

**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-15-2023, emitida el veintinueve de junio de dos mil veintitrés, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-15-2023**

**LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 28 de febrero de 2018, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la Resolución CRIE-32-2018, mediante la cual se adicionó al Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Anexo M denominado: *“Metodología para el Cálculo del Excedente del Consumidor”*.

**II**

Que el 15 de diciembre de 2022 y el 27 de marzo de 2023, la CRIE emitió las resoluciones CRIE-30-2022 y CRIE-08-2023 respectivamente, mediante las cuales se aprobaron modificaciones al RMER relacionadas con el Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, ajustándose entre otros aspectos, los numerales M.1 y M.5 del Anexo M del Libro III del RMER.

**III**

Que el 05 de mayo de 2023, mediante el oficio EOR-PJD-04-05-2023-015 presentado vía correo electrónico ante la CRIE, el Ente Operador Regional (EOR) remitió el Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario (IRMER-E-02-2023) que contiene la *“Propuesta de modificación regulatoria: ‘Actualización de las curvas de demanda inelástica y elástica de electricidad para determinar el excedente del consumidor’ del Anexo M, Libro III, del RMER”*, así como el anexo denominado: *“Actualización de las curvas de demanda inelástica y elástica de electricidad, para el cálculo del excedente de los consumidores”* elaborado por la entidad Grupo Mercados Energéticos (GME) como parte de una consultoría contratada por el EOR.

**IV**

Que el 11 de mayo de 2023, los equipos técnicos de la CRIE y del EOR sostuvieron una reunión para discutir distintos aspectos relacionados con la propuesta presentada por el Operador Regional mediante el informe IRMER-E-02-2023. Como resultado de dicha

reunión, se acordó la presentación a detalle de los resultados del informe de revisión de la metodología del Anexo M del Libro III del RMER, por parte de la entidad GME, en el marco de la consultoría llevada a cabo por ésta.

## V

Que los días 17 y 30 de mayo de 2023, se realizaron dos reuniones de trabajo entre el equipo técnico de la CRIE y la entidad GME junto con el equipo técnico del EOR, a efecto de analizar el informe denominado “*Actualización de las curvas de demanda inelástica y elástica de electricidad, para el cálculo del excedente de los consumidores*”, acordándose la necesidad de que el consultor efectuara ajustes al referido informe. En ese sentido, el 7 de junio de 2023 el EOR remitió el informe ajustado.

## CONSIDERANDO

### I

Que en el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), se establecen, entre otros fines, los siguientes: “(...) f) *Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...) // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región. (...)*”.

### II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia. Asimismo, de conformidad con los literales a) y b) del artículo 22 del Tratado Marco, entre sus objetivos generales se encuentran los de: “*Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.*” y “*Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento*”.

### III

Que el artículo 23 del Tratado Marco asigna a la CRIE, entre otras, las siguientes facultades: “(...) // a. *Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (...)*” // c. *Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...)*” // e. *Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (...)*”.

#### IV

Que de acuerdo al procedimiento establecido en el apartado 1.8.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la CRIE es el ente competente para modificar el referido reglamento; tomando en cuenta para el efecto, los fines y objetivos del Mercado Eléctrico Regional, regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos.

#### V

Que el numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, establece el procedimiento de revisión y aprobación de modificaciones al RMER, disponiendo en su literal f) que: *“(…) Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al RMER impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará mediante resolución una modificación transitoria al RMER que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia. (…)”*.

#### VI

Que según lo indicado por el EOR en el Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario (IRMER-E-02-2023) que contiene la *“Propuesta de modificación regulatoria: ‘Actualización de las curvas de demanda inelástica y elástica de electricidad para determinar el excedente del consumidor’ del Anexo M, Libro III, del RMER”*, durante el proceso de actualización de las curvas de demanda inelástica y elásticas de electricidad de los seis países miembros del MER conforme lo establecido en el Anexo M del Libro III del RMER, se presentaron diversos problemas relacionados con la falta de información y con aspectos relativos a la especificación de datos de entrada para la aplicación del modelo econométrico, lo que repercutió en resultados con valores no significativos, con baja bondad de ajuste, con signos contrarios a los esperados según la teoría econométrica, entre otros. Por lo tanto, debido a estas circunstancias y en aplicación de la regulación regional, los 18 sectores analizados deberían ser considerados como totalmente inelásticos. Ahora bien, en el marco del ejercicio de la expansión de la generación y la transmisión regional, el asumir que las demandas de electricidad de los países miembros del MER poseen un comportamiento perfectamente inelástico, implicaría que la demanda a servir sin expansión y con expansión sería siempre la misma, por lo que, al aplicar lo establecido en el numeral 10.3.5.6 del Libro III del RMER, el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional, quedaría básicamente determinado por la diferencia de costos marginales sin expansión y con expansión, multiplicado por la demanda total, más el cambio en el excedente de los productores (generadores).

## VII

Que derivado del análisis efectuado a la propuesta de modificación normativa presentada por el EOR mediante el IRMER-E-02-2023, se determinó necesario realizar modificaciones al Anexo M del Libro III del RMER denominado: “*Metodología para el Cálculo del Excedente del Consumidor*”, con el fin de mejorar la norma y dotarla de los siguientes beneficios: a) proporcionar flexibilidad al modelo econométrico; b) aumentar la precisión del modelo econométrico al establecer una especificación mensual de información de entrada en lugar de una periodicidad anual; c) control de estacionalidad, a partir de la inclusión de variables explicativas dicotómicas (dummies) en la regresión para once de los doce meses del año; d) mejorar el cálculo de la componente inelástica de la demanda definida en el numeral M.2 del Anexo M; e) eliminar la dependencia del número de clientes al reemplazar la demanda unitaria por la demanda total; y f) control de Outliers o valores atípicos, que permitirá aislar los efectos de dichos valores a la hora de estimar el modelo econométrico y además testear su significatividad estadística. Dichas modificaciones tienen carácter de urgencia, toda vez que estas son de vital importancia para una adecuada clasificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional, lo anterior, en el marco de la formulación del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional que actualmente está llevando a cabo el Operador Regional.

## VIII

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento interno de la CRIE, aprobado mediante la Resolución CRIE-31-2014: “*La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. (...) // d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)*”.

## IX

Que en la sesión presencial número 175, llevada a cabo el día 29 de junio de 2023, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado lo planteado por el EOR en el Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario (IRMER-E-02-2023) que contiene la “*Propuesta de modificación regulatoria: ‘Actualización de las curvas de demanda inelástica y elástica de electricidad para determinar el excedente del consumidor’ del Anexo M, Libro III del RMER*”, acordó aprobar transitoriamente las modificaciones detalladas en el Anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia. Lo anterior, en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER.

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

Con base en los resultados y considerandos que anteceden, así como en lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento Interno de la CRIE;

**RESUELVE**

**PRIMERO. APROBAR** transitoriamente las modificaciones detalladas en el Anexo de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, por un plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigencia. Lo anterior, en los términos establecidos en el literal f) del numeral 1.8.4.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

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

**PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en diecisiete (17) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día viernes (30) de junio de dos mil veintitrés (2023).

**Giovanni Hernández  
Secretario Ejecutivo**

## ANEXO DE LA RESOLUCIÓN CRIE-15-2023

### **MODIFICACIÓN NORMATIVA CON CARÁCTER DE URGENCIA, REFERENTE AL ANEXO M DEL LIBRO III DEL RMER DENOMINADO: “METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR”**

Modificar el Anexo M del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

#### **GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS**

BS:	Beneficio Social (excedente del consumidor+excedente del productor)
EC:	Excedente del Consumidor
IMAE:	Índice Mensual de Actividad Económica
PIB:	Producto Interno Bruto
STR:	Sistema de Transmisión Regional
SUR:	Seemingly Unrelated Regressions
VAD+T:	Valor Agregado de Distribución más Transmisión

#### **M.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR**

En el presente Anexo, se desarrolla la metodología para el cálculo del excedente del consumidor (EC) sobre la base que la demanda se compone de una característica inelástica y una característica de elasticidad precio por categoría tarifaria para cada país.

Siendo la función objetivo en el SPGTR la maximización del Beneficio Social, es decir, la maximización del EC más el excedente del productor, la presente metodología desarrolla el cálculo de la función de demanda para el cálculo del EC y su inclusión en el módulo correspondiente del SPGTR.

##### Excedente del consumidor para la característica elástica

Es la diferencia económica existente entre el precio máximo que un consumidor está dispuesto a pagar por una determinada cantidad de energía y lo que en realidad paga, determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

En forma teórica se calcula como la suma de las predisposiciones a pagar de los consumidores por las respectivas cantidades que se demandarían a los correspondientes precios, menos el costo de compra, calculado como el precio vigente multiplicado por las cantidades demandadas.

Debido a la dificultad de observar y medir las predisposiciones a pagar, se simplifica el cálculo mediante la estimación de una función de demanda en función del precio, a partir de las elasticidades precio-demanda por categoría de usuario.

### Excedente del consumidor para la característica inelástica

Es la diferencia económica entre el Costo de la Energía No Suministrada y lo que en realidad paga la demanda, determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

Se debe de calcular como la sumatoria del producto de las cantidades demandadas en la característica inelástica de la demanda multiplicado por la diferencia del Costo de la Energía No Suministrada y el precio marginal.

El procedimiento que seguirá el EOR para el cálculo del EC, constará de las siguientes etapas:

- 1) Cálculo de la elasticidad demanda-precio ( $\alpha$ ) y de la elasticidad ingreso de la demanda ( $\beta$ ).
- 2) Determinación de las curvas de demandas por país.
- 3) Equivalencia entre la curva de demanda individual y la demanda total del mercado en función del precio de mercado.
- 4) Modelación del escalonamiento de la demanda.
- 5) Cálculo del Excedente del Consumidor.
- 6) Actualización del Excedente del Consumidor.

### Excedente del Productor

Es la diferencia económica existente entre el precio de mercado (determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda), al que un generador vende una determinada cantidad de energía y el precio mínimo al que está dispuesto a vender.

El Excedente del Productor se calculará como el producto de la cantidad de energía vendida por un generador (despacho del generador), multiplicado por la diferencia entre el precio de venta (precio marginal del sistema) y el precio mínimo al que está dispuesto a vender.

#### **M.1.1 Cálculo de la elasticidad demanda-precio ( $\alpha$ ) y de la elasticidad ingreso de la demanda ( $\beta$ )**

La metodología requiere información sobre el consumo de electricidad y la tarifa media mensual en términos reales de cada sector por categoría de usuario (residencial, comercial, industrial, otros, no regulados), el IMAE por país y el PIB per cápita.

La elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica ( $\alpha$ ) se define como la proporción del aumento en el consumo de energía eléctrica ( $\Delta d$ ) ante un cambio proporcional en el precio ( $\Delta p$ ).

La elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica ( $\beta$ ) se define como la proporción del aumento en el consumo de energía eléctrica ( $\Delta d$ ) ante un cambio proporcional en el ingreso ( $\Delta \gamma$ ).

Para determinar ambas elasticidades, se utilizará un modelo econométrico de regresión exponencial, estimando los parámetros mediante el método Seemingly Unrelated Regressions (SUR). La ecuación a especificar resulta la siguiente:

$$d_{i,u,t} = A_{i,u} * p_{i,u,t}^{\alpha} * \gamma_{i,t}^{\beta} * C_{i,u,t}^{\delta} * \prod_{j=2}^{12} S_j^{\theta_j} * \prod_{k=1}^3 d_{i,u,t-k}^{\phi_k}$$

Donde:

- $d_{i,u,t}$ : demanda mensual de energía, medida en MWh para el país  $i$ , sector  $u$  y periodo  $t$ .
- $A_{i,u}$ : constante del modelo para el país  $i$ , sector  $u$ .
- $p_{i,u,t}^{\alpha}$ : tarifa media mensual en términos reales, medida en USD/MWh para el país  $i$ , sector  $u$ , periodo  $t$  y exponente asociado  $\alpha$ . En caso de no conocerse las tarifas de los usuarios no regulados se estimarán las mismas a partir de los precios de mercado mayorista nacional correspondiente y una hipótesis de margen del 5% sobre el precio promedio mensual del mercado.
- $\gamma_{i,t}^{\beta}$ : Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE) medido en USD para el país  $i$ , periodo  $t$  y exponente asociado  $\beta$ .
- $C_{i,u,t}^{\delta}$ : variable de control por eventos atípicos para el país  $i$ , sector  $u$  y periodo  $t$  y exponente asociado  $\delta$ .
- $S_j^{\theta_j}$ : variable de control por efecto de la estacionalidad y exponente asociado  $\theta_j$ . Donde  $j$  son los meses del año que van de febrero (mes N°2) a diciembre (mes N°12).
- $d_{i,u,t-k}^{\phi_k}$ : variable de control por efecto del rezago en  $k$  períodos de la variable dependiente, para el país  $i$ , sector  $u$ , periodo  $t$  y exponente asociado  $\phi_k$ .
- $i$ : representa a cada país.
- $u$ : categoría de sectores por tipo de usuario: residencial, comercial, industrial, otros. Debe considerarse los usuarios regulados y no regulados. De no contar con datos por categoría de usuario, se realizará una estimación de la demanda global.
- $\alpha$ : elasticidad precio de la demanda.
- $\beta$ : elasticidad ingreso de la demanda.

Se utilizará un software estadístico<sup>1</sup> para la determinación de las curvas de demandas y de estar disponibles, series históricas de 10 o más años con periodicidad mensual.

<sup>1</sup> Se recomienda el uso de software como el Eviews o similares.

Se espera una elasticidad-precio negativa, acorde a la teoría económica:  $\alpha < 0$ . Si el resultado es contrario, se utilizarán las elasticidades precio de la demanda definidas en estudios aprobados por el Regulador Nacional o el Ministerio de Energía, en el caso que no se disponga de dichos estudios, se podrán emplear las elasticidades precio de la demanda determinadas en el último estudio regional utilizado por el EOR.

Para determinar la existencia de correlación contemporánea, se deberá llevar a cabo una prueba de hipótesis que corrobore si las covarianzas de las perturbaciones son distintas a cero. La hipótesis es:

$$H_0: \sigma_{mj} = 0$$

$H_1$ : al menos una de las covarianzas es diferente de cero.

La prueba estadística apropiada es el multiplicador de Lagrange, el cual se calcula como:

$$\lambda = N \sum_{m=2}^M \sum_{j=1}^{m-1} r_{mj}^2 \xrightarrow{d.a.} \chi^2$$

Donde:

$N$ : tamaño de la muestra

$M$ : indica dimensiones a analizar

$m$ : es un índice de iteración

$j$ : segundo índice para iterar dentro de cada combinación de variables

d.a. indica distribución asintótica

$r_{mj}^2$  es el coeficiente de correlación cuadrado calculado como:

$$r_{mj}^2 = \frac{\sigma_{mj}^2}{\sigma_{mm}\sigma_{jj}}$$

Siendo  $\sigma_{mj}$  covarianzas de los errores.

El estadístico de prueba es una chi cuadrado ( $\chi^2$ ) con tantos grados de libertad como ecuaciones.

El método de estimación de SUR es de mínimos cuadrados generalizados factibles, con lo cual los estimadores resultantes son consistentes y eficientes de corroborarse la correlación contemporánea.

Si no existe correlación contemporánea, podrá usarse el método de mínimos cuadrados ordinarios para ecuaciones individuales.

## M.2 Determinación de las curvas de demandas por país

Para los nodos de carga en el módulo correspondiente del SPGTR, la demanda se especifica como una curva que indica cuál es su disposición a adquirir energía para diferentes niveles de precio del sistema.

Para cada curva de demanda se define la utilización de demandas mixtas, las cuales constan de un primer nivel totalmente inelástico de la demanda y niveles posteriores de demanda elástica definidos en orden decreciente de precio.

El componente inelástico de la demanda, corresponde a la demanda que debe ser necesariamente atendida. Su interrupción está solamente asociada a la incapacidad física del sistema en atenderla y se determinará evaluando la variable de tarifa media mensual en términos reales de la ecuación de demanda mensual  $d_{i,u,t}$  al valor establecido en el cuarto bloque del Costo de Energía No Suministrada (CENS) regional.

En cuanto a la determinación de la parte elástica de la curva de demanda, el EOR deberá determinar la curva de demanda por país considerando el IMAE; se deberá calcular una ecuación de demanda en función del precio, con un coeficiente  $B_{i,u,t}$  distinto para cada mes, estimando la proyección del IMAE tomando como referencia la proyección del PIB en los años del horizonte de análisis:

$$d_{i,u,t} = B_{i,u,t} * p_{i,u}^{\alpha}$$

Donde:

$$B_{i,u,t} = A_{i,u} * \gamma_{i,t}^{\beta}$$

$\gamma_{i,t}$ : IMAE proyectado para cada mes, en USD

$t$ : período mensual

$\beta$ : elasticidad ingreso de la demanda

$A_{i,u}$ : constante para cada país  $i$ , sector  $u$

## M.3 Equivalencia entre la curva de demanda individual y la demanda total del mercado en función del precio de mercado

La inclusión de las demandas en el módulo correspondiente del SPGTR, requiere de su incorporación en términos de demanda total por categoría de usuario en función de los precios de mercado para cada país. La demanda total del sistema corresponderá a la suma total de las demandas por categoría de usuario.

La demanda elástica total por categoría de usuario, se debe determinar mediante el procedimiento detallado a continuación:

- I. Se utilizará la demanda total anual por categoría de usuario de cada país, expresando la demanda total en MWh.
- II. El VAD+T de cada categoría de usuario, se calcula como la tarifa final de venta de energía de cada categoría de usuario en el último año con información disponible, menos el precio de mercado del último año con información disponible, expresado en dólares por MWh. Estos VAD+T se consideran fijos para todos los niveles de tarifas y precios de mercado que conforman las curvas demanda-precio.
- III. Se calculan los valores del precio de mercado para cada categoría de usuario como la diferencia entre la tarifa final de venta de energía menos el VAD+T correspondiente a esa categoría de usuario.

De esta manera, se obtienen las curvas de demanda-precio para todas las categorías de usuarios.

En el caso de no contar con la información necesaria para hacer el cálculo por categoría de usuario, se aplicará el mismo procedimiento, pero considerando las demandas, tarifas medias mensuales y VAD+T totales para cada país.

#### **M.4 Modelación del escalonamiento de la demanda**

La demanda elástica total por categoría de usuario, debe ingresarse al módulo del SPGTR mediante un rango discreto de pares de demanda-precio. Se deberá incorporar un nivel inelástico y como mínimo 3 niveles elásticos de la demanda, según se determine en la actualización de las curvas de demanda.

La definición de los niveles elásticos de demanda-precio, se determinarán con base a valores representativos de los precios de mercado vigentes en los países del MER en valores reales, de la siguiente manera:

Nivel 1: Componente inelástico de la demanda (conforme lo establecido en el numeral M.2)

Nivel  $n$ :  $p_n$

Donde:

$n$ : es el nivel de precio de la demanda elástica, iniciando en el nivel 2

$p_n$ : precio de mercado del nivel  $n$  ( $p_2, p_3, \dots, p_n$ )

Para cada nivel de precio definido, se debe calcular cuál es la cantidad total de energía que esta demanda está dispuesta a comprar hasta este precio del sistema, o sea, cuánto de energía comprará si el precio del

sistema (costo marginal de la demanda) es menor o igual al primer nivel de precio de la demanda elástica.

En la definición de los precios para cada nivel de demanda se observarán las siguientes condiciones: (i) el precio de un nivel dado, debe ser obligatoriamente menor que el precio del nivel anterior; y (ii) la cantidad de energía de un nivel dado, debe ser obligatoriamente mayor que la cantidad de energía del nivel anterior.

Para modelar el escalonamiento de la demanda, se seguirá el siguiente procedimiento:

- I. Determinar las relaciones de las distintas demandas inelástica y elásticas, respecto de la demanda del año base del estudio. El año base corresponde al año inmediato anterior al de la realización de dicho estudio. Para cada país  $i$  y precio de mercado correspondiente a cada uno de los niveles definidos, se calcularán los coeficientes de elasticidad de demanda según:

$$K_{i,n} = d_{i,n}/d_{i,b}$$

Donde:

$K_{i,n}$ : coeficiente de elasticidad de demanda correspondiente al país  $i$  y nivel de precios  $n$ .

$d_{i,n}$ : demanda total del sistema correspondiente al país  $i$  y nivel de precios  $n$ .

$d_{i,b}$ : demanda total del sistema correspondiente al país  $i$  del año base  $b$ .

- II. Obtener las demandas inelástica y elásticas correspondientes a cada nivel  $n$  incluyendo el nivel de demanda inelástica, aplicando la siguiente formula:

$$d_{i,t,h,n} = d_{i,t,h} * K_{i,n}$$

Donde:

$d_{i,t,h}$  es la demanda total proyectada para cada país  $i$ , período  $t$  y bloque horario  $h$ .

- III. Ingresar al módulo del SPGTR el rango discreto de pares de demanda-precio.

En el caso de no contar con la información para hacer el cálculo por categoría de usuario se aplicará el mismo procedimiento, pero considerando las demandas totales por país, período y bloque horario.

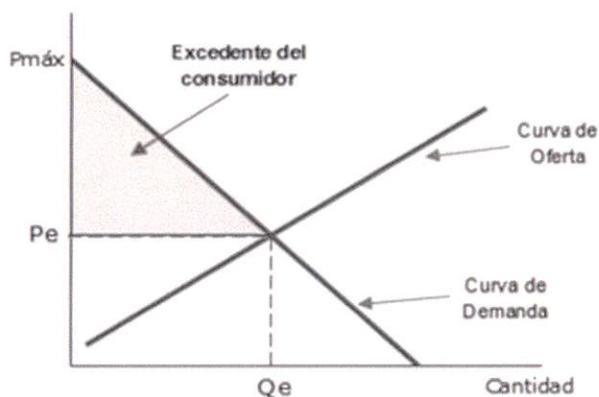
## M.5 Cálculo del excedente del consumidor

Para determinar el excedente del consumidor se debe de sumar el excedente del consumidor resultante de la característica elástica de la demanda más el excedente del consumidor resultante de la característica inelástica.

### Excedente del consumidor para la característica elástica

Un consumidor estaría dispuesto a pagar un precio máximo para poder consumir cierta cantidad de energía. Visto de otro modo, se puede decir que un consumidor estaría dispuesto a pagar un monto mayor al precio que paga por la energía que consume, antes de no disponer de la misma.

Esta diferencia entre la disposición a pagar y el precio pagado para todas las unidades consumidas de energía eléctrica, es el llamado excedente del consumidor para la característica elástica. Gráficamente es el área formada por el triángulo  $P_{m\acute{a}x}$ ,  $P_e$ ,  $Q_e$  que se puede observar en la siguiente figura.



Matemáticamente, es la integral de la función de demanda  $P=f(Q)$  entre 0 y la cantidad de equilibrio ( $Q_e$ ), menos el precio por la cantidad de equilibrio ( $Q_e \cdot P_e$ ):

$$EC = \int_0^{Q_e} f(Q)dQ - Q_e P_e$$

La demanda en el módulo del SPGTR se modela en forma escalonada y la función objetivo del módulo de optimización de este programa es la maximización del BS, es decir, la maximización de la suma del Excedente del Consumidor y del Excedente del Productor:

$$\text{Max: } \left\{ \underbrace{\sum_1^k (p_{mg} - C_{vk}) * g_k}_{\text{Excedente del Productor}} + \underbrace{\sum_1^n (p_n - p_{mg}) * B * P_n^\alpha}_{\text{Característica elástica}} + \underbrace{\sum_1^z (P_{defz} - p_{mg}) * Q_{inez}}_{\text{Característica inelástica}} \right\}$$

Donde:

$p_{mg}$ : es el precio marginal del sistema

$C_{vk}$ : costo variable ( $V_1, V_2, \dots, V_k$ ) de cada uno de los generadores ( $k_1, k_2, \dots, k_k$ )

$g_k$ : despacho del generador  $k$

$p_n$ : corresponde al precio de mercado de cada uno de los niveles definidos ( $p_1, p_2, \dots, p_n$ )

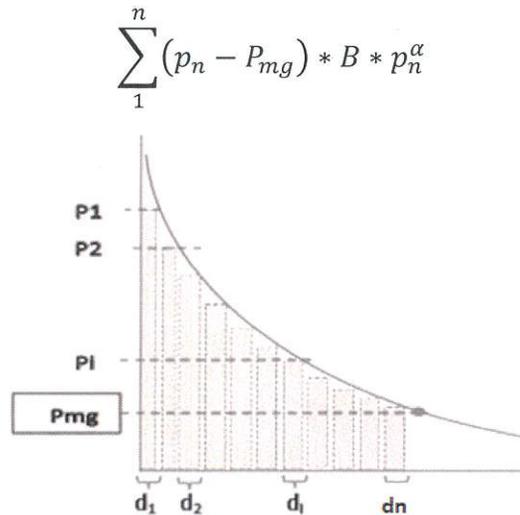
$B$ : es una constante

$\alpha$ : elasticidad precio de la demanda

$P_{defz}$ : es el Costo de la Energía no Suministrada del escalón  $z$

$Q_{inez}$ : es la demanda inelástica correspondiente al escalón  $z$

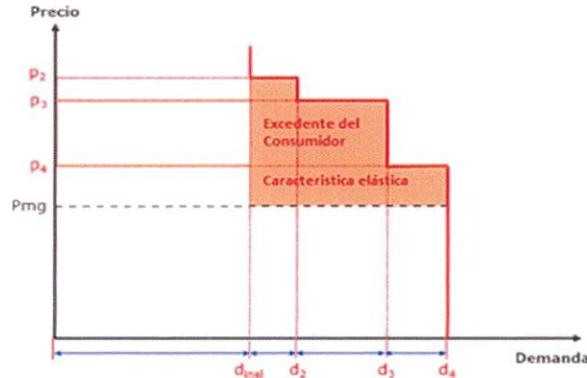
Específicamente, el excedente del consumidor de la característica elástica resulta ser:



Como la expresión  $B * p_n^\alpha$  es la demanda de cada escalón ( $d_n$ ), la expresión de cálculo del EC para la característica elástica que se utiliza es:

$$EC = \sum_1^n (p_n - P_{mg}) * d_n$$

En el gráfico se representa en el área sombreada el cálculo del EC para la característica elástica según la expresión anterior, para el caso de una demanda modelada con 3 niveles elásticos.



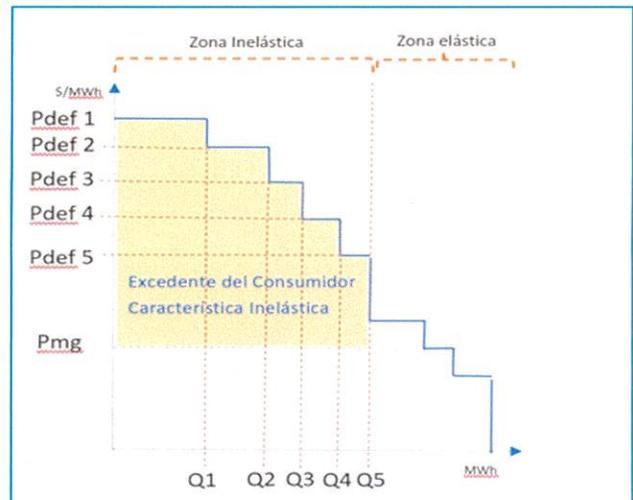
Excedente del consumidor para la característica inelástica

De la función objetivo del módulo de optimización de la maximización del BS, el Excedente del consumidor para la característica inelástica resulta ser:

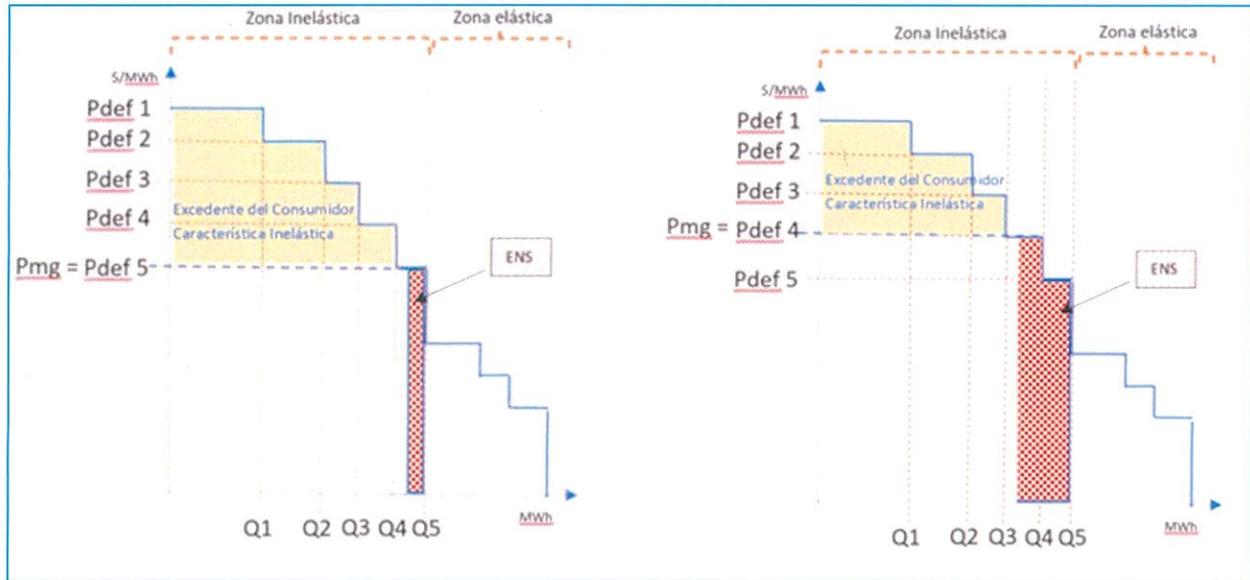
$$\sum_1^z (Pdef_z - p_{mg}) * Qine_z$$

En el gráfico se representa en el área sombreada el cálculo del EC para la característica inelástica según la expresión anterior, para el caso de una modelación del costo de la Energía No Suministrada de 5 escalones.

En caso de ocurrir ENS, el precio marginal del sistema será igual al costo de la Energía no Suministrada del escalón que se halla activado por lo que para ese escalón, el excedente del consumidor será igual a cero. Lo mismo ocurrirá para los escalones que tengan un costo inferior al precio del sistema. En los gráficos a continuación se ilustra lo anterior.



*Lin* *[Firma]* *[Firma]* *[Firma]*



### M.6 Actualización del Excedente del Consumidor

El cálculo de las curvas de demanda establecido en la presente metodología, deberá ser actualizado por parte del EOR como máximo cada cinco (5) años. Para tal efecto, dicho Operador deberá mantener una base de datos con registros recopilados anualmente, sobre las variables que se utilizan en los análisis econométricos y el modelado de la demanda por país, siendo éstos como mínimo, los siguientes:

1. Demanda de energía (MWh/mes), facturaciones totales (USD/mes) para las distintas categorías de usuarios: residenciales, comerciales, industriales, otros. Deben considerarse los usuarios regulados y no regulados. En caso de no conocerse las tarifas de los usuarios no regulados, las mismas se estimarán a partir de los precios del mercado mayorista nacional correspondiente y una hipótesis de margen del 5% sobre el precio promedio mensual del mercado.
2. Precios medios del mercado mayorista nacional correspondiente (USD/MWh).
3. El VAD+T: Valor agregado por distribución y transmisión del último año con información disponible en USD/MWh por categoría de usuario.
4. IMAE por país en moneda constante y tipo de cambio anual promedio.
5. Toda información estadística macroeconómica, debe obtenerse a través del Bancos Centrales, Ministerios de Economía o Ministerios de Hacienda de cada país, o bien de entidades como la Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano (SECMCA) u organismos similares. También, se podrá utilizar información disponible de carácter público de organismos multilaterales.

6. El modelo econométrico será estimado a partir de series históricas de 10 o más años con periodicidad mensual. En caso de no estar disponible la información con periodicidad mensual, se considerará la utilización de datos anuales, los cuales deberán ser desagregados mensualmente.
7. En caso de que para alguno de los países no se disponga de la información requerida para la actualización del Excedente del Consumidor, se utilizarán las elasticidades precio de la demanda definidas en estudios aprobados por el Regulador Nacional o el Ministerio de Energía, de no contar con dichos estudios, se podrán emplear las elasticidades precio de la demanda determinadas en el último estudio regional utilizado por el EOR.

El EOR deberá remitir a la CRIE la base de datos con registros recopilados anualmente una vez ésta haya sido actualizada.