

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

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-44-2023, emitida el catorce de diciembre de dos mil veintitrés, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-44-2023

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el 26 de febrero de 2018, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la resolución CRIE-34-2018 mediante la cual resolvió, entre otros, lo siguiente:

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

II

Que el 2 de marzo de 2023, la Junta de Comisionados de la CRIE en sesión presencial RPRE 171-2023 adoptó el Acuerdo No. CRIE-07-171, el cual estableció, entre otros, lo siguiente: “1. **APROBAR** los términos de referencia para la contratación de servicios profesionales de consultoría, para la actualización del Costo de Energía no Suministrada (CENS) utilizando la metodología establecida por CRIE en el anexo L del Libro III del RMER. // 2. **APROBAR** el inicio del proceso para la contratación de la consultoría indicada en el numeral ‘1’ del presente acuerdo (...)”.

III

Que el 27 de abril de 2023, la Junta de Comisionados de la CRIE en sesión presencial RPRE 173 adoptó el Acuerdo No. CRIE-07-173, el cual estableció, entre otros, lo siguiente: “a). *APROBAR la contratación del consultor: ALEJANDRO PARODI, para prestar los servicios profesionales de consultoría: ‘ACTUALIZACIÓN DEL COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA (CENS) UTILIZANDO LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA POR CRIE EN EL ANEXO L DEL LIBRO III DEL RMER’ (...)*”.

IV

Que el 23 de noviembre de 2023, la Junta de Comisionados de la CRIE en sesión presencial RPRE-179, adoptó el Acuerdo No. CRIE-04-179, el cual estableció lo siguiente: “*APROBAR a entera satisfacción de la CRIE el ‘Informe Final’, preparado por el consultor Alejandro Parodi Debat, en el marco del ‘Contrato de prestación de servicios profesionales de consultoría para la actualización del Costo de Energía No Suministrada (CENS) utilizando la metodología establecida por la CRIE en el anexo L del Libro III del RMER’*”.

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 (MER) que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia. Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 20 del referido instrumento jurídico, “(...) *cuenta con la capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos aquellos actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad (...)*”.

II

Que según lo estipulado en el artículo 22 del Tratado Marco, entre los objetivos generales de la CRIE, se encuentran los de: “a. *Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)*” y dentro de sus facultades, conferidas en el artículo 23 del Tratado Marco, se establece: “(...) *e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...)*”.

III

Que el numeral 10.3.4.1 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) dispone lo siguiente: “(...) *Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes: (...)* // d) *El Costo de Energía No Suministrada, que se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L de este Libro (...)*”.

IV

Que de acuerdo con lo dispuesto en el numeral L.1 del anexo L del Libro III del RMER “(...) 4. El cálculo del Costo de Energía No Suministrada -CENS-, establecida mediante la presente metodología, deberá ser actualizado como mínimo cada cinco (5) años por parte de la CRIE (...)”.

V

Que de conformidad con lo establecido en la “Metodología de Cálculo del Costo de la Energía No Suministrada” contenida en el anexo L del Libro III del RMER, para efectos de actualizar el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) regional, se consideró lo siguiente:

Estimación mediante la teoría del intercambio Trabajo-Ocio: el valor agregado perdido de los hogares (sector residencial).

1. Se requiere determinar el uso del tiempo asumido para un día típico, para esto se consideró la información detallada en la Tabla 1. Estos datos se generaron a partir de la investigación de Nooij, Koopmans y Bijvoet¹ y se ajustaron específicamente para reflejar las costumbres propias de los países de América Central.

Tabla 1

Distribución de las horas del día en función del uso del tiempo (promedio)

Actividades por día	Horas
Cuidado personal, total	10:20
Descansar	08:30
Limpiarse, vestirse	00:25
Comer	01:25
Cuidado de otros, total	01:10
Cuidar niños propios	01:00
Cuidar otras personas	00:10
Viajes, total	01:30
Trabajo pago, total	04:30
Educación, total	00:30
Actividades domésticas, total	02:30
Compras	00:30
Actividades domésticas	01:00
Cocinar	00:30
Mantenimientos y mejoras del hogar	00:30
Ocio, total	03:20
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
Otras actividades no conocidas	00:10
TOTAL	24:00

¹ Nooij, M., M. De, Koopmans C., Bijvoet C.; 2007; “The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in netbooks”; Energy Economics 29: 277–295.

2. Se hace necesario utilizar ponderadores que permitan asignar los diferentes impactos sobre los usuarios residenciales, teniendo en cuenta la hora del día en que ocurren las interrupciones. La determinación del número de horas se deriva de la información proporcionada en la tabla 1. Al respecto, se consideró:
 - 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 sobre el uso del tiempo, se utiliza el ingreso medio mensual de los habitantes, el cual se obtiene de la agregación del salario medio vigente de cada país más las remesas por habitante, expresado sobre el año base del estudio, tal como se muestra a continuación:

Tabla 2
Ingreso medio mensual por país (en USD 2021)

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Ingreso medio mensual	1,143.62	452.24	405.21	356.08	340.39	1,461.80
Salario medio mensual	1,134.06	355.97	334.43	296.74	313.25	1,451.50
Remesas por habitante	9.56	96.27	70.78	59.34	27.14	10.29

Las fuentes de información son las siguientes:

- Salario medio: Global Wage Report 2022-23 “*The impact of COVID-19 and inflation on wages and purchasing power*”. Organización Internacional del Trabajo (OIT). 2022 (<https://www.ilo.org/digitalguides/en-gb/story/globalwagereport2022-23>).
 - Remesas: World Bank Indicadores de desarrollo. Serie Remesas de trabajadores y compensación de empleados, recibidas (% del PIB). 2022. Las remesas como porcentaje del PIB obtenidas con fuente en World Bank fueron cotejadas con las publicadas por el Consejo Monetario Centroamericano y se verificó que coinciden en un 100%. (<https://datos.bancomundial.org/>; <https://www.secmca.org/secmcadatos/>).
 - Cantidad de habitantes: estadísticas CEPAL (<https://www.cepal.org/es/subtemas/proyecciones-demograficas/america-latina-caribe-estimaciones-proyecciones-poblacion>).
4. Se establece una jornada diaria de trabajo estándar de 8 horas.
 5. Se establece un factor de carga determinado (0.5) para ponderar el consumo residencial en horas de la tarde, cuando los usuarios están en sus hogares.
 6. Se determina la demanda residencial de energía por usuario, la cual se aproxima a partir de las ventas de energía eléctrica facturada a usuarios finales residenciales en GWh y cantidad de usuarios, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 3

Demanda residencial de energía por usuario (en GWh 2021)

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Ventas de energía eléctrica residencial [GWh]	4,156,169	2,212,542	4,786,874	3,027,900	1,284,520	3,322,630
Usuarios residenciales [cant.]	1,625,753	1,840,216	3,753,593	1,790,800	1,212,908	1,095,404
Consumo medio [kWh/usuario]	213.04	100.19	106.27	140.90	88.25	252.77

Las fuentes de información son las siguientes:

- Costa Rica (CR): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP, <https://aresep.go.cr/>).
- El Salvador (ES): Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET, <https://www.siget.gob.sv/>).
- Guatemala (GU): Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE, <https://www.cnee.gob.gt/>).
- Nicaragua (NI): Instituto Nicaragüense de Energía (INE, <https://www.ine.gob.ni/>).
- Panamá (PA): Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP, <https://www.asep.gob.pa/>).
- Honduras (HO): Informe “*Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021*”. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, <https://www.cepal.org/es/publicaciones/48602-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana>).

En función de la información y los criterios establecidos, se presentan los siguientes resultados:

Tabla 4

CENS Residencial-Teoría del Intercambio trabajo-ocio (en USD/kWh o USD/MWh 2021)

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Población Total 2021 [miles]	5.154	6.314	17.609	10.278	6.851	4.351
Salario medio mensual 2021 [USD/mes]	1.144	452	405	356	340	1.462
Ventas de Energía Residencial [GWh]	4.156	2.212	4.787	3.028	1.284	3.323
Clientes Residencial [miles]	1.626	1.840	3.753	1.791	1.213	1.095
Consumo Promedio [kWh-mes/cliente]	213,04	100,19	106,27	140,90	88,25	252,77
Demanda Máxima [kW-mes/cliente]	0,59	0,28	0,30	0,39	0,25	0,70
CENS [USD/kWh]	3,58	3,01	2,54	1,68	2,57	3,86
CENS [USD/MWh]	3,578.8	3,009.1	2,541.9	1,684.8	2,571.3	3,855.4

Estimación mediante el valor agregado perdido del sector productivo (sectores comercio e industria).

1. Se determina la elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica a partir de modelos econométricos con diferentes especificaciones, metaanálisis y benchmarking referencial.
2. Se determina el Producto Interno Bruto Sectorial comercial e industrial, a partir de las bases de datos y publicaciones de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
3. Se determina el consumo de electricidad para los sectores industrial y comercial, a través de las ventas de energía eléctrica reportadas por las autoridades reguladoras e información de organismos del sector.

Las fuentes de información son las siguientes:

- Costa Rica (CR): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP, <https://aresep.go.cr/>).
- El Salvador (ES): Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET, <https://www.siget.gob.sv/>).
- Guatemala (GU): Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE, <https://www.cnee.gob.gt/>).
- Nicaragua (NI): Instituto Nicaragüense de Energía (INE, <https://www.ine.gob.ni/>).
- Panamá (PA): Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP, <https://www.asep.gob.pa/>).
- Honduras (HO): Informe “*Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021*”. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, <https://www.cepal.org/es/publicaciones/48602-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana>).

A continuación, se muestran los datos utilizados para la determinación del CENS de los sectores comercial e industrial:

Tabla 5

Información utilizada para determinar el CENS por medio del Valor Agregado Perdido (2021)

Dato	Unidad	CR	ES	GU	HO	NI	PA
PIB Total	[Mill. USD]	59,441	26,247	80,626	25,558	12,600	65,379
PIB Comercio	[Mill. USD]	7,588	4,042	19,532	4,813	1,908	13,061
PIB Industria	[Mill. USD]	9,066	4,526	12,037	4,663	1,969	3,509
Ventas de Energía Total	[GWh]	10,241	6,531	8,640	6,581	3,135	7,890
Ventas de Energía Residencial	[GWh]	4,156	2,213	4,787	3,028	1,285	3,323
Ventas de Energía Comercial	[GWh]	2,853	645	1,086	1,748	817	3,165
Ventas de Energía Industrial+Otros	[GWh]	3,232	3,673	2,767	1,805	1,034	1,402
Índice de Electrificación	[%]	99.40%	98.20%	92.40%	87.20%	98.50%	94.40%
Elasticidad ingreso comercio		1.31	1.31	1.31	1.31	1.31	1.31
Elasticidad ingreso industrial		1.58	1.58	1.58	1.58	1.58	1.58

En función de la información y los criterios establecidos, se presentan los siguientes resultados:

Tabla 6

CENS Sectores productivos-Valor agregado perdido (en USD/MWh)

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Sector comercial	2,018	4,695	12,688	1,832	1,756	2,973
Sector industrial	1,765	766	2,544	1,426	1,187	1,496

Estimación mediante la función de demanda (sector residencial).

El CENS desde el enfoque de la demanda del sector residencial, se calcula a partir de las variaciones del excedente del consumidor, con las cuales se identifica el precio al cual el usuario demandaría una determinada cantidad restringida del servicio. Con este precio se aproxima la disponibilidad marginal a pagar de los usuarios, para disponer de la unidad de energía restringida o el ingreso marginal que los usuarios están dispuestos a aceptar en compensación por la restricción del servicio.

Debido a que el CENS se calcula a partir de la función demanda de energía, 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. Para determinar estas elasticidades se utilizaron los diferentes enfoques que se describen a continuación:

1. **Estimación econométrica:** a partir de información de las ventas de energía a usuarios residenciales y tarifa media de venta, se estimaron los parámetros de elasticidad precio e ingreso para los distintos países analizados. La estimación econométrica se realizó aplicando el modelo de ajuste parcial, lo cual arrojó los siguientes resultados:

Tabla 7

Parámetros de elasticidad precio e ingreso residencial

Residencial		Alfa Elast Precio	Beta Elast Ingreso	Rezagos	R2	COVID
El Salvador	CP	-0.108	0.504	0.509	0.989	0.093
El Salvador	LP	-0.220	1.027			
Costa Rica	CP	-0.114	0.091	0.821	0.997	0.023
Costa Rica	LP	-0.636	0.508			
Guatemala	CP	-0.151	0.372	0.414	0.999	no
Guatemala	LP	-0.257	0.634			
Nicaragua	CP	-0.111	0.145	0.525	0.975	no
Nicaragua	LP	-0.233	0.305			
Panamá	CP	-0.012	0.100	0.792	0.969	no
Panamá	LP	-0.059	0.480			
Promedio		-0.099	0.242	0.612		
Largo Plazo		-0.256	0.624			

2. Luego, los valores obtenidos en la Tabla 7 fueron validados por medio de:
- Meta-análisis:** los valores obtenidos por métodos econométricos fueron validados mediante su comparación con los resultados de meta-análisis².
- Benchmarking:** adicionalmente, se efectuó una comparación con otros valores típicos o de referencia en la literatura internacional para el caso de países en desarrollo³.

En función de lo anterior, así como del análisis de consistencia de los valores obtenidos versus los valores de referencia y debido a la falta de un número suficiente de observaciones para algunos países, para el caso residencial se consideró el promedio de los valores obtenidos de los estudios de los países bajo consideración. También se optó por el criterio de utilizar los mismos parámetros de elasticidad en todos los países.

Cabe destacar que la información recibida para el caso residencial consistió en 26 observaciones anuales para Costa Rica, 21 observaciones para El Salvador y 11 observaciones para el resto de los países analizados, excepto Honduras que no suministró información. Teniendo en cuenta que el número de parámetros a estimar en cada país es 4, dados por la ordenada al origen, el coeficiente de elasticidad precio, el coeficiente de elasticidad ingreso y el coeficiente del rezago del modelo de ajuste parcial, resulta evidente que la estimación econométrica no cuenta con los grados de libertad suficientes. Por lo tanto, y dado la similitud de los resultados, se optó por aplicar el promedio de los coeficientes de

²Labandeira X, Labeaga J.M y Xiral López-Otero; 2015; "A meta-analysis on the price elasticity of energy demand"; WorkingPaper. Rede,Universidad de Vigo, Facultad de CC.EE.

³Westley, Glenn; 1992; "New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand", Inter-American Development Bank, Washington, DC, February.

elasticidad obtenidos por regresión individual en cada país. No obstante, se procedió a validar este resultado con otros estudios de referenciamiento, encontrando valores similares.

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 consideraron los siguientes datos:

Tabla 8
Información utilizada para estimar el CENS utilizando la curva de demanda
(sector residencial)

Dato	Unidad	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Precio Medio de la electricidad	[USD/k Wh]	0.1345	0.2134	0.2119	0.1560	0.1480	0.1384
Consumo de energía eléctrica	[MWh]	4,156,169	2,212,542	4,786,874	3,027,900	1,284,520	3,322,630
Cantidad de clientes	[#]	1,625,753	1,840,216	3,753,593	1,790,800	1,212,908	1,095,404
Ingreso per cápita	[USD/h ab.]	12,531	4,664	4,887	2,771	2,064	15,491

Las fuentes de información son las siguientes:

- Costa Rica (CR): Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP, <https://aresep.go.cr/>).
- El Salvador (ES): Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET, <https://www.siget.gob.sv/>).
- Guatemala (GU): Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE, <https://www.cnee.gob.gt/>).
- Nicaragua (NI): Instituto Nicaragüense de Energía (INE, <https://www.ine.gob.ni/>).
- Panamá (PA): Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP, <https://www.asep.gob.pa/>).
- Honduras (HO): Informe “Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2021”. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, <https://www.cepal.org/es/publicaciones/48602-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana>).

En función de la información y los criterios establecidos, se presentan los siguientes resultados:

Tabla 9
CENS sector residencial-Curva de Demanda (en USD/MWh 2021)

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
CMg - CP	237	399	397	332	293	260
CMg - LP	167	270	268	204	190	171
CMe - CP	813	1,289	1,280	942	894	836
CMe - LP	398	631	626	461	437	409

Estimación mediante costos de respaldo de autogeneración (sectores comercio e industria).

En aplicación de la “*Metodología de Cálculo del Costo de la Energía No Suministrada*”, el CENS se aproxima a partir de la voluntad de pago de los usuarios de los costos de sustitución o de autogeneración. En ese sentido, se supuso restricciones del servicio de 50 horas y 100 horas anuales. Para suministrar energía en la interrupción, se consideraron los costos de equipos generadores de 10 y 40 kW de capacidad instalada para el sector comercio y de 150 kW de capacidad instalada para la industria.

Las variables involucradas en el análisis son las siguientes:

Costo de adquisición de los equipos: se utiliza para determinar la anualidad de los activos a partir de una tasa de descuento de 10% y una vida útil promedio de 15 años. Asimismo, se consideró el costo total en cada uno de los países bajo análisis de equipos de generación diésel (nuevos), el costo total de inversión en equipamiento corresponde a costos de fábrica en Miami a agosto de 2017. Este valor fue actualizado mediante el Producer Price Índice (PPI) de Estados Unidos para la Industria (específicamente se consideró el índice representativo de “*Electric Power and specialty transformer*”), este valor se actualizó al mes de julio 2021.

A dicho valor se le adicionó el Impuesto al Valor Agregado en Miami (6.0%) más un 10% para obtener un valor Free on Board (FOB) en Miami. Adicionalmente, se asumió un 10% de costos de transporte hasta la aduana de cada país.

No se consideraron los impuestos a la importación aplicados en cada país, este análisis sólo incluye el Valor en Aduana (VA) en Miami y un costo de flete uniforme hasta los países miembros del MER o lo que es equivalente a un costo en la aduana de cada país. Posterior a los ajustes correspondientes, se obtuvo el resultado mostrado en la siguiente tabla:

Tabla 10
Costos fijos de unidades generadoras (USD)

Capacidad	[kW]	10	40	150
Precio en EE. UU.	[USD dic. 2020]	9,390	16,888	30,386

Como parte de los datos a utilizar se consideraron los siguientes:

Costos de Operación y Mantenimiento (O&M): se considera un valor unitario referencial calculado como de 3% anual, respecto al costo total de la inversión.

Costo del diésel: se consideraron los siguientes precios, basados en el informe sobre Subsidios a la Energía, desarrollado por el Fiscal Affairs Department, del Fondo Monetario Internacional. Los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11
Precios Diesel Oil (USD/galón)

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Precio Diesel Oil	2.75	2.98	2.59	3.06	3.48	2.88

Como punto a considerar, los datos de consumo de combustible fueron considerados de acuerdo a las especificaciones técnicas de cada equipo.

Finalmente, los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 12
CENS sectores comercio e industria-Costos de respaldo (en USD/MWh 2021)

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Comercial-50 horas	3,019	3,036	3,007	3,041	3,072	3,113
Comercial-100 horas	1,609	1,626	1,598	1,632	1,662	1,661
Industrial-50 horas	1,004	1,018	994	1,022	1,048	1,037
Industrial-100 horas	584	598	575	603	628	605

Estimación del CENS regional.

Como parte de los insumos a utilizar para los análisis de la planificación de la generación y la transmisión regional a largo plazo, el Ente Operador Regional (EOR) debe simular el costo asociado a los costos de racionamiento y/o costos de riesgo de cortes de suministro eléctrico, dicha simulación comprende una función lineal por partes, donde cada segmento es representado por un porcentaje de profundidad de corte de demanda, considerando costos incrementales para cada segmento de corte.

Asimismo, los programas de simulación que obtienen los datos de la planificación, permiten modelar hasta cuatro bloques o segmentos de Energía No Suministrada (ENS). En vista de este requerimiento para determinar el CENS aplicable a cada bloque, se consideraron las siguientes metodologías:

Cuadro 1

Metodologías utilizadas para la determinación del CENS según profundidad de racionamiento

Bloque 1 Desde 0%-hasta 5% de la demanda	• Curva de Demanda
Bloque 2 Mayor a 5%-hasta 10% de la demanda	• Costos de respaldo de autogeneración (100 horas de corte)
Bloque 3 Mayor a 10%-hasta 30% de la demanda	• Costos de respaldo de autogeneración (promedio entre 50 y 100 horas de corte)
Bloque 4 = CENS Mayor a 30% de la demanda	• Valor agregado y Valor del Ocio

Como parte de las consideraciones para cada bloque de racionamiento, se tiene lo siguiente:

- Primer bloque: representa la pérdida de calidad ante la falta del nivel de reserva necesario (según benchmarking internacional, la profundidad del primer escalón de racionamiento no supera el valor de 5%).
- Segundo bloque: representa la posibilidad de seleccionar demandas cuya valorización está por debajo del CENS.
- Tercer bloque: se puede considerar que está asociado a un nivel de retiro voluntario de demanda.
- Cuarto bloque (CENS): representa la situación más ineficiente, es decir, un corte de suministro imprevisto.

Como parte del análisis para obtener un valor regional escalonado, se establecieron ponderadores que consideran los valores CENS obtenidos para cada país por el nivel de consumo respectivo. A continuación, se muestran los ponderadores utilizados:

Tabla 13
Ponderadores para determinar el CENS Regional

Dato	CR	ES	GU	HO	NI	PA
Ponderador (ventas energía eléctrica)	23.8%	15.2%	20.1%	15.3%	7.3%	18.3%

Considerando todo el desarrollo anterior, los valores actualizados resultantes para el CENS regional y por país, se muestran a continuación:

Tabla 14
CENS por bloques regional y por país actualizado (en USD/MWh)

Bloque/ Profundidad	CR	ES	GU	HO	NI	PA	MER
Bloque 1 Desde 0%-hasta 5%	404	647	643	485	454	419	508
Bloque 2 Mayor a 5%-hasta 10%	1,097	1,112	1,086	1,117	1,145	1,133	1,110
Bloque 3 Mayor a 10%- hasta 30%	1,554	1,569	1,543	1,574	1,603	1,604	1,570
Bloque 4 Mayor a 30%	2,571	1,914	2,542	2,143	1,902	3,082	2,445

VI

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE “(...) *La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // (...) e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)*”.

VII

Que en reunión presencial número 180, llevada a cabo el 14 de diciembre de 2023, la Junta de Comisionados de la CRIE, sobre la base de la “*Metodología de Cálculo del Costo de la Energía No Suministrada*” contenida en el anexo L del Libro III del RMER, acordó

establecer para efectos de la planificación de la generación y de la transmisión regional, los valores actualizados del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) regional.

**POR TANTO
LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE**

Con fundamento en los resultandos y considerandos que preceden, así como lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y el Reglamento Interno de la CRIE;

RESUELVE

PRIMERO. ESTABLECER para efectos de la planificación de la generación y la transmisión regional, los siguientes valores del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) regional:

CENS por Bloques del MER [en USD/MWh]

Bloque/ Profundidad	2023
Bloque 1- Desde 0%-hasta 5%	508
Bloque 2 - Mayor a 5%- hasta 10%	1,110
Bloque 3 - Mayor a 10%- hasta 30%	1,570
Bloque 4 – Mayor a 30%	2,445

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en trece (13) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día martes diecinueve (19) de diciembre de dos mil veintitrés (2023).

**Franchesca Castañeda
Secretario Ejecutivo a.i**