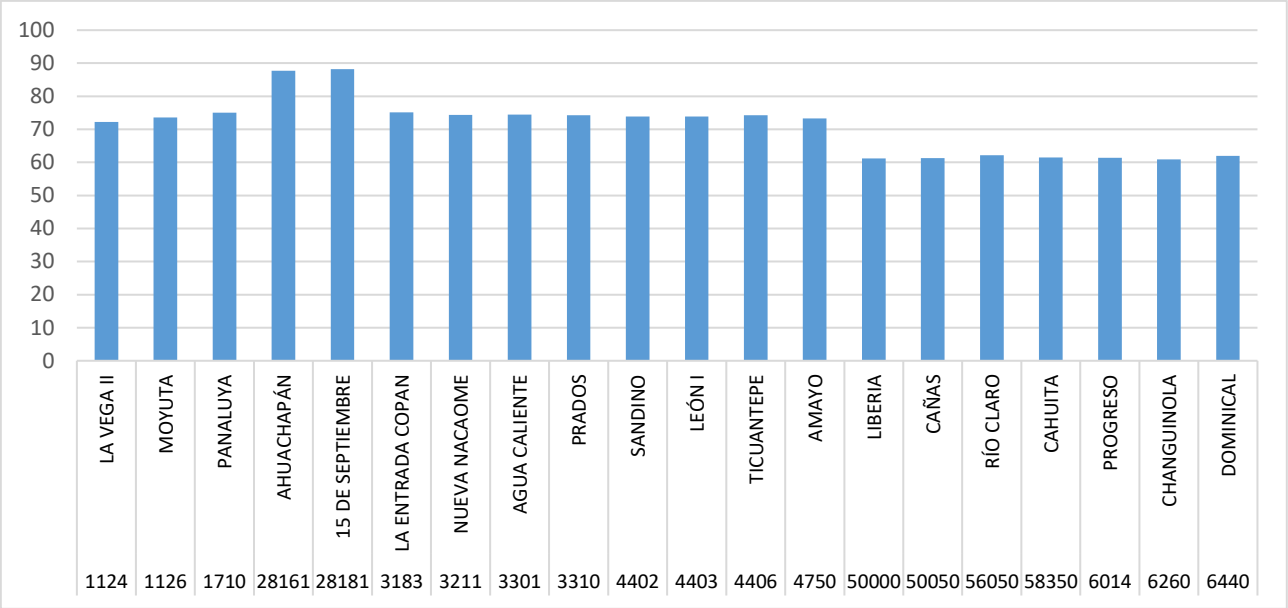
Figura 16
Precios menores del MER que 10US$/MWh, por nodo. 2021.



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

En la siguiente figura se muestran los precios promedio por nodo de enlace para el 2021, con los cuales se puede hacer una aproximación de los diferenciales de precios que podrían generarse para el cálculo de CVT´s y rentas de congestión; se observan precios promedios de 60US$/MWh en los nodos de Panamá y Costa Rica y de aproximadamente 90US$/MWh, en los nodos de El Salvador.

Figura 17
Precios Promedios por Nodo de Enlace. 2021.
En US$/MWh.



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

5. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO DE ENERGÍA

La demanda máxima en el Sistema Eléctrico Regional (SER) se registró el 19 de mayo 2021 a las 19:00 horas y fue de 8,544 MW, lo que representó un incremento del 2.7% en comparación de la demanda máxima observada en el año 200 la cual fue de 8,320MW habiéndose registrada esta última lectura el 11 de febrero de 2020 a las 19:00 horas.

Con relación a la demanda máxima (demanda instantánea) del año 2021 por país, Panamá registró el mayor valor regional de 2020 MW, seguido de Guatemala, Costa Rica y Honduras.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la demanda máxima de los países de la región 2019 a 2021, con información de la Base de Datos Regional y publicaciones de los Operadores del Sistema y Mercado (OS/OM) y Reguladores Nacionales.

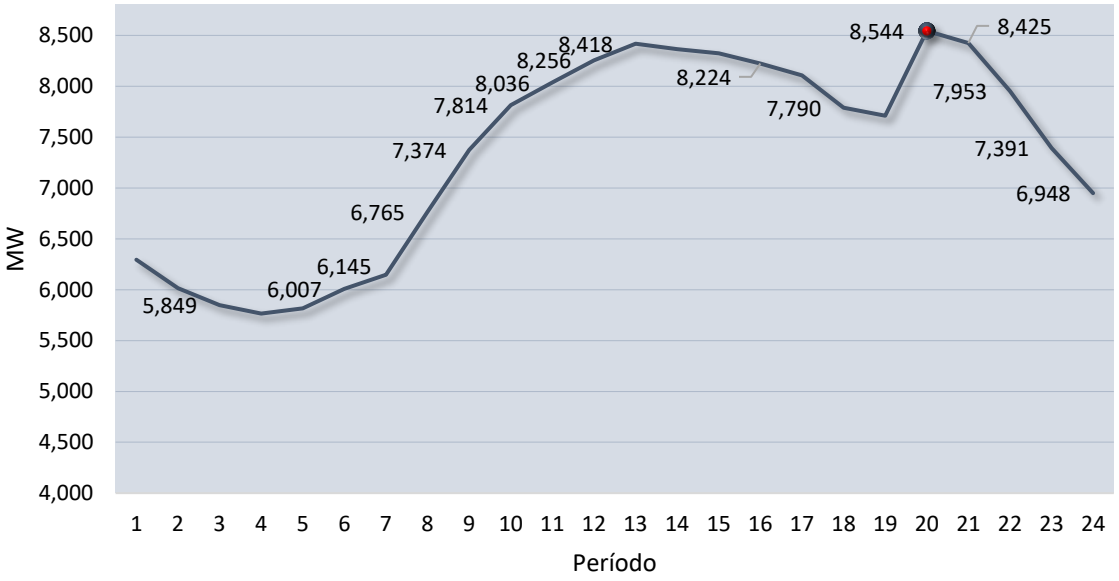
Tabla 9
Demanda Máxima por país. 2019- 2021
En MW

País	Demanda Máxima en MW		
	2019	2020	2021
Guatemala	1,785.60	1,787.16	1,829.53
El Salvador	1,044.00	1,010.00	1,038.00
Honduras	1,639.40	1,618.31	1,738.28
Nicaragua	707.53	689.04	727.51
Costa Rica	1,715.80	1,737.75	1,763.00
Panamá	1,961.00	1,969.00	2,020.00

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos del EOR

Figura 18

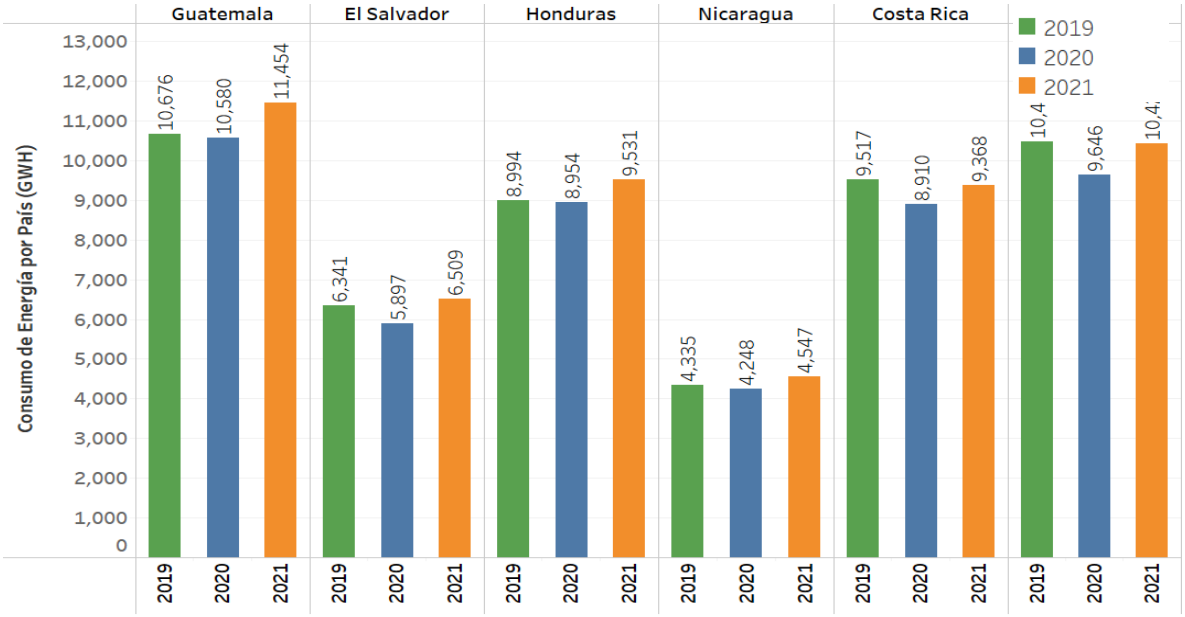
Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Regional (SER). 2021.(MW)



Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

En el año 2021 se dio una recuperación del consumo de energía en los países de la región con un incremento del 7.47% con respecto al año 2020 y de aproximadamente un 3% con respecto al consumo del 2019. En la siguiente figura se muestra la evolución del consumo de energía por país y a nivel regional para el período 2019-2021.

Figura 19
Consumo de energía eléctrica por país período. *2019- 2021 [GWh]*



Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

Tabla 10
Consumo de energía en la región. 2015-2021 y proyección para 2022
En MWh y %

Año	MWh	Variación (%)
2015	46,186,279	
2016	47,749,461	3.33%
2017	48,296,736	1.14%
2018	48,880,897	1.20%
2019	50,331,323	2.92%
2020	48,234,826	-4.25%
2021	51,837,332	7.20%
2022 (Proyección)	**53,772,864**	**3.67%**

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de Datos Regional del EOR

6. CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

En el 2021, si bien se contaba con una capacidad instalada en la región 18,141 MW, la capacidad disponible fue de 15,407 Megavatios de los cuales el 71.61% corresponden a generación de fuente renovables y el 28.39% a plantas de generación que funcionan con derivados del petróleo y gas natural.

Figura 20
Capacidad instalada Regional Efectiva por Tecnología. 2021.
En porcentaje

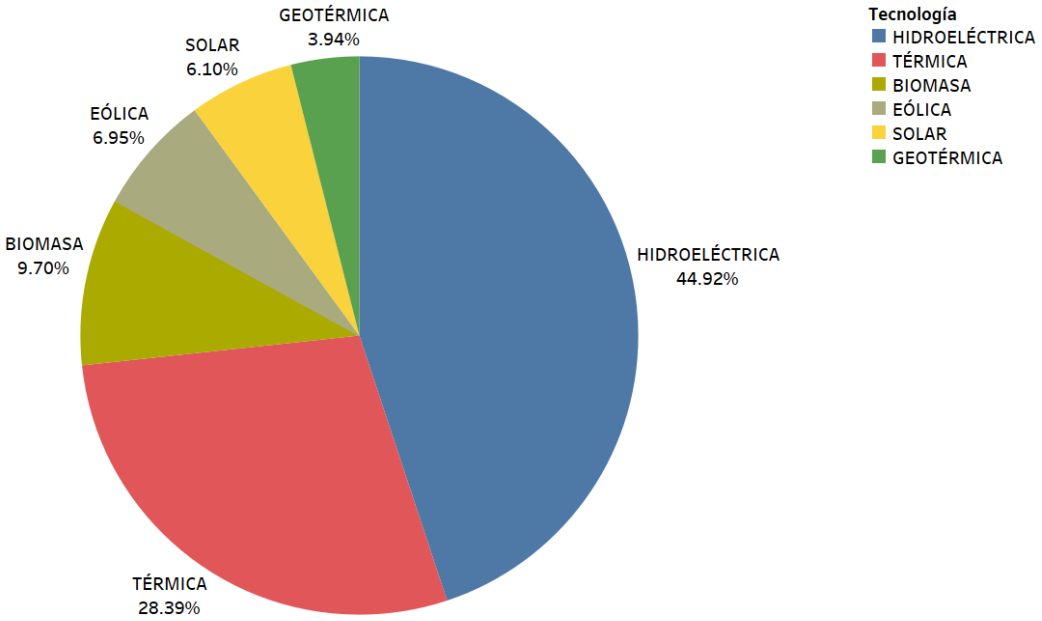


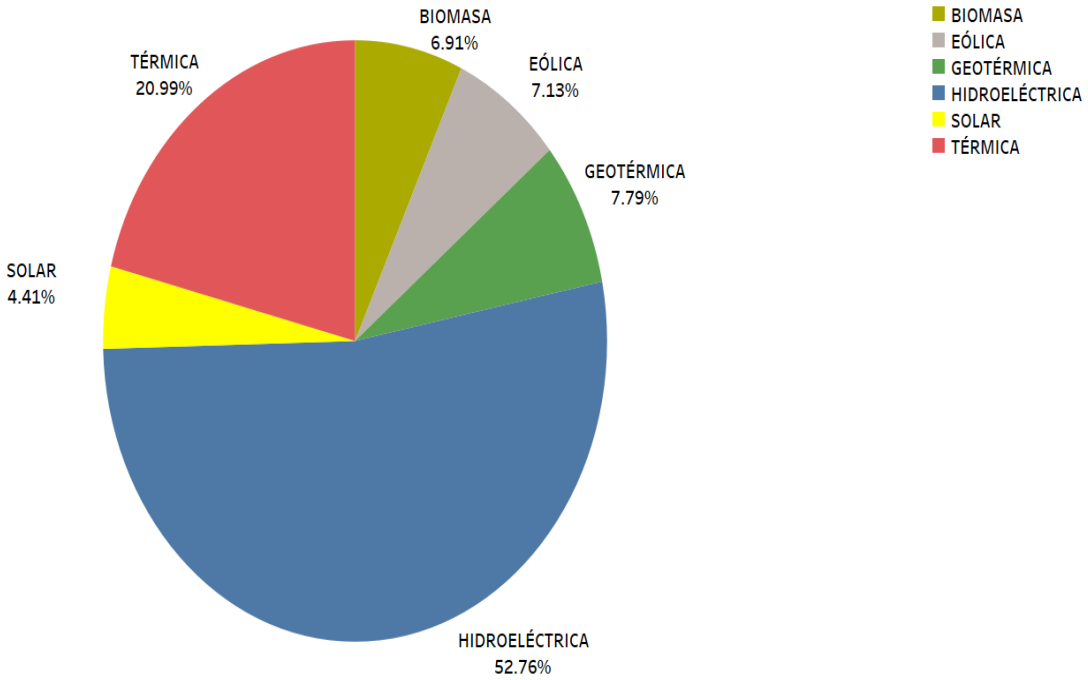
Tabla 11
Capacidad instalada y efectiva en los países de la región, por tecnología. 2021.
En MW

Detalle	País	RENOVABLE					NO RENOVABLE	Total
		HIDROELÉCTRICA	BIOMASA	EÓLICA	SOLAR	GEOTÉRMICA	TÉRMICA	
Capacidad Instalada	**Guatemala**	1,577	1,020	107	93	49	1,263	4,110
	El Salvador	558	294	54	219	204	757	2,086
	Honduras	849	221	235	511	39	1,055	2,910
	Nicaragua	157	218	187	16	153	888	1,620
	Costa Rica	2,379	71	390	5	259	426	3,530
	Panamá	1,754	8	270	435	0	1,418	3,885
	Total	**7,274**	**1,832**	**1,243**	**1,279**	**705**	**5,807**	**18,141**
Capacidad Disponible	**Guatemala**	1,516	996	107	92	33	637	3,382
	El Salvador	558	208	50	219	175	709	1,918
	Honduras	573	92	67	346	30	885	1,993
	Nicaragua	139	119	187	12	110	768	1,335
	Costa Rica	2,379	71	390	5	259	426	3,530
	Panamá	1,756	8	270	265	0	950	3,249
	Total	**6,921**	**1,494**	**1,071**	**940**	**606**	**4,374**	**15,407**

Fuente: Elaboración propia con información publicada por los Operadores del Sistema y Mercado (OS/OM) y Reguladores Nacionales.

En lo que respecta la generación en la región, en el 2021 el 79% provino de fuentes renovables (incl. Biomasa), mientras que el 21% de combustibles derivados del petróleo y gas natural (térmica).

Figura 21
Matriz de Generación Regional por Tecnología.2021
En porcentaje



Fuente: Elaboración propia con información publicada por los Operadores del Sistema y Mercado (OS/OM) y Reguladores Nacionales.

7. TRANSMISIÓN

Tabla 12
Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia. Diciembre 2021
En MW

Período de Demanda	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA-HONDURAS + EL SALVADOR-HONDURAS		HONDURAS-NICARAGUA		NICARAGUA-COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N
Demanda Máxima	300	300	200	270	200	220	0	200
Demanda Media	300	300	190	260	200	220	0	200
Demanda Mínima	300	300	160	290	190	220	0	200

Fuente: Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia vigentes a diciembre 2021, elaborado por el EOR

Tabla 13
Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia. Julio 2022
En MW

Período de Demanda	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA-HONDURAS + EL SALVADOR-HONDURAS		HONDURAS-NICARAGUA		NICARAGUA-COSTA RICA		COSTA RICA - PANAMÁ	
	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N
Demanda Máxima	300	300	210	220	190	220	240	0
Demanda Media	300	300	200	190	200	220	240	0
Demanda Mínima	300	300	170	220	180	220	260	0

Fuente: Estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia vigentes a julio 2022, elaborado por el EOR

8. BALANCES ECONÓMICOS DEL MER

Balances Económicos del MER enero a junio 2021 (USD) -

CARGOS MER	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional - Contratos (CMORC)	**691,695**	**449,563**	**1,063,657**	**2,772,552**	**4,806,842**	**3,786,335**
Guatemala	115,697	79,200	276,326	508,017	1,068,196	726,112
El Salvador	372,492	177,238	609,919	1,241,141	1,840,554	892,823
Honduras	-	-	-	-	-	-
Nicaragua	48,826	29,463	37,675	343,666	872,320	1,446,314
Costa Rica	-	-	4,074	-	-	-
Panamá	154,681	163,662	135,663	679,728	1,025,773	721,085
Saldo liquidación de las transacciones de Energía no comprometidas en contratos en el MOR	**252,001**	**386,538**	**141,144**	**2,020,468**	**3,665,956**	**1,222,678**
Guatemala	5,075	317,360	568,285	674,494	1,758,391	689,046
El Salvador	1,106,570	284,154	(1,346,506)	2,310,935	3,208,775	1,186,675
Honduras	87,337	299,754	199,367	1,329,543	1,865,380	1,589,426
Nicaragua	121,252	336,745	360,389	437,052	1,045,027	373,311
Costa Rica	(1,427,130)	(937,649)	(1,198,973)	(3,260,148)	(4,911,939)	(3,839,259)
Panamá	358,897	86,173	1,558,582	528,591	700,323	1,223,480
Desviaciones (**)	**82,098**	**96,680**	**157,212**	**126,977**	**113,959**	**160,630**
Guatemala	64,850	88,944	144,659	126,977	113,959	160,601
El Salvador	-	-	-	-	-	-
Honduras	-	-	-	-	-	-
Nicaragua	-	7,736	-	-	-	-
Costa Rica	-	-	-	-	-	-
Panamá	17,248	-	12,553	-	-	29
Totales	**1,025,795**	**932,781**	**1,362,013**	**4,919,998**	**8,586,757**	**5,169,643**

ABONOS MER	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Renta de Congestión (*)	**526,613**	**520,417**	**804,792**	**2,479,350**	**4,798,646**	**3,760,211**
Agentes de Guatemala Titulares de DF	30,120	60,260	238,285	446,150	1,055,581	720,128
Agentes de El Salvador Titulares de DF	309,698	199,480	404,058	967,710	1,832,085	867,733
Agentes de Honduras Titulares de DF	-	-	-	-	-	-
Agentes de Nicaragua Titulares de DF	32,115	97,015	26,687	410,089	885,208	1,451,265
Agentes de Costa Rica Titulares de DF	-	-	-	-	-	-
Agentes de Panamá Titulares de DF	154,681	163,662	135,762	655,401	1,025,773	721,085
Asignación CVT Cuenta General de Compensación (CGC)	**417,084**	**315,684**	**400,009**	**2,313,670**	**3,674,152**	**1,248,802**
Guatemala	87,970	55,649	153,040	317,988	436,267	26,312
El Salvador	145,906	40,125	(10,040)	606,522	744,558	134,516
Honduras	36,014	(878)	(13,668)	178,491	201,461	23,347
Nicaragua	48,369	31,411	49,934	420,849	771,326	352,641
Costa Rica	94,119	148,787	158,376	779,638	1,520,195	725,496
Panamá	4,706	40,589	62,367	10,183	345	(13,510)
Desviaciones (**)	**82,098**	**96,680**	**157,212**	**126,977**	**113,959**	**160,630**
Guatemala	-	-	-	-	-	-
El Salvador	9,774	7,831	20,081	3,670	20,902	2,450
Honduras	59,146	53,086	58,660	30,157	34,605	22,600
Nicaragua	10,046	-	11,334	16,476	116	76,250
Costa Rica	3,133	31,626	67,137	60,652	49,681	59,330
Panamá	-	4,137	-	16,022	8,655	-
Totales	**1,025,795**	**932,781**	**1,362,013**	**4,919,998**	**8,586,757**	**5,169,643**

(*) Se aplicó lo establecido en la resolución CRIE-50-2020 y sus modificaciones

Balances Económicos del MER julio a diciembre 2021 (USD) -

CARGOS MER	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional - Contratos (CMORC)	**3,305,192**	**2,126,451**	**2,008,896**	**6,595,859**	**6,097,796**	**1,608,450**
Guatemala	551,862	395,443	380,442	1,213,816	1,291,781	498,293
El Salvador	509,732	118,029	353,840	2,612,980	1,210,083	491,154
Honduras	-	-	-	-	-	-
Nicaragua	1,183,348	1,027,099	814,657	1,215,289	2,076,051	246,217
Costa Rica	-	-	-	-	-	-
Panamá	1,060,250	585,880	459,956	1,553,775	1,519,881	372,787
Saldo liquidación de las transacciones de Energía no comprometidas en contratos en el MOR	**974,611**	**418,320**	**53,796**	**(186,751)**	**(82,799)**	**1,073,750**
Guatemala	998,170	(44,927)	(1,242,880)	(374,634)	(3,830,133)	(2,485,488)
El Salvador	1,222,347	380,081	(868,863)	(3,464,128)	515,421	3,238,065
Honduras	843,478	815,350	442,201	1,072,805	168,033	304,657
Nicaragua	182,262	195,179	1,351,711	2,689,470	2,090,431	1,686,005
Costa Rica	(2,816,152)	(2,009,976)	(737,183)	(1,373,946)	(1,598,101)	(5,144,987)
Panamá	544,506	1,082,613	1,108,809	1,263,681	2,571,550	3,475,498
Desviaciones	**241,090**	**83,681**	**95,238**	**87,139**	**179,578**	**337,533**
Guatemala	191,383	67,799	85,223	14,094	176,090	337,533
El Salvador	-	-	10,015	-	-	-
Honduras	49,707	-	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	73,045	3,488	-
Costa Rica	-	-	-	-	-	-
Panamá	-	15,882	-	-	-	-
Totales	**4,520,893**	**2,628,452**	**2,157,930**	**6,496,247**	**6,194,575**	**3,019,734**

ABONOS MER	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
Renta de Congestión (*)	**2,488,679**	**1,236,130**	**1,018,815**	**4,059,593**	**3,837,418**	**1,007,607**
Agentes de Guatemala Titulares de DF	558,949	396,752	378,034	963,437	1,119,801	126,020
Agentes de El Salvador Titulares de DF	540,050	76,519	66,310	1,379,072	849,378	502,687
Agentes de Honduras Titulares de DF	-	-	-	-	-	-
Agentes de Nicaragua Titulares de DF	329,429	176,979	142,681	243,280	351,700	8,125
Agentes de Costa Rica Titulares de DF	-	-	-	-	-	-
Agentes de Panamá Titulares de DF	1,060,250	585,880	431,790	1,473,804	1,516,538	370,775
Asignación CVT Cuenta General de Compensación (CGC)	**1,791,124**	**1,308,641**	**1,043,877**	**2,349,515**	**2,177,579**	**1,674,593**
Guatemala	22,410	(32,422)	(3,504)	292,538	420,015	557,907
El Salvador	165,164	30,745	46,878	448,724	189,357	387,236
Honduras	40,380	4,959	(1,044)	79,244	(15,177)	32,904
Nicaragua	500,429	415,881	267,785	401,806	480,117	102,039
Costa Rica	1,055,651	885,220	693,235	1,051,597	1,094,987	529,865
Panamá	7,090	4,258	40,527	75,605	8,281	64,642
Desviaciones	**241,090**	**83,681**	**95,238**	**87,139**	**179,578**	**337,533**
Guatemala	-	-	-	-	-	-
El Salvador	58,366	8,026	-	46,741	23,065	20,389
Honduras	-	53,505	15,207	8,718	56,079	38,227
Nicaragua	78,055	4,520	3,684	-	-	48,861
Costa Rica	81,851	17,629	49,181	21,632	89,142	185,192
Panamá	22,818	-	27,167	10,048	11,292	44,864
Totales	**4,520,893**	**2,628,452**	**2,157,930**	**6,496,247**	**6,194,575**	**3,019,734**

(*) Se aplicó lo establecido en la resolución CRIE-50-2020 y sus modificaciones

Liquidación de Cargos Regionales y de Transmisión 2021 - USD-							
País	Cargos por regulación -CRIE-CRIE-67-2020	Cargos por el servicios de operación del MER -EOR-CRIE-71-2020	Cargos Complementario - EPR-CRIE-69-2020 y CRIE-11-2021	Total pagado por las demandas nacionales	Contribución %	Demanda Regional (MWh)	Tarifa promedio (USD/ MWh)
GUATEMALA	683,609	1,726,451	7,816,201	10,226,261	18%	11,454,263	0.89
EL SALVADOR	388,356	980,790	7,832,394	9,201,540	16%	6,509,126	1.41
HONDURAS	568,128	1,434,803	4,723,888	6,726,819	12%	9,530,757	0.71
NICARAGUA	271,341	685,269	3,534,054	4,490,664	8%	4,547,148	0.99
COSTA RICA	559,159	1,412,152	15,714,323	17,685,634	31%	9,367,944	1.89
PANAMA	621,886	1,570,569	7,066,881	9,259,336	16%	10,428,094	0.89
Total por tipo de cargo	**3,092,478**	**7,810,034**	**46,687,741**	**57,590,253**	**100%**	**51,837,332**	**1.11**

Nota: Actualización con información al DTER-01-2022

Liquidación Ingreso Autorizado Regional 2021 -USD-								
	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total	
IAR (Asignado)	**11,175,842**	**9,739,760**	**7,520,227**	**4,868,688**	**18,453,942**	**10,141,854**	**61,900,313**	
%	18%	16%	*12%*	*8%*	*30%*	*16%*	***100%***	*Contribución*
Cargo Complentario	*7,816,201*	*7,832,394*	*4,723,888*	*3,534,054*	*15,714,323*	*7,066,881*	*46,687,741*	75.42%
Compensanción Mensual del MER (CMM)	*3,359,641*	*1,907,367*	*2,796,339*	*1,334,634*	*2,739,619*	*3,074,972*	*15,212,572*	24.58%

Nota: Actualización con información al DTER-01-2022-(con P.C. actualizado CRIE-15-2021 y CRIE-01-2022)
Incluye modificaciones regulatorias de resoluciones CRIE-50-2020 y CRIE-55-2020 aplicables a partir del mes de noviembre 2020

9. ANEXOS

Anexo 1. Correlación de precios nodales en el MER por área de Control y Precio del Petróleo

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	MER	WTI
Correlaciones:								
Guatemala	1.0000	0.8364	0.9909	0.9818	0.9091	0.9091	1.0000	0.7273
El Salvador		1.0000	0.8455	0.8727	0.6364	0.6273	0.8364	0.7000
Honduras			1.0000	0.9909	0.9000	0.8909	0.9909	0.7909
Nicaragua				1.0000	0.8818	0.8636	0.9818	0.7636
Costa Rica					1.0000	0.9818	0.9091	0.6545
Panamá						1.0000	0.9091	0.6000
MER							1.0000	**0.7273**
WTI								1.0000

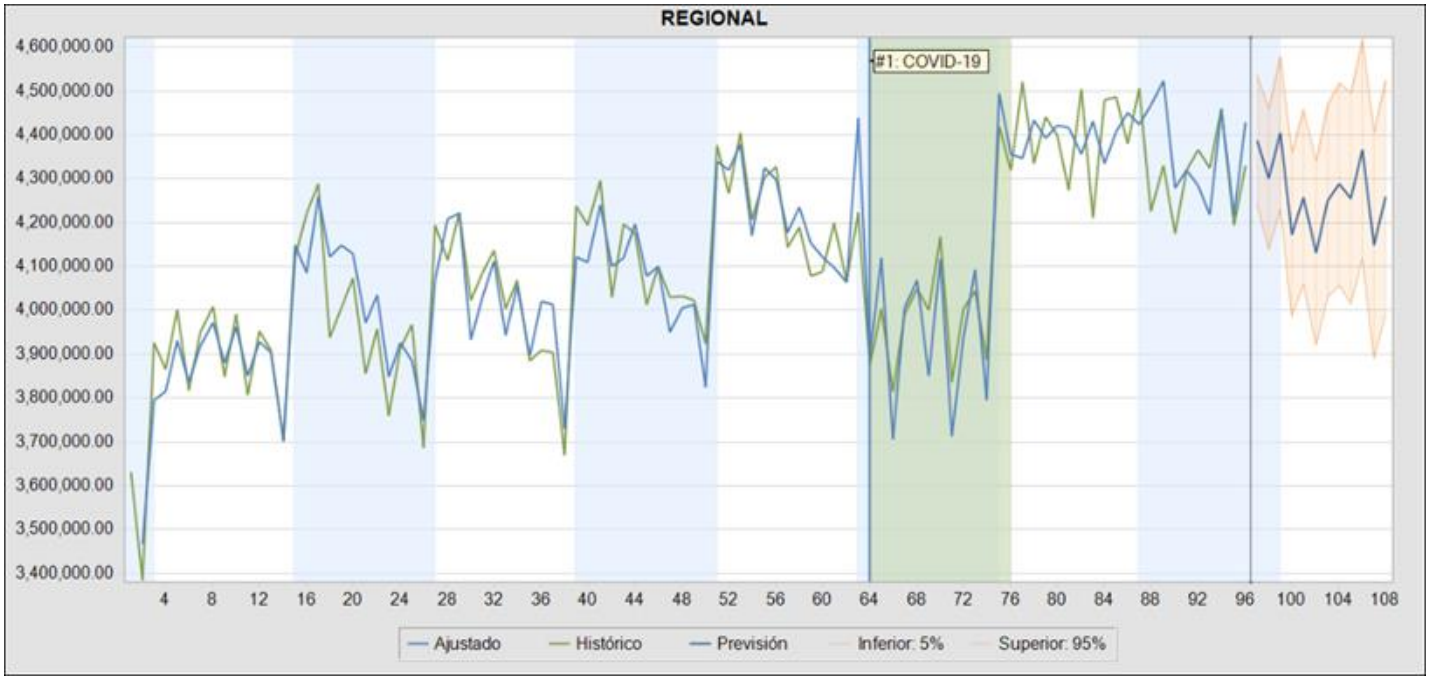
La correlación debe dar un número entre -1 y 1, para determinar si existe o no correlación.

- Un coeficiente = 0 indica que las variables son independientes;
- Correlaciones directas: donde ambas variables aumentan o disminuyen simultáneamente y el coeficiente es positivo.
- Correlaciones inversas: cuando una variable aumenta, la otra disminuye y el coeficiente es negativo.

Fuente: Elaboración propia con información de la Base de datos Regional administrada por el (Ente Operador Regional (EOR), 2022) y con información de precios del petróleo publicada por la (Agencia International de la Energía (EIA), 2022)

Método de Proyección

Concepto	*Resultados*
Mejor método	SARIMA (0,1,1)(1,0,0)
Medida de error (RMSE)	88,625.07
U de Theil	0.4690
Durbin-Watson	1.98



Fuente: Elaborado por S&V – Crystal Ball: Predictor-

El método ARIMA es la combinación formada por procesos autorregresivos y de medias móviles, y cuya proyección de la demanda de energía refleja un crecimiento vegetativo para el año 2022, permitiendo estimar si, se cumplen las condiciones de transacciones del año 2021, el porcentaje de cubrimiento de las demandas nacionales con energía del MER se mantendría en aproximadamente 6%.

Anexo 2.

Balance Derechos Firmes por asignación (enero a diciembre 2021)

Agentes	Renta de Congestión Contratos Firmes (A) US$	Cargos de Transmisión Contratos Firmes (B) US$	Excedente (A-B) US$	Inversión por adquisiciones de DT (C)* US$	Resultado (A-B) - C US$	MWh Operados como CF	Uso DT	Energía reducida (%DT)
Normativa aplicable CRIE-46-2015 y sus modificaciones	**2,263,039**	**2,104,694**	**158,345**	**3,753**	**154,592**	**64,887**	**76%**	**0%**
A2007	2,263,039	2,104,694	158,345	3,753	154,592	164,887	76%	0%
Normativas aplicables CRIE-50-2020								
Vigencia Anual	**19,876,034**	**19,876,034**	**-**	**194,844**	**(194,844)**	**1,098,929**	**71%**	**4%**
A2101	19,876,034	19,876,034	-	194,844	(194,844)	1,098,929	71%	4%
Vigencia Mensual	**4,399,199**	**4,399,199**	**-**	**770,023**	**(770,023)**	**438,392**	**72%**	**0%**
M2101	(312)	(312)	-	60	(60)	7,700	100%	0%
M2102	(12,939)	(12,939)	-	1,444	(1,444)	25,657	100%	0%
M2103	57,084	57,084	-	30,977	(30,977)	27,221	63%	4%
M2104	(31,691)	(31,691)	-	179,470	(179,470)	21,590	42%	0%
M2105	(13,183)	(13,183)	-	1,452	(1,452)	8,124	78%	0%
M2106	1,044,360	1,044,360	-	13,991	(13,991)	60,242	86%	0%
M2107	487,743	487,743	-	17,945	(17,945)	37,392	84%	0%
M2108	477,454	477,454	-	25,989	(25,989)	56,293	76%	0%
M2109	461,545	461,545	-	144,194	(144,194)	59,637	93%	0%
M2110	497,171	497,171	-	10,392	(10,392)	36,078	91%	0%
M2111	1,366,770	1,366,770	-	43,958	(43,958)	59,690	66%	0%
M2112	65,197	65,197	-	300,152	(300,152)	38,768	43%	0%
Total	**26,538,272**	**26,379,927**	**158,345**	**968,621**	**(810,275)**	**1,702,208**	**71%**	**3%**

(*) Incluye reintegro económico por DF conforme al numeral 8.7.3 del capítulo 8 del Libro III del RMER
Fuente: Elaborado por S&V con información publicada por el EOR DTER y DTER-DT