

**EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE: CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-34-2018, emitida el veintiséis de febrero de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN N° CRIE-34-2018  
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA  
RESULTANDO**

Que el 23 de febrero de 2018, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), emitió la Resolución CRIE-33-2018, mediante la cual aprobó adicionar al Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) el anexo denominado ANEXO L. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA, resolución publicada en sitio web de la CRIE.

**CONSIDERANDO**

**I**

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, estableciéndose dentro de sus objetivos generales el de “*Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.*” (inciso a. del artículo 22 del Tratado Marco) y dentro de sus facultades la de “*Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales*” (inciso e. del artículo 23 del Tratado Marco).

**II**

Que de conformidad con la regulación regional, particularmente lo establecido en el numeral 10 del Libro III del RMER, uno de los conceptos a considerar dentro de la Planificación de la Trasmisión y Generación Regional, es el costo de la energía no suministrada, el cual se calcula de conformidad con la “*Metodología para el Cálculo del Costo de Energía no Suministrada*”, contenida en el Anexo L del Libro III del referido reglamento.

**III**

Que de conformidad con lo establecido en la “*Metodología para el Cálculo del Costo de la Energía no Suministrada*”, para efectos de estimar el cálculo del costo de la energía no suministrada se tiene lo siguiente:

**III.1 ESTIMACIÓN MEDIANTE LA TEORÍA DEL INTERCAMBIO TRABAJO-OCIO: EL VALOR AGREGADO PERDIDO DE LOS HOGARES (SECTOR RESIDENCIAL)**

En este enfoque el modelo asume que de las distintas actividades, que realizan los hogares durante el día, el ocio es la actividad que tiene mayor impacto sobre el costo de la interrupción.

Para determinar el CENS a partir de esta metodología, se deberá aplicar el siguiente procedimiento:

1. La metodología requiere determinar el uso del tiempo asumido para un día típico. Para esto, se considera la información de la Tabla 1. La misma fue construida sobre la base de Nooij et. al. (2005) y ajustada *ad-hoc* para reflejar las costumbres propias de los países de América Central.

De manera general se puede ver que se asume una dedicación de 10:20 horas destinadas al descanso y cuidado personal, 2:30 horas a las actividades domésticas y 3:20 horas a actividades de ocio. Bajo este esquema, un individuo destina aproximadamente 41 horas a la semana a la realización de actividades domésticas y de ocio, las cuales son las horas afectadas por la ocurrencia de interrupciones eléctricas. En el caso de las personas que no se encuentran empleadas, disponen de una hora adicional de ocio por día, alcanzando un total de 48 horas de ocio y actividades domésticas a la semana. Sobre la base de estas hipótesis sobre la asignación de horas del día de los individuos, y considerando otras variables (consumo de energía por usuario, salario medio) y supuestos (factor de carga de los usuarios residenciales, ponderación de las distintas actividades realizadas) se estima el CENSCD para usuarios residenciales.

**TABLA 1 DISTRIBUCIÓN DE LAS HORAS DEL DÍA EN FUNCIÓN DEL USO DEL TIEMPO (PROMEDIO)**

Actividades por día	Horas
<b>Cuidado personal, total</b>	<b>10:20</b>
Descansar	08:30
Limpiarse, vestirse	00:25
Comer	01:25
<b>Cuidado de otros, total</b>	<b>01:10</b>
Cuidar niños propios	01:00
Cuidar otras personas	00:10
<b>Viajes, total</b>	<b>01:30</b>
<b>Trabajo pago, total</b>	<b>04:30</b>
<b>Educación, total</b>	<b>00:30</b>
<b>Actividades domésticas, total</b>	<b>02:30</b>
Compras	00:30
Actividades domésticas	01:00
Cocinar	00:30
Mantenimientos y mejoras del hogar	00:30
<b>Ocio, total</b>	<b>03:20</b>
Deportes	00:15
Televisión, video, radio, CD's	01:30
Contacto social (amigos, familia)	00:30
Visitar restaurantes, bares	00:15
Leer	00:20
Caminar, andar en bicicleta, iglesia, museos, teatro	00:30
<b>Otras actividades no conocidas</b>	<b>00:10</b>
<b>TOTAL</b>	<b>24:00</b>



2. Se supone que la utilidad de los usuarios se verá más afectada durante las horas de actividades domésticas y ocio, por lo que durante estas horas valorarán más la energía requerida. Atento a ello se valorizan las horas utilizando los siguientes ponderadores (donde las horas surgen de la Tabla ):
  - a. Horas de Descanso (8.5 horas por día) = 0
  - b. Horas de Actividades Domésticas y Ocio (5.8 horas por día) = 1
  - c. Resto de horas (9.7 horas por día) = 0.5
3. Para obtener una valorización económica del tiempo se utiliza una estimación del ingreso medio de los individuos, el cual se propone como la agregación del salario medio vigente en cada país más las remesas por habitante, todo expresado al año base del estudio.
4. Se considera una jornada diaria de trabajo de 8 horas.
5. Para estimar la demanda máxima (en horas de la tarde, cuando los usuarios residenciales están en sus hogares) se asume un factor de carga de 0.5.
6. El Ingreso medio mensual de los trabajadores, para obtener una valorización económica del tiempo de ocio perdido, que se muestra para cada país en la siguiente tabla. El Ingreso medio mensual fue estimado considerando el salario medio mensual de cada país y adicionando las remesas por habitante:

**TABLA 2 SALARIO MENSUAL POR PAÍS**  
**[EN USD]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>Ingreso medio mensual</b>	1,124.19	376.44	335.34	337.80	329.70	1,142.13
<i>Salario medio mensual</i>	<i>1,115.38</i>	<i>316.14</i>	<i>298.58</i>	<i>301.97</i>	<i>312.58</i>	<i>1,133.23</i>
<i>Remesas por habitante</i>	<i>8.81</i>	<i>60.30</i>	<i>36.76</i>	<i>35.82</i>	<i>17.12</i>	<i>8.89</i>

Las fuentes de información son las siguientes:

- Salario medio: “Informe Mundial Sobre Salarios 2016/2017. La desigualdad salarial en el lugar de trabajo”. Organización Internacional del Trabajo (OIT). 2017
  - Remesas: “Las remesas hacia América Latina y el Caribe en 2015 – 2016. Acelerando su crecimiento” CEMLA (Programa de Remesas e Inclusión Financiera), FOMIN (Grupo BID). 2016.
  - Cantidad de habitantes año 2016: CEPAL.
7. Ventas de energía eléctrica facturada a usuarios finales residenciales, en GWh; y cantidad de usuarios residenciales, los cuales se muestran en la siguiente tabla:



**TABLA 3 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS RESIDENCIALES  
 [EN GWh]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>Ventas de energía eléctrica residencial [GWh]</b>	3,719,112	1,888,530	3,952,486	2,264,600	1,193,306	2,795,098
<b>Usuarios residenciales [cant.]</b>	1,462,523	1,577,913	2,975,771	1,504,600	1,030,156	929,572
<b>Consumo medio [kWh/usuario]</b>	211.91	99.74	110.69	125.43	96.53	250.57

Las fuentes de información son las siguientes:

- Costa Rica (CR): Empresas del Sistema Eléctrico Nacional y Autoridad Reguladora (ARESEP).
- El Salvador (ES): SIGET.
- Guatemala (GU): CNEE.
- Honduras (HO) y Nicaragua (NI): Informe “Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2015”. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Panamá (PA): ASEP.

En función de la información y los criterios metodológicos, se tienen los siguientes resultados:

**TABLA 4 CENS RESIDENCIAL – TEORÍA DEL INTERCAMBIO TRABAJO-OCIO  
 [EN USD/MWh]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>CENS</b>	3,537	2,516	2,020	1,795	2,277	3,039

Como ya se indicó, el valor marginal del ocio puede resultar en una sobreestimación del CENS si durante el corte de energía los individuos pueden realizar actividades que no necesitan electricidad.

### **III.2 ESTIMACIÓN MEDIANTE EL VALOR AGREGADO: EL VALOR AGREGADO PERDIDO DEL SECTOR PRODUCTIVO (SECTORES COMERCIO E INDUSTRIA)**

Para determinar el CENS de los sectores comercial e industrial se requiere información sobre el valor agregado (PIB), el consumo de electricidad y la elasticidad-ingreso de ambos sectores (comercio e industria). Asimismo, como ya se comentó en la sección metodológica, los resultados se ajustan considerando el nivel de electrificación de cada país. Al efecto, se tomaron en cuenta las siguientes fuentes de información:

1. El PIB de los sectores industrial y comercial fue obtenido de las bases de datos y publicaciones estadísticas de la CEPAL
2. Las ventas de energía eléctrica de los sectores industrial y comercial fueron obtenidas de:



- Costa Rica (CR): Empresas del Sistema Eléctrico Nacional y Autoridad Reguladora (ARESEP).
  - El Salvador (ES): SIGET.
  - Guatemala (GU): CNEE.
  - Honduras (HO) y Nicaragua (NI): Informe “Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2015”. CEPAL.
  - Panamá (PA): ASEP.
1. La elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica se estimó a partir de modelos econométricos, de acuerdo con lo que se indica en el numeral III.3 más adelante.
  2. El valor anterior se afectó por el índice de electrificación de cada país, a efecto de considerar solo los usuarios que tienen acceso a la red eléctrica.

En la tabla siguiente se muestra la información utilizada para determinar el CENS de los sectores comercial e industrial según este enfoque:

**TABLA 5 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA DETERMINAR EL VALOR AGREGADO**

Dato	Unidad	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>PIB Total</b>	[Mill. USD]	57,436	26,797	68,763	20,905	13,173	55,188
<b>PIB Comercio</b>	[Mill. USD]	6,892	5,530	17,155	3,528	2,069	12,935
<b>PIB Industria</b>	[Mill. USD]	6,968	5,081	12,601	3,567	1,679	2,897
<b>Ventas de Energía Total</b>	[MWh]	9,698,365	5,395,147	7,329,395	5,811,700	3,339,390	8,369,389
<b>Ventas de Energía Residencial</b>	[MWh]	3,719,112	1,888,530	3,952,486	2,264,600	1,193,306	2,795,098
<b>Ventas de Energía Comercial</b>	[MWh]	3,416,869	565,789	978,519	1,493,100	784,760	3,876,226
<b>Ventas de Energía Industrial+Otros</b>	[MWh]	2,562,384	2,940,827	2,398,391	2,054,000	1,361,325	1,698,064
<b>Índice de Electrificación</b>	[%]	99.30%	95.40%	92.00%	74.00%	81.60%	93.90%
<b>Elasticidad ingreso comercio</b>		1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
<b>Elasticidad ingreso industrial</b>		1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80

De esta forma, el CENS para los sectores comercial e industrial, medido según el enfoque del Valor Agregado Perdido resulta igual a:



**TABLA 6 CENS SECTORES PRODUCTIVOS – VALOR AGREGADO PERDIDO  
 [EN USD/MWH]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Sector comercio	1,530	7,121	12,319	1,335	1,644	2,393
Sector industria	1,499	915	2,684	714	559	889

### III.3 ESTIMACIÓN MEDIANTE LA CURVA DE DEMANDA (SECTOR RESIDENCIAL)

El CENS de los usuarios puede ser estimado a partir de la función de demanda de energía. Para su cálculo es necesario en primera instancia estimar los parámetros que caracterizan la demanda de energía, en particular las elasticidades precio e ingreso de la demanda, tanto en el corto, como en el largo plazo.

Tal como se expresó anteriormente, el paso previo al cálculo del CENS mediante este método es la estimación de la ecuación de la demanda con el fin de obtener estimaciones de su elasticidad-precio. En particular, se simuló el modelo econométrico de ajuste parcial.

Para determinar estas elasticidades, en el presente informe se utilizó información de ventas de energía a usuarios residenciales y tarifa media de venta de Costa Rica y El Salvador. Cabe indicar que no se disponía de información completa del resto de los países para realizar este cálculo.

Los valores resultantes fueron comparados con otros valores típicos o de referencia en la literatura internacional para el caso de países en desarrollo (ver Westley, 1992).

En función de estos resultados, y del análisis de consistencia de los resultados versus los valores de referencia, en el presente estudio se consideraron las elasticidades obtenidas con información de Costa Rica, con excepción de la elasticidad ingreso del sector industrial, que se utilizó la obtenida a partir de información de El Salvador.

Cabe indicar que se optó por el criterio de utilizar los mismos parámetros de elasticidad en todos los países, obtenidos de acuerdo con lo indicado en este capítulo. Esto es así debido a que no se dispuso de información suficiente para estimar econométricamente elasticidades precio e ingreso, por lo cual los resultados obtenidos se extrapolaron a todos los países.

Los valores utilizados se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 7 VALORES DE ELASTICIDAD MEDIOS CONSIDERADOS**

Sector	Elasticidad-precio		Elasticidad-ingreso	
	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
Residencial	-0.10	-0.38	0.20	0.79
Comercial	-0.15	-0.92	0.21	1.31
Industrial	-0.35	-0.67	0.66	1.80

Fuente: elaborado sobre la base de información del FMI (<http://www.imf.org/external/ns/cs.aspx?id=28>), ICE y SIGET.



A partir de los valores de elasticidad antes indicados se calcularon los valores de CENS marginal y CENS medio por cortes, tanto de corto como de largo plazo.

Para realizar estos cálculos se consideró la siguiente información:

**TABLA 8 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA ESTIMAR EL CENS  
 UTILIZANDO LA CURVA DE DEMANDA**

Dato	Unidad	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>Precio Medio de la electricidad</b>	[USD/kWh]	0.1617	0.1829	0.1981	0.1390	0.1520	0.1480
<b>Consumo de energía eléctrica</b>	[MWh]	3,719,112	1,888,530	3,952,486	2,264,600	1,193,306	2,795,098
<b>Cantidad de clientes</b>	[#]	1,462,523	1,577,913	2,975,771	1,504,600	1,030,156	929,572
<b>Ingreso per cápita</b>	[USD/ha b.]	11,794	4,237	4,117	2,555	2,141	13,827

Fuente: Organismos reguladores de cada país y CEPAL

En la tabla siguiente se muestra el resultado obtenido del CENS considerando la metodología de curva de demanda:

**TABLA 9 CENS SECTOR RESIDENCIAL – CURVA DE DEMANDA  
 [EN USD/MWH]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>CMg – CP</b>	285	332	369	269	295	260
<b>CMg – LP</b>	187	213	231	164	179	171
<b>CMe – CP</b>	976	1,104	1,196	839	917	893
<b>CMe – LP</b>	374	423	458	321	351	342

### III.4 ESTIMACIÓN MEDIANTE LOS COSTOS DE RESPALDO (SECTORES COMERCIO E INDUSTRIA)

La voluntad o capacidad de pago de los usuarios se hace a través de la estimación de los costos de sustitución o de autogeneración. Una empresa o un usuario que maximiza beneficios invertirán en potencia de respaldo hasta que la ganancia esperada del kWh marginal autogenerado iguale a la pérdida esperada del kWh que no es suministrado por la distribuidora (Ver, por ej., Bental y Ravid, 1982).

La determinación del CENS mediante este método considera dos escenarios respecto al tiempo de operación por año: 50 horas y 100 horas. Los cálculos se basaron en equipos generadores de 10 y 40 kW de capacidad instalada para el sector comercio; y de 150 kW de capacidad instalada para la industria

Adicionalmente se consideraron los siguientes supuestos:

- Se consideró el costo total en cada uno de los países bajo análisis de equipos de generación diesel (nuevos). Para estimar el costo total de inversión en equipamiento, dado que se disponía de costos de fábrica en Miami a agosto de 2017, se lo deflactó utilizando el *Producer Price Index* (PPI) de Estados Unidos, para la Industria (específicamente se consideró el índice representativo de “*Electric Power and specialty transformer*” (PCU335311335311). Al valor deflacionado se le adicionó el Impuesto al Valor Agregado en Miami (6.0%) más un 10% para obtener un valor FOB en Miami.

**TABLA 10 COSTOS FIJOS DE UNIDADES GENERADORAS**  
**[USD]**

Capacidad	[kW]	10	40	150
<b>Precio en EE. UU.</b>	[USD ago. 2017]	7,200	12,950	23,300
<b>Precio en EE. UU.</b>	[USD dic. 2016]	7,068	12,713	22,873

Fuente: <https://www.americasgenerators.com/>

- Adicionalmente se asumió un 10% de costos de transporte hasta la aduana de cada país.
- Para estimar el costo fijo, se estimó la anualidad del equipo considerando una tasa de descuento de 10% anual y una vida útil de 15 años, y los costos de inversión.
- Para estimar el costo fijo de Operación y Mantenimiento (O&M), se consideró un valor unitario referencial de 3% anual respecto al costo total de la inversión.
- Para el costo de diesel se consideraron los siguientes precios, basados en un Informe sobre Precios Promedio al Consumidor final de las Gasolinas, Diésel y Gas Licuado de Petróleo en Centroamérica, vigentes en la semana del 09 al 15 de abril de 2017, basado en los precios oficiales y los monitoreo o sondeos que realizan las distintas Direcciones Generales de Hidrocarburos o equivalentes, en la Capital de cada país Centroamericano:

**TABLA 11 PRECIO DIÉSEL OIL**  
**[USD/GALÓN]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>Precio Diesel Oil</b>	3.16	2.40	2.42	2.90	2.90	2.26

Fuente: Ministerio de Economía de El Salvador (Dirección de Hidrocarburos y Minas); y Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central

- Para Los datos de consumo de combustible se tomaron de las especificaciones técnicas del equipo elegido:

**TABLA 12 COSTOS FIJOS DE UNIDADES GENERADORAS**  
**[USD]**

Capacidad	[kW]	10	40	150
<b>Cons. combustible</b>	[galón/hora]	0.79	2.64	8.98
<b>Cons. combustible</b>	[litro/hora]	3.00	10.00	34.00

Fuente: <https://www.americasgenerators.com/>

Nota: 3.78541 litro/galón

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 13 CENS SECTORES PRODUCTIVOS – COSTOS DE RESPALDO  
 [EN USD/MWH]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Comercial-50 horas	2,352	2,296	2,298	2,333	2,333	2,350
Comercial-100 horas	1,291	1,235	1,237	1,272	1,272	1,257
Industrial-50 horas	821	775	777	805	805	786
Industrial-100 horas	505	460	461	489	489	461

Nota: el CENS del sector comercial resulta del promedio del cálculo efectuado considerando un equipo de 10 kW y un equipo de 40 kW.

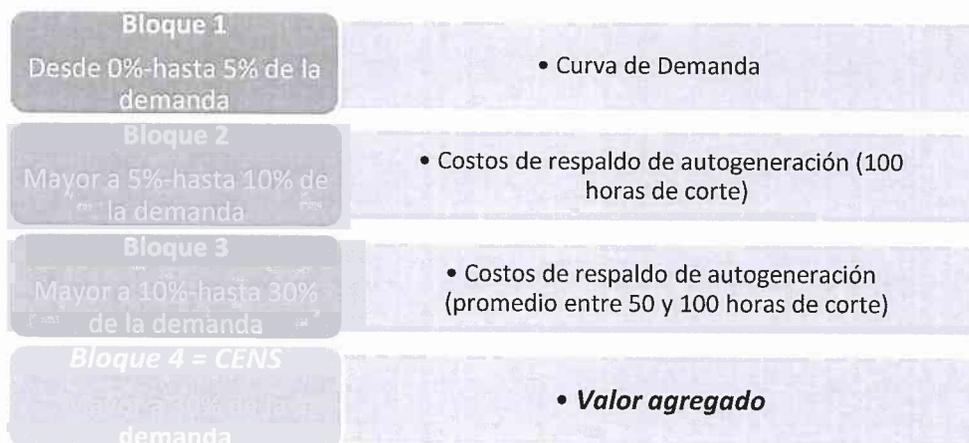
En el Anexo se presenta un detalle del cálculo.

### EL CENS PARA DISTINTAS PROFUNDIDADES DE RACIONAMIENTO

Para la programación del sistema eléctrico, el EOR debe simular el costo asociado a los costos de racionamiento y/o costo de riesgo de cortes por falta de reserva, caracterizado por una función lineal por partes, donde cada segmento es representado en porcentaje de profundidad del corte de la demanda, y los costos incrementales de cada segmento son crecientes.

El SPTR permite modelar hasta cuatro bloques o segmentos de ENS. Para determinar el CENS aplicable a cada uno de los cuatro bloques propuestos, se consideraron las siguientes metodologías:

**FIGURA 1 METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA DETERMINAR EL CENS SEGÚN PROFUNDIDAD DEL RACIONAMIENTO**



Para determinar el CENS asociado a cada bloque o segmento se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- **Primer bloque:**

- i. Este nivel representa la pérdida de calidad ante la falta del nivel de reserva necesario.
- ii. Del análisis de las regulaciones en otros países de la región, es posible observar que en general, la profundidad del primer escalón de racionamiento no supera el valor de 5% (inclusive). Considerando que este costo representa pérdida de calidad, la profundidad de racionamiento que es consistente con este nivel no debe sobrepasar el 5% de la demanda, por lo que se adopta este valor para determinar el primer escalón.
- iii. Para determinar este escalón se deberán utilizar los resultados obtenidos a partir de la función de demanda. Este enfoque de estimación del CENS a través de la curva de demanda que relaciona el consumo de energía eléctrica versus el precio del producto debe interpretarse como el valor que le dan los consumidores a cortes programados y con preaviso. Lo anterior implica que los usuarios pueden tomar medidas a los efectos de minimizar los efectos negativos del corte de suministro. En este sentido, puede considerarse el CENS estimado mediante este enfoque como un valor mínimo y usualmente aplicado en la programación del despacho económico de generación y reservas de generación del sistema al primer escalón de corte de demanda.
- iv. Adicionalmente, a los efectos de mitigar el riesgo de que el valor de la CENS del primer bloque resulte menor al costo variable del equipo de generación más caro del sistema, se debe aplicar la cláusula que permite comparar cada mes, en ocasión de la actualización de la programación de la operación de los países miembros del MER, el valor del bloque 1 con el costo variable de la unidad generadora más cara del parque generador disponible en la región; mediante la aplicación del siguiente procedimiento:

$$\text{si } B1 > CVAR_{max} \rightarrow \text{aplicar } B1 ; \text{ sino aplicar } 1.02 \times CVAR_{max}$$

Dónde:

$B1$ : es el valor del bloque 1 a aplicar en el mes correspondiente, en USD/MWh.

$CVAR_{max}$ : es el costo variable de la unidad generadora más cara del parque generador disponible en el MER en dicho mes, en USD/MWh.

- **Segundo bloque:**

- i. Este escalón representa niveles intermedios entre la pérdida de calidad (primer escalón) y el corte imprevisto (último escalón). Se puede considerar que representa la posibilidad de seleccionar demandas cuya valorización está por debajo del CENS.



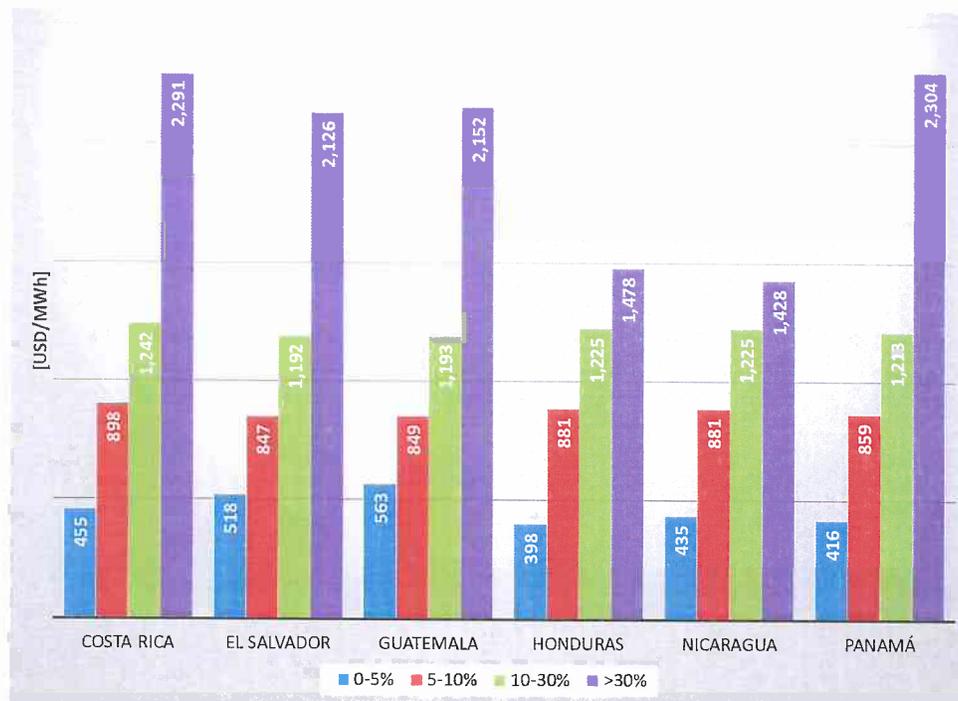
- ii. Considerar que la magnitud de este escalón incluye aquellas interrupciones consideradas arriba del 5% y hasta el 10% (inclusive) de la demanda.
  - iii. Para determinar este escalón se debe considerar los resultados obtenidos a partir de la metodología de costos de respaldo considerando un uso de 100 horas (valor promedio del sector comercial e industrial).
- **Tercer bloque:**
    - i. Este escalón representa niveles intermedios entre la pérdida de calidad (primer escalón) y el corte imprevisto (último escalón). Se puede considerar que representa un nivel de retiro voluntario de demanda.
    - ii. Considerar que la magnitud de este escalón incluye, las interrupciones arriba del 10% y hasta el 30% (inclusive) de la demanda.
    - iii. Dado que este escalón representa un nivel de retiro voluntario, para determinar el valor asociado al mismo se deben utilizar los resultados obtenidos a partir de los costos de respaldo, considerando el valor promedio de los sectores comercial e industrial para 50 y 100 horas de corte.
  - **Cuarto y último bloque (CENS):**
    - i. Este escalón representa la situación más ineficiente, es decir un corte de suministro imprevisto.
    - ii. El mismo debe representar un porcentaje que sea posible definir como colapso energético. Se debe considerar para este escalón una profundidad de falla mayor al 30% de la demanda.
    - iii. Para determinar este escalón se utilizará el método del Valor Agregado, calculando un promedio ponderado por el consumo de los CENS resultante para los sectores comercial e industrial y el CENS resultante para el sector residencial (teoría del intercambio trabajo-ocio). Este valor debe ser interpretado como un valor máximo y representativo del CENS de corto plazo, por las siguientes razones: a) se asume que el servicio eléctrico se verá afectado tan pronto disminuya la capacidad de generación, cuando en realidad existen alternativas (reducciones de voltaje, cortes selectivos) que no implican interrupciones totales del suministro; b) se asume que existe una relación tecnológica estricta entre producción y consumo de electricidad; y c) la hipótesis de que se pierde toda la producción por cada kWh no servido, implícita en la relación lineal entre el producto y el consumo, no tiene en cuenta que el corte puede representar retrasos o pérdidas parciales.

En función de lo anterior, los resultados obtenidos para cada país se muestran en la siguiente tabla y figura:

**TABLA 14 CENS POR BLOQUES Y PAÍSES DEL MER**  
**[EN USD/MWH]**

Bloque/ Profundidad	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>Bloque 1</b> Desde 0%-hasta 5%	455	518	563	398	435	416
<b>Bloque 2</b> Mayor a 5%-hasta 10%	898	847	849	881	881	859
<b>Bloque 3</b> Mayor a 10%- hasta 30%	1,242	1,192	1,193	1,225	1,225	1,213
<b>Bloque 4</b> Mayor a 30%	2,291	2,126	2,152	1,478	1,428	2,304

**FIGURA 2 CENS POR BLOQUES Y PAÍSES DEL MER**  
**[EN USD/MWH]**



Por último, para determinar el valor regional, se consideró el criterio de ponderar los valores resultantes de cada país del MER por la energía consumida (ventas). Los ponderadores se incluyen en la siguiente tabla:

**TABLA 15 PONDERADORES PARA DETERMINAR EL CENS REGIONAL**  
**[EN USD/MWH]**

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
<b>Ponderador (ventas energía eléctrica)</b>	24.3%	13.5%	18.3%	14.5%	8.4%	21.0%

De esta forma, los valores del CENS para el MER resultan los que se muestran en la siguiente figura:

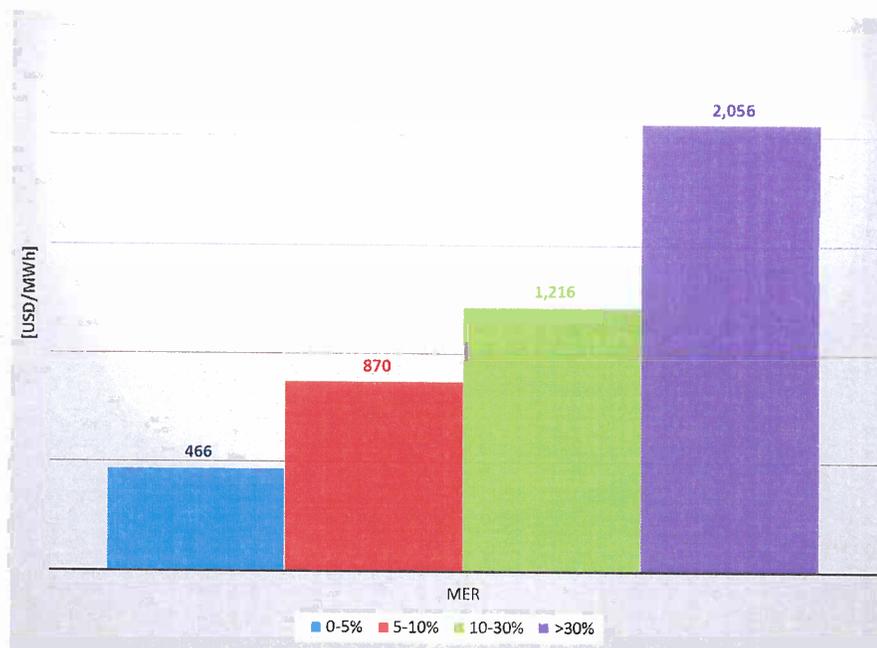


**TABLA 16 CENS POR BLOQUES DEL MER**  
**[EN USD/MWH]**

Bloque/ Profundidad	MER
<b>Bloque 1- Desde 0%-hasta 5%</b>	466
<b>Bloque 2 - Mayor a 5%- hasta 10%</b>	870
<b>Bloque 3 - Mayor a 10%- hasta 30%</b>	1,216
<b>Bloque 4 – Mayor a 30%</b>	2,056

En la figura siguiente se muestran los valores de CENS para los distintos bloques en el MER:

**FIGURA 3 CENS POR BLOQUES DEL MER**  
**[EN USD/MWH]**



#### IV

Que la Junta de Comisionados de la CRIE, en reunión a distancia número RAD-123-2018, llevada a cabo el 26 de febrero de 2018, sobre la base de la “*Metodología para el Cálculo del Costo de Energía no Suministrada*” aprobada por esta Comisión y que fue publicada en el sitio WEB de la CRIE, acordó establecer los valores del costo de energía no suministrada regional, tal y como se establece en la parte dispositiva de la presente resolución.

#### POR TANTO:

De conformidad con lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, así como el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y en la “*Metodología para el Cálculo del Costo de la Energía no Suministrada*”;

**RESUELVE:**

**PRIMERO. ESTABLECER**, para efectos de la Planificación de largo y mediano plazo de la expansión de la transmisión y generación regional, los siguientes valores del Costo de la Energía no Suministrada Regional:

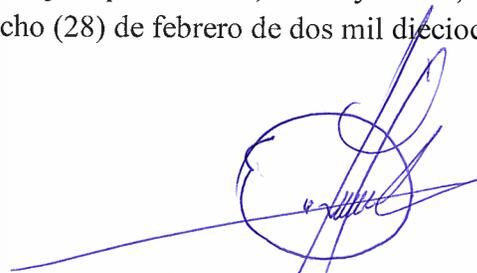
**CENS POR BLOQUES DEL MER**  
**[EN USD/MWH]**

Bloque/ Profundidad	MER
Bloque 1- Desde 0%-hasta 5%	466
Bloque 2 - Mayor a 5%- hasta 10%	870
Bloque 3 - Mayor a 10%- hasta 30%	1,216
Bloque 4 – Mayor a 30%	2,056

**SEGUNDO.** La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en catorce (14) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día miércoles veintiocho (28) de febrero de dos mil dieciocho.



**Giovanni Hernández**  
**Secretario Ejecutivo**



SECRETARIO EJECUTIVO