



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

**INFORME DE METODOLOGÍA Y PREMISAS
PLANEAMIENTO OPERATIVO
DE AMERICA CENTRAL 2020-2021
- ANEXO I -**

Área responsable:	Gerencia de Planificación y Operación
Fecha:	Enero de 2020



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	3
1.4. Representación de demandas elásticas.....	5
1.5. Precios de los combustibles.....	5
1.6. Parámetros económicos	6
1.6.1. Tasa de Descuento	7
1.6.2. Costo de energía no suministrada.....	7
2. Parámetros y premisas de simulación	8
2.1. Parámetros del modelo.....	8
2.2. Premisas para el modelo de simulación	9
2.1.1. Horizonte de análisis.....	9
2.1.2. Año inicial de hidrología	9
2.1.3. Capacidad de intercambio regional.....	13

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 y las etapas máximas de resolución serán mensuales, siendo su objeto proveer información indicativa sobre el MER.

En este proceso se calculará la producción esperada (MWh) de los distintos recursos de generación que cumplan con el criterio de maximizar el valor esperado del valor presente neto del beneficio social de la región, considerando el uso de los recursos de generación en forma coordinada y las limitaciones eléctricas 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.

Las características y premisas que deberá cumplir el 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 suministrada por los OS/OM de los seis países miembros entre los meses de octubre a diciembre de 2019.

1.2. Proyección de demanda

La demanda de electricidad de los años futuros se estima en base a las proyecciones de demanda informadas por los OS/OM de los seis (6) países miembros, las cuales son estimadas con metodologías y premisas particulares de cada país. A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía y potencia correspondientes a los años 2020 y 2021:

Tabla 1. Proyecciones de demanda de energía de los países de América Central (GWh).

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	C.A.
2020	11,717	6,594	10,230	4,533	11,570	11,037	55,681
2021	12,057	6,613	10,502	4,841	11,807	11,428	57,248

Tabla 2. Proyecciones de demanda de potencia de los países de América Central (MW).

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
2020	1,894	1,035	1,685	751	1,761	1,738
2021	1,937	1,042	1,729	781	1,792	1,789

Es importante resaltar que la demanda de potencia de los países ocurre en diferentes días y horas a lo largo del año (demanda no 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 sea registrado en el Sistema Eléctrico Regional, en una hora y fecha determinada.

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 a lo anterior, la representación de la curva de carga del sistema se ha realizado por medio de cinco bloques horarios, los cuales fueron conformados en base a los registros de demanda horaria del año 2016, por medio del algoritmo de clusters; dado a que



a la fecha se mantienen el mismo comportamiento de la demanda regional se considera que la conformación de bloques se mantiene vigente.

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 de un mes, mientras que la curva en color rojo representa la curva de carga en cinco bloques, siendo el Bloque 1 el de máxima demanda, es decir, el bloque que agrupa 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.

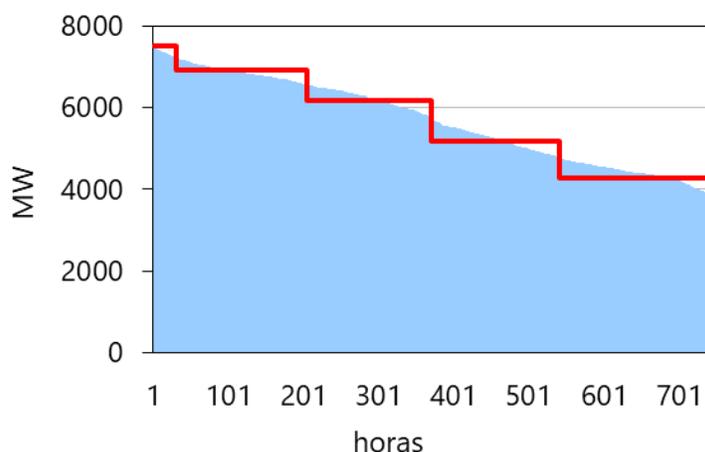


Figura 1. Curva de duración de carga y su representación en cinco bloques, para los países de América Central.

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 para los siete días de una semana promedio del sistema centroamericano, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3. Detalle horario de bloques para una semana promedio, de los países de América Central.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dom	5	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	2	3	4	4	5
Lun	5	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	3	4	4
Mar	5	5	5	5	5	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Mié	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Jue	5	5	5	5	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	3	4	4
Vie	5	5	5	5	4	4	4	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2	2	3	4	4	4
Sáb	5	5	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	4	4

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

Para estimar la evolución de los precios de combustibles y costos variables de generación térmica de la región, se utilizaron las estimaciones del Short Term Energy Outlook del mes de diciembre de 2019, con proyecciones hasta diciembre de 2020, así como

estimaciones de largo plazo del Reference Case del Annual Energy Outlook 2019, publicado por la U.S. Energy Information Administration (EIA), el cual incluye proyecciones hasta el año 2050, cuyos valores resultantes se muestran a continuación:

Tabla 5. Proyección de precios de los combustibles.

Combustible	Unidad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Búnker	\$/gal	1.55	2.26	2.30	2.38	2.51	2.62	2.76	2.92	3.03	3.17
Diésel	\$/gal	2.02	3.18	3.11	3.11	3.16	3.29	3.43	3.61	3.71	3.88
Brent	\$/gal	1.44	1.77	1.77	1.81	1.89	1.95	2.02	2.08	2.13	2.17
Carbón	\$/MMBtu	2.10	2.37	2.43	2.49	2.51	2.58	2.64	2.70	2.77	2.86
Gas Natural (HH)	\$/MMBtu	2.45	3.00	3.00	3.13	3.31	3.53	3.60	3.63	3.71	3.72

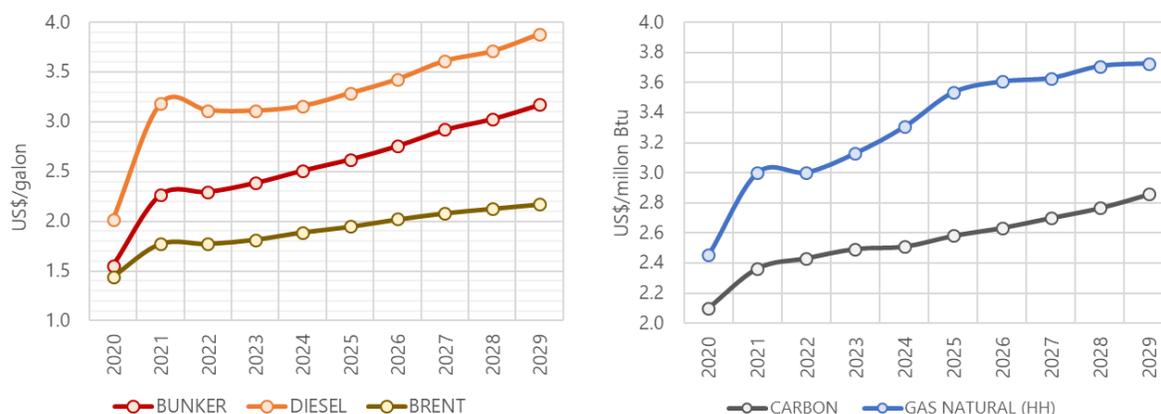


Figura 2. Proyección de los precios de los combustibles.

1.6. Parámetros económicos

Los parámetros económicos a 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 vigente para los estudios de planificación regional está definida en la Resolución CRIE-24-2018, con un valor de **8.67%**.

1.6.2. Costo de energía no suministrada

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. Costo de energía no suministrada 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 modelo SDDP, de la firma brasileña PSR-Inc., el cual conforma el módulo de simulación del SPTR. En este estudio será utilizada la versión 15.1.1 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 inter regionales.

2.2. Premisas para el modelo de simulación

2.1.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de noviembre 2019 a diciembre 2021. En las simulaciones se incluirán dos años adicionales al final del horizonte, para amortiguar el efecto de los embalses, sin embargo, estas etapas no serán consideradas en los resultados.

2.1.2. Año inicial de hidrología

Se define como año inicial de hidrología el 2015, considerando los pronósticos de lluvia estimados en los informes de "*Perspectiva Regional del Clima de Centroamérica*" del Comité Regional de Recursos Hidráulicos (CRRH), correspondientes a los meses de mayo 2019 a marzo 2020, según los cuales la región ha estado influenciada por el Fenómeno de El Niño debilitado, resultando pronósticos de lluvias irregulares y en general con valores menores a los normales en algunas regiones del istmo y cercanos a lo normal en otras.

Los pronósticos de lluvia son estimados, según es indicado en dichos informes, con herramientas estadísticas, comparación de años análogos y análisis de los resultados de modelos globales y regionales sobre las temperaturas de la superficie del mar, patrones de viento, presión atmosférica y precipitación.

A continuación se presentan tablas y figuras que resumen los pronósticos de lluvia de las perspectivas publicadas en el año 2019:

Tabla 8. Años análogos para las condiciones de lluvia previstas para los meses de mayo a julio de 2019.

País	Años análogos
Guatemala	1995, 2003, 2012 y 2014
El Salvador	1998, 2004, 2015 y 2016
Honduras	1987, 1993 y 2015
Nicaragua	1977, 1987, 1998 y 2009
Costa Rica	No indica
Panamá	1991, 2002 y 2004

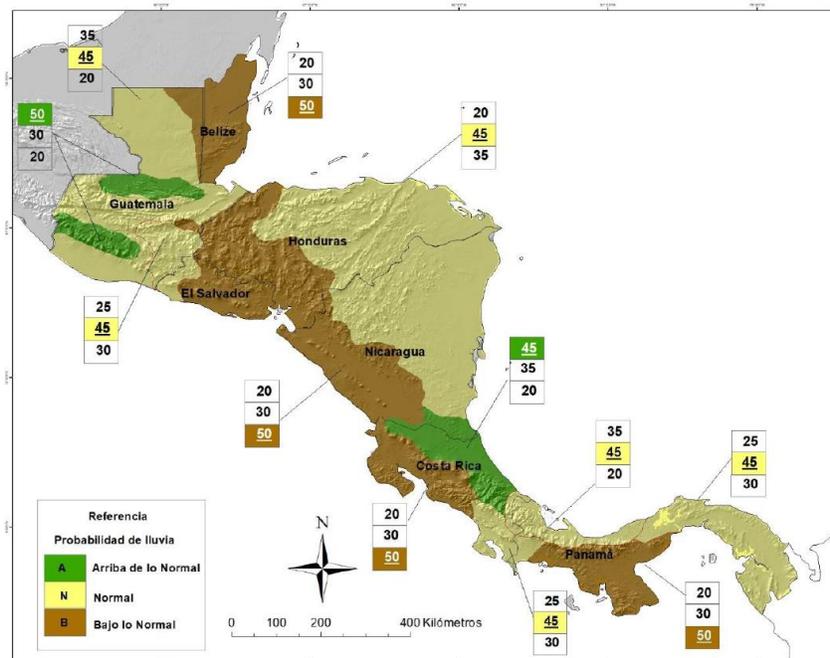


Figura 3. Mapa de la Perspectiva del Clima para Centroamérica, mayo a julio 2019.
Fuente: Perspectiva Regional del Clima Centroamérica, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

Tabla 9. Años análogos para las condiciones de lluvia previstas para los meses de agosto a octubre de 2019.

País	Años análogos
Guatemala	1992, 1995, 2003 y 2015
El Salvador	1982, 1992, 1993, 1997, 2002 y 2009
Honduras	1990, 2009, 2014 y 2018
Nicaragua	No indica
Costa Rica	No indica
Panamá	1990 y 2005

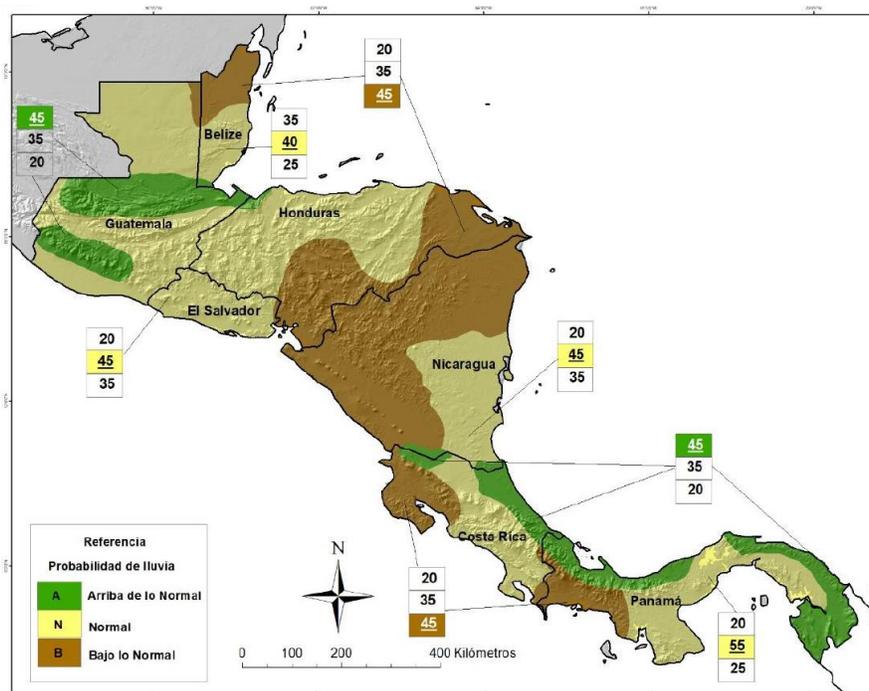


Figura 4. Mapa de la Perspectiva del Clima para Centroamérica, agosto a octubre 2019.
Fuente: Perspectiva Regional del Clima Centroamérica, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

Tabla 10. Años análogos para las condiciones de lluvia previstas para los meses de diciembre 2019 a marzo 2020.

País	Años análogos
Guatemala	1993-1994, 2012-2013, 2013-2014 y 2015-2016
El Salvador	1992-1993, 1993-1994, y 2005-2006
Honduras	No indica
Nicaragua	No indica
Costa Rica	No indica
Panamá	1989-1990, 2012-2013 y 2014- 2015

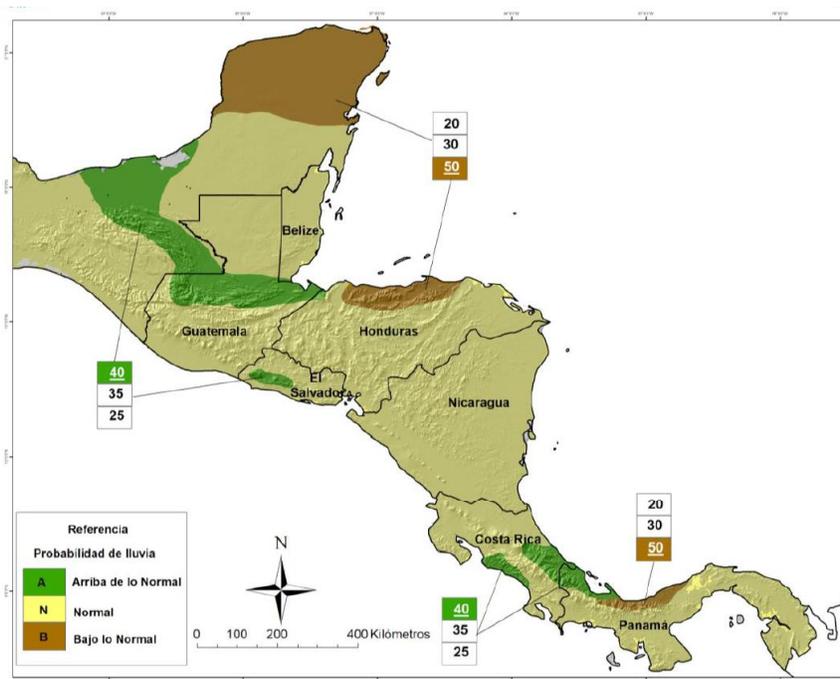


Figura 5. Mapa de la Perspectiva del Clima para Centroamérica, diciembre 2019 a marzo 2020.

Fuente: Perspectiva Regional del Clima Centroamérica, Comité Regional de Recursos Hidráulicos.

2.1.3. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa prevista para la red de transmisión regional, ha sido modelada por medio de restricciones de red "*Suma de Flujo en Circuitos*", así como "*Importación/Exportación por área*", disponibles en el modelo SDDP. Los valores para estas restricciones fueron calculados con base en los Estudios de Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia (MCTP) más recientes y que sean representativos para las estaciones de invierno y verano del horizonte de estudio para cada país; por ejemplo, en Panamá para estación de invierno típicamente las transferencias de energía de norte a sur son cero.

Teniendo en cuenta lo anterior, las MCTP más representativas a los escenarios típicos de transferencia de energía para las estaciones de verano e invierno esperadas para el horizonte de análisis, corresponden a las de los meses de abril y noviembre de 2019, respectivamente, cuyos valores en cada escenario y para cada sentido de flujo se presentan en las tablas que siguen a continuación:

Tabla 11. Máxima Capacidad de transferencia entre áreas de control para la estación de verano (en MW).

Sentido del Flujo	Escenario de Demanda	Gu-Es + Gu-Ho + Es-Ho ¹	Honduras Nicaragua	Nicaragua Costa Rica	Costa Rica Panamá
Norte-Sur	Máxima	300	170	170	270
Norte-Sur	Media	300	180	200	270
Norte-Sur	Mínima	300	190	210	290
Sur-Norte	Máxima	300	150	110	130
Sur-Norte	Media	300	120	130	50
Sur-Norte	Mínima	300	220	120	100

¹ Los valores mostrados en las tablas, representan la máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras; considerando que se puede dar cualquier combinación de valores de importación simultánea. Para mayor detalle referirse a los *Estudio de Máxima Capacidad de Transferencia* publicados por el EOR.



Tabla 12. Máxima Capacidad de Transferencia entre áreas de control para la estación de invierno (en MW).

Sentido del Flujo	Escenario de Demanda	Gu-Es + Gu-Ho + Es-Ho ¹	Honduras Nicaragua	Nicaragua Costa Rica	Costa Rica Panamá
Norte-Sur	Máxima	300	170	200	0
Norte-Sur	Media	300	200	200	0
Norte-Sur	Mínima	300	190	210	0
Sur-Norte	Máxima	300	200	200	220
Sur-Norte	Media	300	130	190	240
Sur-Norte	Mínima	300	220	200	220