

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-04-2018, emitida el quince de enero de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-04-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), por medio de la Resolución No. CRIE-NP-34-2012, de 27 de diciembre de 2012, aprobó las características y capacidades que se utilizarían en el Modelo Computacional de Planificación para la Expansión de la Transmisión y Generación Regional, las cuales se enmarcan en lo que establece el Capítulo 10 y Anexo G del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

II

Que mediante las Resoluciones No. CRIE-P-17-2012, del 04 de octubre de 2012 y CRIE-NP-09-2013, del 22 de marzo de 2013, desde el 01 de junio de 2013 se otorgó vigencia al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER- y al Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (PDC); en la primera resolución se instruyó al EOR que “(...) presente un cronograma de cumplimiento de tareas y plazos requeridos para concretar la compra y desarrollo de los modelos de planificación y la presentación de los estudios, (...) que debe elaborar con base a los modelos y alcance de estudios del Sistema de Planificación, especificados en los Capítulos 10 y 11 del Libro III del RMER (...)”. Dicho cronograma fue presentado por el EOR según lo indicado, estableciendo el año 2013 y 2014 para el desarrollo del Modelo de Planificación y realización de los estudios correspondientes.

III

Que el EOR por medio del oficio No. EOR-PJD-28-07-2016-037 del 28 de julio de 2016, remitió a la CRIE el “Informe de Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Transmisión Regional para el Período 2015-2024”; determinándose que para el desarrollo del estudio no se usó la función objetivo de la maximización del beneficio social para el abastecimiento de la demanda; para lo cual se requiere que el EOR disponga de la Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor, Metodología de Cálculo del Costo de la Energía No Suministrada, entre otros.

IV

Que en Reunión Presencial 109, de fecha 14 de diciembre de 2016, la Junta de Comisionados, mediante el acuerdo número CRIE-11-109, acordó: “SOLICITAR al EOR presentar el Informe de

Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y Transmisión Regional actualizado, de conformidad al plazo establecido en el RMER, empleando para tal fin el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR) aprobado por la CRIE, tomando en consideración a su vez, lo indicado en el informe de la Gerencia Técnica de la CRIE, GT-2016-15, del 02 de diciembre de 2016.”. Dicho acuerdo fue comunicado al EOR mediante oficio CRIE-SE-GT-330-20-12-2016, de la Secretaría Ejecutiva de la CRIE.

V

Que el EOR mediante el oficio No. EOR-DE-07-02-2017-046 del 7 de febrero de 2017, indicó a la CRIE que para desarrollar las actividades relacionadas a la planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, conforme a lo establecido en el RMER, el EOR requiere que la CRIE le suministre la siguiente información: 1. El valor de la Tasa de Descuento a utilizar en las estudios de planificación, de acuerdo a los numerales 10.4.5 y 10.6.1 inciso b) y 10.6.3 inciso b), del Libro III del RMER; 2. La Metodología del Costo de la Energía No Suministrada, de conformidad al numeral 10.8.1 del Libro III del RMER; 3. La Metodología de Cálculo del Excedente del consumidor, según a lo establecido en el numeral 10.4.1 del Libro III del RMER; y 4. La identificación de todos los espacios naturales con algún grado de protección en el territorio regional que puedan crear restricciones o inhibiciones para el proyecto de infraestructuras lineales y que puede llegar a hacer inviable en la práctica, la unión de dos puntos de la red de transmisión, conforme a lo establecido en el numeral 15.1.1 del Libro III del RMER.

VI

Que la CRIE mediante la Resolución No. CRIE-33-2017, del 27 de julio de 2017, instruyó al EOR para que el último día hábil de junio de 2018 y el último día hábil del mes de septiembre de 2018, presente respectivamente, un Estudio de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR, con un horizonte de análisis de 5 años y un Estudio de Planificación de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional, con un horizonte de análisis de 10 años; que cumpla con los criterios establecidos en la Regulación Regional.

VII

Que la CRIE como parte del plan estratégico 2017-2021 desde el tercer trimestre de 2017 está impulsando dentro de la acción estratégica 1.1 de “*Propiciar una planificación regional coordinada y eficiente para alcanzar y mantener la capacidad de transmisión regional definida por la CRIE*” comprendida dentro del objetivo estratégico 1, el desarrollo de dos consultorías con el objetivo de determinar 1) la Metodología de Cálculo del Excedente del Consumidor y, 2) la Metodología de Cálculo del Costo de la Energía No Suministrada; para su uso en el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR).

VIII

Que el 03 de enero de 2018, la Gerencia Técnica de la CRIE elaboró el “*INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNÓSTICO SOBRE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO*”

DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR Y DE COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMISTRADA”, Estas metodologías servirán al Sistema de Planificación Regional, al ser éste un modelo computacional que se utilizará para los estudios de planificación, teniendo capacidad de identificar las expansiones de transmisión y generación que maximicen el valor presente neto del Beneficio Social para que el proceso de planificación funcione adecuadamente, es necesario el levantamiento de la Base de Datos Regional que contiene como mínimo la organización de la información comercial y operativa, con todos los datos necesarios para la administración del MER, el planeamiento operativo y la operación coordinada del SER por parte del EOR, y para realizar el proceso de Planeamiento Indicativo de la Expansión Regional. Asimismo, como parte de la parametrización del modelo computacional del SPTR, se requiere que permita evaluar los cambios en la Energía No Suministrada asociados a cada escenario de planificación; que identifique los beneficios y los costos incrementales asociados a los planes de expansión, o las obras individuales considerando los siguientes conceptos en la Planificación Regional: 1. El excedente del consumidor; 2. El excedente del productor; 3. La tasa de descuento con la que se evalúa el valor presente neto de las series de costos; y 4. El Costo de la Energía No Suministrada (CENS).

IX

Que en sesión de Junta de Comisionados realizada el 18 de enero de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), ordenó publicar en el sitio web de la CRIE, como **INFORME DE DIAGNÓSTICO**, el “*INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNÓSTICO SOBRE METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DEL EXCEDENTE AL CONSUMIDOR Y COSTO DE ENERGÍA NO SUMISTRADA*”, el cual podrán consultar los interesados en participar en el presente proceso.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional.

II

Que se acuerdo con la letra e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, se establece que es función del Ente Operador Regional (EOR) “*formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado*”.

III

Que el Glosario del RMER define al Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) “*como el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de la RTR y de las ampliaciones del sistema de transmisión que producen un beneficio social*”.

positivo en el ámbito regional”, que según el numeral 10.2.1 del Libro III del RMER tengan como objetivo: **a.** Incrementar el Beneficio Social y simultáneamente tenga un número significativo de beneficiarios; **b.** Mejorar la confiabilidad a nivel regional; y **c.** Que signifiquen un aumento de la competencia en el MER.

IV

Que en los numerales 10.4, 10.6 y 10.8 del Libro III del RMER, se describen los conceptos al respecto del término Energía No Suministrada a considerar en la planificación, definiéndose así:

“10.4.1 *El Excedente del Consumidor: se calcula como la diferencia entre el precio que un consumidor estaría dispuesto a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada, más la reducción de la Energía no suministrada valorizada al respectivo Costo de la Energía no suministrada en cada país. 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*”.

“10.4.2 *El excedente del productor se calcula como el producto de las cantidades de energía vendida por los generadores por la diferencia entre los precios de venta menos los precios de oferta de venta*”.

“10.4.3 *El Beneficio Social se calculará como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores*”.

“10.4.4 *El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en la Energía no suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR*”.

Adicionalmente, en los numerales 10.6.1, literal j) y 10.8.1 del Libro III del RMER se define lo siguiente:

“10.6.1 (...) j) *Se realizarán estudios de riesgos, tanto técnicos como económicos, y la evaluación de costos de arrepentimiento. Los estudios de riesgos técnicos deberán como mínimo determinar el valor esperado de la energía no suministrada en cada país. Los estudios de riesgos económicos deberán determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada*”.

“10.8.1 *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*”.



V

Que de acuerdo al procedimiento establecido en el número 1.8.4 del RMER, la CRIE es el Ente competente para modificar dicho Reglamento; tomando en cuenta para tal efecto, los fines y objetivos del MER regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos.

VI

Que mediante resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el “*Procedimiento de Consulta Pública*” como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional bajo principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva para cualquier interesado en el MER.

VII

Que la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo estudiado la propuesta planteada indicada en los resultandos de la presente resolución; y, habiendo debatido sobre ellos, decidió someter al trámite de consulta pública la propuesta de modificación al RMER relacionada con la “**METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA**”, de conformidad con lo establecido en el artículo 2 del Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE.

POR TANTO:

Esta Comisión con base en los resultandos y considerados citados, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Consulta Pública,

RESUELVE:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 02-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la siguiente “**PROPUESTA DE METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA**” cuyo detalle de reformas se encuentra en el Anexo de la presente resolución.

SEGUNDO. INFORMAR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 02-2018, que desde las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día jueves 18 de enero de 2018, hasta las 16:30 horas el país sede de la CRIE (GTM-6) del día jueves 01 de febrero de 2018, la CRIE recibirá comentarios y observaciones a la presente propuesta, los cuales deberán hacerse **llegar únicamente** por escrito al correo electrónico dispuesto para tal efecto por la CRIE: consulta02-2018@crie.org.gt. En su

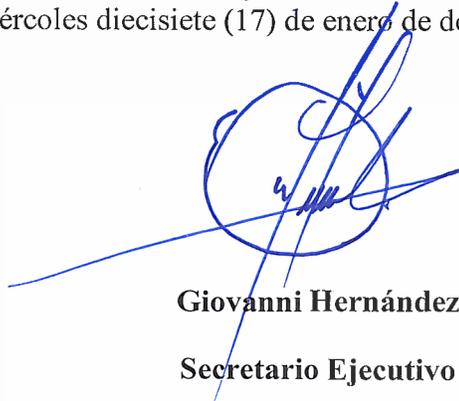
escrito, los interesados deberán consignar un correo electrónico para recibir comunicaciones dentro del presente procedimiento.

TERCERO. ADVERTIR a todos los interesados en participar en la Consulta Pública 02-2018, que de conformidad con lo establecido en el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, en el escrito en el que presente sus comentarios y observaciones a la propuesta consultada deberá indicar las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes, asimismo sus comentarios y observaciones deberán ser presentados en forma clara, concisa y guardando congruencia y pertinencia con el tema abierto a consulta.

CUARTO. ORDENAR a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE la publicación de la “**PROPUESTA DE METODOLOGÍA DEL COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA**” (cuyo detalle de reformas se encuentra en el Anexo de la presente resolución), en la página web de la CRIE www.crie.org.gt durante el periodo establecido para la Consulta Pública 02-2018 en el artículo segundo de la parte resolutive de la presente resolución, para que cualquier interesado pueda tener acceso a la propuesta y participar en el procedimiento, tomando en cuenta que el respectivo informe de diagnóstico se encuentra publicado en la página web de la CRIE; y remitir por correo electrónico al Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional –CDMER-, al Ente Operador Regional –EOR-, OS/OMS y a los reguladores nacionales la propuesta en cuestión, para sus comentarios y observaciones.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en seis (06) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día miércoles diecisiete (17) de enero de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

A. Propuesta de Anexo L al Libro III del RMER: METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

CENS: Costo de la Energía No Suministrada
CENSCD: Costo de la Energía No Suministrada de Corta Duración
CENSLD: Costo de la Energía No Suministrada de Larga Duración
CMe: Costo Medio
CMg: Costo Marginal
CP: Corto Plazo
CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENS: Energía No Suministrada
EOR: Ente Operador Regional
kWh: kilovatio-hora
LP: Largo Plazo
MER: Mercado Eléctrica Regional
MWh: Megavatio-hora
OS/OM: Operadores del Sistema / Operadores del Mercado
O&M: Operación y Mantenimiento
RMER: Reglamento del Mercado Eléctrica Regional
RTR: Red de Transmisión Regional
SPTR: Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regionales
USD: Dólares de los Estados Unidos de América

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN EL CENS

En el presente apartado, se desarrolla la metodología para el cálculo del costo de energía no suministrada haciendo uso de diversas metodologías, calculado por cada país del MER y luego en base a estos valores obtener un valor regional.

El procedimiento general a seguir para el cálculo del costo de energía no suministrada, constará de las siguientes etapas:

- 1) Calcular los costos de energía no suministrada por cada país del MER, utilizando cada una de las metodogias propuestas.
- 2) En base a los cálculos de CENS por país, calcular el CENS regional escalonado de acuerdo a la metodología propuesta
- 3) Aplicar el modelado de los escalones de corte o porcentajes de profundidad de corte de la demanda , con su respectivo CENS en el modelo SPTR (SDDP)
- 4) El cálculo del Costo de Energia No Suministrada deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años por parte de la CRIE.

El CENS corresponde a los costos económicos que pueden afectar a los usuarios, cuando el suministro de electricidad no puede ser realizado por causa de eventos en la RTR, que a su vez ocasionan indisponibilidad de activos en el sistema y que no permiten el adecuado transporte de energía.

El CENS deberá diferenciarse, dependiendo del tiempo de duración de la interrupción. En la presente metodología se definirán dos términos, el Costo de Energía no Suministrada de Corta Duración (CENSCD) y el Costo de Energía no Suministrada de Larga Duración (CENSLD)

El CENSCD representa el costo unitario en que incurre un usuario por la falla intempestiva, sin preaviso, del servicio que está recibiendo, normalmente a través de una red pública de suministro, en circunstancia que dicho bien o servicio es esencial y por su condición de tal se efectúa con un elevado grado de confiabilidad. El costo en que se incurre en estas circunstancias depende de la condición particular en que se encuentre el usuario, pero puede aseverarse que para el conjunto de los usuarios interrumpidos el costo asociado es muy elevado.

El CENSLD representa el costo unitario en que incurre un usuario por la indisponibilidad preanunciada del bien o servicio que está recibiendo. El costo en que se incurre en estas circunstancias, si bien puede ser elevado, es muy inferior al CENSCD. Ello por cuanto el usuario y el proveedor pueden prepararse para esta circunstancia, adaptando sus actividades, sustituyendo el bien o servicio interrumpido por un sustituto o bien proveyéndolo a través de un medio alternativo de reserva.

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN EL CENSCD

El CENSCD deberá calcularse, dependiendo del usuario afectado, bajo las siguientes metodologías de cálculo indirectas:

1. Teoría de intercambio trabajo-ocio, solo aplicable para el sector residencial.
2. Valor agregado, solo aplicable para los sectores comercial y servicios, e industrial.

Calculo CENSCD Sector Residencial: Teoría de Intercambio Trabajo Ocio.

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

1. La metodología propuesta requiere determinar el uso del tiempo asumido para un día típico. Para esto, se considera la información de la Tabla 1, ajustada ad-hoc 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

- Dependiendo del horario de las interrupciones, el tiempo se valorizará de acuerdo a los siguientes ponderadores (donde las horas surgen de la Tabla 1):
 - Horas de Descanso (8.5 horas por día) = 0
 - Horas de Actividades Domésticas y Ocio (5.8 horas por día) = 1
 - Resto de horas (9.7 horas por día) = 0.5
- Para obtener una valorización económica del tiempo se utilizará 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.
- Se considera una jornada diaria de trabajo de 8 horas.
- 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.

Considerando lo anterior, el CENS mediante esta metodología se estima con la siguiente ecuación:

$$CENS = \frac{(IM/DM) \times ((H_{DE} * FP_{DE}) + (H_{DO} * FP_{DO}) + (H_{RE} * FP_{RE}))}{(H_{DE} + H_{DO} + H_{RE})}$$

Donde:

CENS: es el Costo de Energía No Suministrada, en USD/MWh.

IM: es el Ingreso Medio Horario, una jornada diaria de trabajo de 8 horas.

DM: es la Demanda Máxima por usuario, en MW, estimada a partir del consumo de energía por usuario residencial, en MWh; la cantidad de usuarios residenciales; la cantidad de horas del mes (720 horas) y un factor de carga igual a 0.5.

H_{DE}, *H_{DO}* y *H_{RE}*: son las horas del día dedicadas de Descanso (*DE*), igual a 8.5 horas/día; a Actividades Domésticas (*DO*), igual a 5.8 horas/día; y al Resto de Actividades (*RE*), igual a 9.7 horas/día; siendo $H_{DE} + H_{DO} + H_{RE} = 24$ horas.

P_{DE}, *P_{DO}* y *P_{RE}*: son los ponderadores utilizados para valorar las horas del día, iguales a 0, 1 y 0.5 respectivamente.

Calculo CENSCD Sector Comercio y Servicio, Industria: Valor Agregado / kWh.

Para determinar el CENS de los sectores comercial e industrial se requiere información sobre el valor agregado (el PIB de los sectores comercial e industrial, respectivamente), el consumo de electricidad de cada sector y la elasticidad-ingreso de ambos sectores. Asimismo, los resultados se ajustan considerando el nivel de electrificación de cada país.

La elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica se estima a partir de modelos econométricos (ver informe metodología de cálculo CENS). La elasticidad-ingreso (ϵ) del consumo se define como la proporción del aumento en el consumo de energía eléctrica (ΔC) de un producto ante un cambio proporcional en el ingreso (ΔPIB):

$$\epsilon = \frac{\frac{\Delta C}{C}}{\frac{\Delta PIB}{PIB}}$$

Para determinar la elasticidad-ingreso ϵ del consumo, se utilizará el modelo econométrico conocido en la literatura internacional como modelo de ajuste parcial, ampliamente utilizado para determinar elasticidades. En este modelo, los dos efectos principales -precio e ingreso- pueden ser estimados utilizando técnicas de regresión estándar de mínimos cuadrados ordinarios. Así, el modelo de ajuste especificado en el presente estudio fue:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \mu_t \quad (\text{función de corto plazo})$$

Dónde:

CE_t: es el Consumo de Energía Eléctrica de los usuarios, en el período *t*, en MWh.

PIB_t: es el PIB en precios constantes, en el período *t*, en USD.

TM_t: es la tarifa media de venta de energía eléctrica, en valores constantes, en el período *t*, en USD/MWh.

CE_{t-1}: es el Consumo de Energía Eléctrica, en el período *t-1*, en MWh.

α , β , γ y δ : son los parámetros de la función de demanda, estimados mediante regresión lineal, siendo que α es la constante, β representa la elasticidad-ingreso de corto plazo; γ representa la elasticidad-

precio de corto plazo y δ representa el rezago o ajuste de largo plazo (y se utiliza para determinar las elasticidades ingreso y precio de largo plazo).

μ_t : es el término de error estocástico.

Para estimar econométricamente la curva de demanda se utilizarán, de estar disponible, datos mensuales, y se trabajará con el software estadístico Eviews 8.

Entonces, el costo marginal de la Energía no Suministrada (*CENS*) se define como:

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C}$$

El valor anterior se afecta por el índice de electrificación de cada país, a efecto de considerar solo los usuarios que tienen acceso a la red eléctrica:

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \times IE\%$$

Donde *IE%* es el Índice de Electrificación del país.

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN EL CENSLD

El CENSLD deberá calcularse, dependiendo del usuario afectado, bajo las siguientes metodologías de cálculo indirectas:

1. Curva de Demanda, para el sector residencial.
2. Costos de Respaldo, aplicable a los sectores comercial e industrial.

Calculo CENSLD Sector Residencial: Curva de Demanda.

Se utilizará el método de la curva de demanda como cota inferior del CENSLD. Este método será aplicado para el sector de consumo residencial.

De acuerdo a la metodología tratada se definirán los siguientes valores de CENS relevantes:

- El *CENS marginal*, que refleja el valor asociado a un racionamiento del consumo para una cierta profundidad. Asumiendo que el racionamiento es anunciado con anticipación y que se administra de manera tal que se restringen los consumos menos valiosos. Este costo está asociado a un racionamiento eficiente.
- El *CENS medio*, que representa el valor promedio de los kWh que se dejan de consumir si el racionamiento es eficiente
- El *CENS medio por cortes*, que corresponde al valor promedio de la energía eléctrica que se deja de consumir cuando la restricción se administra mediante cortes de suministro. A diferencia de los dos costos anteriores, en este caso el racionamiento no es eficiente.

CENS Marginal

Se define d como la función de demanda de energía, de un consumidor durante el período de tiempo relevante asociado una restricción de energía. Esta función de demanda relaciona la cantidad de energía demandada (q) por el usuario en función del precio de la energía (p) y su ingreso (y):

$$q = d(p, y)$$

A partir de la cual es posible plantear la ecuación inversa de demanda donde se expresa el precio de la energía al cual el usuario demanda q kWh y también es función del ingreso:

$$p = v(q, y)$$

Llamando P_0 al precio de la energía durante el período de racionamiento, q_0 al consumo normal (sin restricciones) de energía al precio P_0 , Y_0 al ingreso del usuario y λ a la fracción de energía racionada, el consumo del usuario bajo el escenario de racionamiento es igual a:

$$(1 - \lambda)q_0 = q_\lambda \text{ kWh.}$$

Bajo el supuesto de que el racionamiento es eficiente, el CENS marginal es el precio al cual el usuario demandaría q_λ kWh. Este CENS lo representaremos por el símbolo v_λ y depende de la magnitud de la restricción λ , el ingreso del usuario, la cantidad de energía demandada y su precio bajo condiciones normales (sin restricciones), y_0 , q_0 y p_0 respectivamente; y las elasticidades-precio e ingreso de la demanda de energía para el período de restricción.

Asumiendo que la demanda de energía se puede representar mediante una función log-lineal o Cobb Douglas, resulta:

$$d = \alpha p^\beta y^\gamma, \text{ donde } \alpha = q_0 p_0^{-\beta} y_0^{-\gamma}$$

A partir de estas expresiones, calcular el CENS marginal (CdFMg) implica hallar la solución v_λ a la siguiente ecuación no lineal:

$$(1 - \lambda)q_0 = \alpha v_\lambda^\beta (y_0 + (v_\lambda - p_0)q_\lambda)^\gamma$$

Los parámetros β y γ en las expresiones anteriores corresponden a la elasticidad-precio y elasticidad-ingreso de la demanda respectivamente.

Para determinar estas elasticidades, se utilizará el modelo econométrico conocido en la literatura internacional como modelo de ajuste parcial, ampliamente utilizado para determinar elasticidades.

Los dos efectos principales -precio e ingreso- pueden ser estimados utilizando técnicas de regresión estándar de mínimos cuadrados ordinarios. Así, el modelo de ajuste especificado en el presente estudio fue:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \mu_t \quad (\text{función de corto plazo})$$

Dónde:

CE_t : es el Consumo de Energía Eléctrica de los usuarios, en el período t , en MWh.

PIB_t : es el PIB en precios constantes, en el período t , en USD.

TM_t : es la tarifa media de venta de energía eléctrica, en valores constantes, en el período t , en USD/MWh.

CE_{t-a} es el Consumo de Energía Eléctrica, en el período $t-1$, en MWh.

α , β , γ y δ : son los parámetros de la función de demanda, estimados mediante regresión lineal, siendo que α es la constante, β representa la elasticidad-ingreso de corto plazo; γ representa la elasticidad-precio de corto plazo y δ representa el rezago o ajuste de largo plazo (y se utiliza para determinar las elasticidades ingreso y precio de largo plazo).

μ_t : es el término de error estocástico.

Para estimar econométricamente la curva de demanda se utilizarán, de estar disponible, datos mensuales, y se trabajará con el software estadístico Eviews 8.

Asimismo, se considerará una magnitud de la restricción, λ , igual al 5% de racionamiento.

CENS medio por cortes

Por último, se considera el caso del racionamiento no eficiente, correspondiente a una estrategia en que se realizan cortes de suministro. En ese caso es posible asumir que el CENS medio por cortes ($CdFME_{co}$) refleja la pérdida del bienestar del usuario cuando la restricción es total por una fracción λ del tiempo. Para ello es preciso determinar el precio \bar{p} al cual el consumidor elegiría demandar 0 kWh y se calcula como:

$$CdFME_{co} = p_0 + \frac{1}{2}(\bar{p} - p_0), \text{ donde } \bar{p} = p_0 \left(1 - \frac{1}{\beta}\right)$$

En este caso el CENS no depende de la profundidad de la restricción y cuando los cortes de suministro son anunciados con anticipación representa una cota superior para el CENS medio.

Se deberá considerar el CENS marginal y el CENS medio por cortes como métodos de valorización de la ENS mediante el método de la función de demanda. 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.

Calculo CENSLD Sectores Comercio y Servicio, Industria: Costos de Respaldo.

Se utilizará el enfoque denominado "costos de respaldo" como cota superior del CENSLD (este método será aplicado para los sectores comercial e industrial. Esta metodología propone la medición de la voluntad de pago a través de estimar los costos de autogeneración. En efecto, dado que los usuarios (especialmente industriales y comerciales) pueden tomar acciones preventivas instalando capacidad de respaldo (autogeneración), es posible suponer que una firma maximizadora de beneficios invertirá en equipos de respaldo hasta que la ganancia esperada del kWh marginal autogenerado sea igual a la pérdida esperada del kWh marginal que no es suministrado.

Para estimar los costos de respaldo será necesario realizar hipótesis respecto a las horas de interrupción por año y la tasa de descuento. Para los cálculos se requiere información sobre el costo de equipos de emergencia o auto generadores de diversos tamaños, sus respectivos costos fijos y variables de operación y mantenimiento (incluyendo el costo de combustible determinado por el precio del combustible y el consumo específico del equipo) y sus vidas útiles.

Para determinar el CENS mediante este método se deberán considerar dos escenarios respecto al tiempo de operación por año: 50 horas y 100 horas. Los cálculos se basan 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:

- Considerar un 10% de costos de transporte hasta la aduana de cada país.
- Para estimar el costo fijo, estimar la anualidad del equipo considerando un coste de capital de 10% anual y una vida útil de 15 años, y los costos de inversión que se hayan podido relevar a la fecha de cálculo.
- Para estimar el costo fijo de Operación y Mantenimiento (O&M), considerar un valor unitario referencial de 3% anual respecto al costo total de la inversión.
- Considerar el costo del diésel oil en cada país, a la fecha de cálculo.
- Para determinar el consumo de combustible, considerar las especificaciones técnicas del equipo elegido.

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

Bloque 1 0-5% de la dem	• Función de demanda
Bloque 2 5-10% de la demanda	• Costos de respaldo de autogeneración
Bloque 3 10-30% de la demanda	• Costos de respaldo de autogeneración
Bloque 4 >30% de la demanda	• Valor del ocio y valor agregado perdido

EL CENS REGIONAL

Para determinar el valor regional, se consideró el criterio de ponderar los valores resultantes de cada país del MER por la energía consumida.

Los ponderadores se incluyen en la siguiente tabla:

TABLA 2 PONDERADORES PARA DETERMINAR EL CENS REGIONAL [EN USD/MWH 2016]

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

Handwritten signatures and a circular stamp are present in the bottom right corner of the page.