



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

**INFORME DE METODOLOGÍA Y PREMISAS
PLANEAMIENTO OPERATIVO
DE AMERICA CENTRAL 2019-2020
- ANEXO I -**

Área responsable:	Gerencia de Planificación y Operación
Fecha:	Julio de 2019



Contenido

Introducción.....	1
Consideraciones generales	2
1. Base de Datos.....	2
2. Modelo de simulación	2
3. Premisas para el modelo de simulación.....	3
3.1. Horizonte de análisis	3
3.2. Año inicial de hidrología	3
3.3. Discretización de los bloques horarios.....	4
3.4. Capacidad de intercambio regional.....	4
3.5. Precios de los combustibles	5
3.6. Tasa de descuento.....	6
3.7. Costo de energía no suministrada	7

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.

Consideraciones generales

Las consideraciones tomadas en cuenta para el estudio de Planeamiento Operativo correspondiente al período junio 2019 – diciembre 2020, son las siguientes:

1. Base de Datos

Para la ejecución de las simulaciones operativas del MER, se utilizará la base de datos regional, actualizada entre los meses de enero a mayo 2019, con información suministrada por los OS/OM de los países miembros.

La base de datos regional mencionada, contiene la información detallada de generación, transmisión, interconexiones y demanda, de los seis países que conforman el MER.

2. Modelo de simulación

El modelo de planeamiento operativo utilizado para realizar las simulaciones del MER, es el SDDP versión 15.1.1, el cual conforma el módulo de simulación del SPTR.

Los parámetros definidos en el modelo para realizar las simulaciones operativas, se detallan a continuación:

Tabla 1. Parámetros de ejecución del modelo de simulación.

Parámetro	Valor / Criterio utilizado
Resolución del estudio	Etapas mensuales, con 5 bloques de demanda
Modelo de caudales	Modelo ARP
Tipo de estudio	Estocástico
Número de escenarios forward	100
Número de escenarios backward	50
Número mínimo de iteraciones	1
Número máximo de iteraciones	10
Número de años adicionales para efecto de amortiguamiento de los embalses	2
Configuración de restricciones cronológicas	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Sorteo de escenarios

Parámetro	Valor / Criterio utilizado
Modo operativo	Coordinado
Evaluación de la red eléctrica	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.

3. Premisas para el modelo de simulación

3.1. Horizonte de análisis

El presente Planeamiento Operativo abarca el período de junio 2019 a diciembre 2020. 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.

3.2. Año inicial de hidrología

Se define como año inicial de hidrología el 2015, considerando las condiciones de lluvia estimadas en los informes de "*Perspectiva Regional del Clima de Centroamérica*" del Comité Regional de Recursos Hidráulicos (CRRH), de diciembre 2018 a marzo 2019 y de mayo a julio 2019, las cuales son estimadas en base al comportamiento de ciertos años análogos, según se detalla en las tablas a continuación:

Tabla 2. Años análogos para las condiciones de lluvia previstas para los meses de diciembre de 2018 a marzo de 2019.

País	Años análogos
Guatemala	2006-2007, 2012-2013 y 2014- 2015
El Salvador	1989-1990, 2002-2003, 2009-2010 y 2015 -2016
Honduras	1986-1987, 2009-2010 y 2014- 2015
Nicaragua	No se indica
Costa Rica	1986-1987
Panamá	1991-1992, 2002-2003 y 2006-2007



Tabla 3. 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	1988, 2004, 2015 y 2016
Honduras	1987, 1993, 2015
Nicaragua	1977, 1987, 1998 y 2009
Costa Rica	No indica
Panamá	1991, 2002 y 2004

3.3. Discretización de los bloques horarios

La conformación de los bloques horarios fue realizada por medio del algoritmo de clusters, en base a los registros de demanda horaria regional del año 2016. El detalle de bloques horarios resultantes para siete días de una semana promedio, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4. 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	2	3	3	2	2	2	3	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

3.4. Capacidad de intercambio regional

La capacidad operativa prevista para la red de transmisión regional, ha sido modelada por medio de las opciones de "Suma de Flujo de Circuitos" y "Límites de Importación/Exportación" disponibles en el modelo SDDP. Los valores para estas restricciones fueron calculados con base en los Estudios de *Máxima Capacidad de Transferencia* realizados por el EOR en los meses de noviembre de 2018 y abril 2019, siendo estos los meses más representativos para las estaciones de invierno y verano, respectivamente. Las máximas capacidades de transferencia de los estudios indicados se presentan en las tablas que siguen a continuación:

Tabla 5. 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

Tabla 6. 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

3.5. Precios de los combustibles

Para estimar la evolución de los precios de combustibles y costos variables de generación térmica, se utilizaron las estimaciones del *Short Term Energy Outlook* de la U.S. Energy Information Administration (EIA), correspondientes al mes de junio 2019, que cuenta con estimaciones en etapas mensuales hasta el mes de diciembre de 2020.

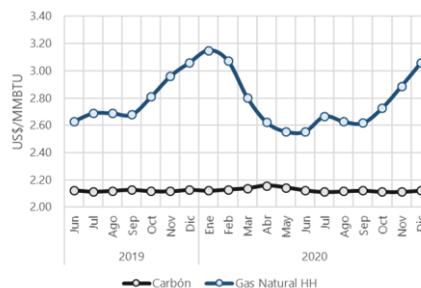
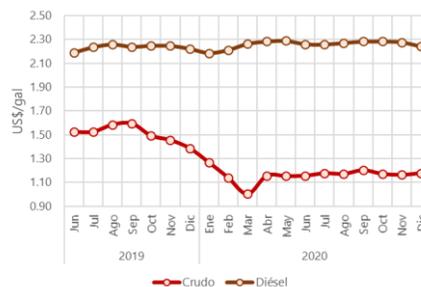
En la siguiente tabla se muestran los precios de los combustibles utilizados para estimar los costos de generación de las centrales térmicas utilizadas en el sistema eléctrico de América Central, correspondientes a los meses de junio 2019 a diciembre de 2020, de acuerdo a las condiciones previstas por la EIA. De estas proyecciones es notable la reducción

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.

de precios del petróleo respecto de los últimos informes, la cual refieren que refleja principalmente la creciente incertidumbre sobre la evolución de la demanda mundial de este combustible. Por aparte, para el gas natural, la EIA espera que un fuerte crecimiento en la producción de gas natural de los EE. UU. ejerza una presión a la baja sobre los precios en 2019, y mantenga el mismo valor promedio anual en 2020.

Tabla 7. Estimación mensual de precios de combustibles.

Año	Mes	Crudo (\$/gal)	Diésel (\$/gal)	Carbón (\$/MMBtu)	Gas Natural HH (\$/MMBtu)
2019	Jun	1.52	2.19	2.12	2.63
	Jul	1.53	2.23	2.12	2.69
	Ago	1.59	2.26	2.12	2.69
	Sep	1.60	2.24	2.13	2.68
	Oct	1.49	2.25	2.12	2.81
	Nov	1.46	2.25	2.12	2.96
	Dic	1.39	2.22	2.13	3.06
2020	Ene	1.27	2.19	2.12	3.15
	Feb	1.14	2.21	2.13	3.07
	Mar	1.00	2.26	2.14	2.80
	Abr	1.16	2.28	2.16	2.62
	May	1.15	2.29	2.14	2.55
	Jun	1.16	2.26	2.12	2.56
	Jul	1.18	2.26	2.11	2.67
	Ago	1.17	2.27	2.12	2.63
	Sep	1.20	2.28	2.12	2.62
	Oct	1.17	2.28	2.11	2.73
	Nov	1.16	2.28	2.11	2.89
	Dic	1.18	2.24	2.12	3.06



Fuente: Short Term Energy Outlook – June 2019.

Elaboración: propia

3.6. Tasa de descuento

Conforme al 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".

El valor de tasa de descuento utilizada en este estudio, fue establecida mediante la resolución CRIE-24-2018, con un valor de **8.67%**.

3.7. Costo de energía no suministrada

En relación al 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”.*

A continuación, se detallan los escalones de CENS utilizados en el estudio, los cuales fueron establecidos en la Resolución CRIE-34-2018:

Tabla 8. 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