

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

MAYO 2024

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 3 |
| 1 ANTECEDENTES | 5 |
| 1.1 DEMANDA, COSTOS MARGINALES ESPERADOS Y FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN. 5 | |
| 1.2 MODELACIÓN TEMPORAL DE LAS VARIABLES | 5 |
| 1.3 TIPO DE CAMBIO | 5 |
| 1.4 TASA DE ACTUALIZACIÓN..... | 5 |
| 2 METODOLOGÍA..... | 6 |
| 2.1 DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL | 6 |
| 2.2 DETERMINACIÓN DEL AJUSTE A LA BANDA DE MERCADO AL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS..... | 10 |
| 3 RESULTADOS | 13 |
| 3.1 PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA..... | 13 |
| 3.2 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO MEDIO DE MERCADO..... | 15 |
| 3.2.1 Determinación Precio Medio Básico | 15 |
| 3.2.2 Determinación de Banda de Precios | 15 |
| 3.2.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado | 16 |
| 3.3 PRECIOS ESTABILIZADOS | 17 |
| 3.4 FORMULA DE INDEXACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS | 18 |

INTRODUCCIÓN

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 9º del Decreto Supremo Nº 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala¹ (en adelante, “DS 88/2020”), los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, y a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º del D.F.L. Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica (en adelante, la “Ley”), de acuerdo a las disposiciones contenidas en el citado reglamento y en la normativa vigente.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 17º del DS 88/2020, los precios estabilizados a que se refiere el párrafo primero serán fijados por el Ministerio de Energía, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión Nacional de Energía (en adelante, “Comisión”) y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial. Estos precios serán calculados por la Comisión sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”) realizada con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

Para efectos de realizar dicho cálculo, un mes después de la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión, deberá comunicar el informe técnico preliminar con el cálculo de los precios estabilizados al Ministerio de Energía y al Coordinador, y éste último lo pondrá a disposición de los Coordinados, debiendo además ser publicado en el sitio web de la Comisión. Los Coordinados tendrán un plazo de diez días hábiles para observar dicho informe.

El informe técnico de precios estabilizados deberá contener, al menos lo siguiente:

- a) La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo realizada en febrero o agosto de cada año, según corresponda, a los distintos intervalos temporales definidos para el cálculo;
- b) Los precios estabilizados de energía por intervalo temporal para las barras donde se determine el Precio de Nudo de Corto Plazo de febrero o agosto de cada año, según corresponda;

¹ Publicado en el Diario Oficial con fecha 8 de octubre de 2020.

- c) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y,
- d) Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado.

Según el procedimiento establecido en el artículo 17º del DS 88/2020 ya citado, la Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar de precios estabilizados, las cuales podrán ser acogidas, total o parcialmente, o rechazadas fundadamente, y deberá publicar en su sitio web un informe técnico definitivo con los resultados del proceso de determinación de los precios estabilizados, a más tardar, dentro de los tres meses siguientes a la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, el que deberá ser comunicado al Ministerio de Energía para efectos de la dictación del correspondiente decreto.

Atendido que, con fecha 29 de febrero de 2024, se comunicó la Resolución Exenta Nº 73 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el Informe Técnico Definitivo, de enero de 2024, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "ITD PNCP"), a través del presente informe se da cumplimiento a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 17º del DS 88/2020, y en consideración que no se recibieron observaciones respecto del informe técnico preliminar ya mencionado, mediante el presente informe técnico definitivo esta Comisión expone los resultados del proceso de determinación de los precios estabilizados, los que serán comunicados al Ministerio de Energía para efectos de la dictación del decreto correspondiente.

1 ANTECEDENTES

En este capítulo, se presentan los principales antecedentes utilizados en la determinación de los precios estabilizados en el SEN, que, conforme a lo establecido en el artículo 17° del DS 88/2020, corresponderán a aquellos utilizados en la determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo contenida en el ITD PNCP, según lo ya señalado en la introducción de este informe.

1.1 DEMANDA, COSTOS MARGINALES ESPERADOS Y FACTOR DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

En virtud de lo establecido en el inciso segundo del artículo 17° del DS 88/2020, los antecedentes de demanda y de la simulación de la operación esperada del SEN provienen de los resultados contenidos en el ITD PNCP, por lo que el detalle de la demanda y de los costos marginales esperados, tanto en términos geográficos asociados a barras del SEN, como en su temporalidad, asociada a la relación año, mes y bloque, corresponden íntegramente a aquellos contenidos en el ITD PNCP y sus bases de cálculo.

Asimismo, se considera el factor de regulación de tensión determinado en el ITD PNCP.

1.2 MODELACIÓN TEMPORAL DE LAS VARIABLES

En consistencia con la modelación temporal de las variables utilizada en el ITD PNCP, se considera una temporalidad para cada mes de 24 bloques. Así, cada mes contiene 12 bloques que representan un día hábil promedio y 12 bloques que representan un día no hábil promedio.

1.3 TIPO DE CAMBIO

Se utiliza el mismo tipo de cambio utilizado en el ITD PNCP, que corresponde a 886,61 \$/USD.

1.4 TASA DE ACTUALIZACIÓN

La tasa de actualización considerada para los cálculos es de 10% real anual, según lo establecido en la letra d), del artículo 165° de la Ley.

2 METODOLOGÍA

Para dar cumplimiento a lo establecido en el Capítulo 3 del Título I del DS 88/2020, la Comisión ha aplicado la metodología para determinar los precios estabilizados de acuerdo al procedimiento indicado en los párrafos 2° y 3° del citado capítulo, según se indica a continuación:

- a) Determinación de los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal.
- b) Determinación del ajuste a la banda de mercado al Precio Básico de Energía por intervalo temporal y determinación de los precios estabilizados.
- c) Determinación de la fórmula de indexación de los precios estabilizados.

La metodología empleada para dar cumplimiento con las etapas indicadas anteriormente se describe a continuación.

2.1 DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL

Los Precios Básicos de Energía son determinados por intervalo temporal, para cada una de las barras del SEN en las cuales se determinaron los Precios de Nudo de Corto Plazo contenido en el ITD PNCP, de forma tal que éstos representen la operación del sistema en intervalos temporales dentro del día. En virtud de lo establecido en el artículo 18° del DS 88/2020, en la Tabla 1 son presentados los intervalos temporales utilizados para el cálculo de precios estabilizados.

Tabla 1: Intervalos temporales para el cálculo de precios estabilizados

| Número intervalo | Hora de inicio | Hora de término |
|------------------|----------------|-----------------|
| 1 | 0:00 | 3:59 |
| 2 | 4:00 | 7:59 |
| 3 | 8:00 | 11:59 |
| 4 | 12:00 | 15:59 |
| 5 | 16:00 | 19:59 |
| 6 | 20:00 | 23:59 |

Complementariamente, a partir de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del sistema eléctrico utilizada con ocasión del ITD PNCP, de acuerdo a lo establecido en el subcapítulo 1.1 del presente informe, se obtienen los costos marginales esperados y la demanda de energía del sistema, en cada una de las subestaciones del sistema eléctrico en las que se definieron los Precios de Nudo de Corto Plazo.

Por otra parte, de acuerdo con lo indicado en el artículo 19° del DS 88/2020, se determinan los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Precio Básico Energía por intervalo temporal}_{n,t} = \frac{\sum_i^N \frac{CMg_{i,n,t} \cdot E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_i^N \frac{E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

- i : Mes i -ésimo del horizonte de evaluación.
- n : Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.
- t : Intervalo temporal t dentro del día, de acuerdo con la Tabla 1.
- N : Número de meses del periodo de cálculo respectivo.
- $CMg_{i,n,t}$: Costo marginal promedio, en el mes i , en el nodo o barra n , para el intervalo temporal t .
- $E_{i,n,t}$: Energía del mes i , en el nodo o barra n , para el intervalo temporal t .
- r : Tasa de actualización definida en el artículo 165° literal d) de la Ley.

Cada antecedente y resultado de la operación esperada presenta una granularidad temporal igual a los bloques de la simulación indicada en el subcapítulo 1.2. Es decir, cada mes es representado por dos tipos de días promedio, uno hábil y otro no hábil, en los cuales cada día es modelado mediante doce bloques. Para efectos de determinar el costo marginal promedio y la energía por intervalo temporal, se aplica el procedimiento listado a continuación.

- a) A partir de los costos marginales esperados por bloque, se determina el valor del costo marginal esperado horario, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CMg \text{ horario}_{i,n,td,h} = CMg \text{ bloque}_{i,n,td,b}$$

Con:

- i : Mes i -ésimo del horizonte de evaluación.
- n : Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.
- td : Tipo de día (hábil o no hábil).
- b : Número de bloque según tipo de día.
- h : Hora perteneciente al bloque "b".

$CMg\ bloque_{i,n,td,b}$: Costo marginal esperado del bloque “b”, en el horizonte temporal “i”, para el nodo “n”, en el tipo de día “td”.

- b) A partir de la energía de cada bloque, se determina la energía horaria de cada día representativo, de acuerdo con la siguiente expresión.

$$Energía\ horaria_{i,n,td,h} = \frac{Energía\ bloque_{i,n,td,b}}{horas\ asignadas_{i,td,b}}$$

Con:

i : Mes i -ésimo del horizonte de evaluación.

n : Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.

td : Tipo de día (hábil o no hábil).

b : Número de bloque según tipo de día.

h : Hora perteneciente al bloque “b”.

$Energía\ bloque_{i,n,td,b}$: Energía esperada del bloque “b”, en el horizonte temporal “i”, para el nodo “n”, en el tipo de día “td”.

- c) Debido a que el mes es representado por dos tipos de días, lo anterior resulta en que se cuenta con 48 valores de energía horaria y costos marginales esperados horarios, para cada nodo y mes. Luego, se asignan los costos marginales esperados horarios y la energía horaria a cada intervalo de tiempo de acuerdo con lo definido en la Tabla 1, y cuyo detalle se encuentra en la Tabla 2. La asignación señalada anteriormente implica que, debido a que son seis intervalos por día, se asignan, para cada mes e intervalo, doce valores de energía horaria ($Energía\ horaria_{i,n,td,h,t}$) y de costos marginales esperados ($CMg\ horario_{i,n,td,h,t}$).

Tabla 2: Asignación de bloques a intervalos temporales

| Intervalo temporal para cálculo de precios estabilizados | Hora del día | Asignación día hábil | | | | | | | | | | | | Asignación día no hábil | | | | | | | | | | | |
|--|--------------|----------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-------------------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | | Mes | | | | | | | | | | | | Mes | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | |
| 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | 13 | |
| 1 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| 1 | 4 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| 2 | 5 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | |
| 2 | 6 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | |
| 2 | 7 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | |
| 2 | 8 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | |
| 3 | 9 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| 3 | 10 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | |
| 3 | 11 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | |
| 3 | 12 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | |
| 4 | 13 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | |
| 4 | 14 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | 19 | |
| 4 | 15 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | |
| 4 | 16 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 8 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | |
| 5 | 17 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | |
| 5 | 18 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | |
| 5 | 19 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | |
| 5 | 20 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | 22 | |
| 6 | 21 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | |
| 6 | 22 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | |
| 6 | 23 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | |
| 6 | 24 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | |

d) Posteriormente, el costo marginal esperado por intervalo es determinado a partir de la siguiente expresión:

$$CMg_{i,n,t} = \frac{\sum_{td} \sum_{h=3 \cdot (t-1)+t}^{4t} CMg \text{ horario}_{i,n,td,h,t} \cdot \text{Energía horaria}_{i,n,td,h,t}}{\sum_{td} \sum_{h=3 \cdot (t-1)+t}^{4t} \text{Energía horaria}_{i,n,td,h,t}}$$

- e) Por otra parte, la energía esperada del intervalo es determinada a partir de la siguiente expresión:

$$E_{i,n,t} = \sum_{td} \sum_{h=3 \cdot (t-1) + t}^{4t} \text{Energía horaria}_{i,n,t,d,h,t}$$

Una vez determinados los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, se amplifican en un valor igual al factor de regulación de tensión señalado en el subcapítulo 1.1.

Finalmente, el período de cálculo considerado en la fórmula anterior es el mismo que fue utilizado para efectos de la determinación de los precios de nudo en el ITD PNCP, esto es, 48 meses iniciados desde octubre del año 2023.

2.2 DETERMINACIÓN DEL AJUSTE A LA BANDA DE MERCADO AL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS

Una vez determinados los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, de acuerdo a lo indicado en el subcapítulo 2.1, se realiza un ajuste de estos precios considerando una Banda de Precios de Mercado.

Para tal efecto, de acuerdo a lo indicado en el inciso tercero del artículo 20° del DS 88/2020, se determina un precio básico promedio de energía para la barra de referencia², el cual se calcula como el promedio ponderado por la demanda de energía correspondiente a cada intervalo temporal de los Precios Básicos de Energía, por intervalo temporal en la barra de referencia indicada anteriormente. Lo anterior, es determinado a través de la siguiente expresión:

$$PBE_p = \frac{\sum_{t=1}^T PBE_t \cdot E_t}{\sum_{t=1}^T E_t}$$

Donde:

t : Intervalo temporal t dentro del día.

PBE_p : Precio básico promedio de energía para la barra de referencia.

PBE_t : Precio básico promedio de energía, para la barra de referencia, en el intervalo t .

E_t : Demanda de energía, para la barra de referencia, en el intervalo t .

² Se utiliza la misma que en el ITD PNCP.

T : Total de intervalos temporales definidos.

$BREF$: Barra de referencia utilizada en el ITD PNCP.

Para realizar el ajuste, se considera el Precio Medio de Mercado, en adelante “ PMM ”, el que corresponde al mismo valor utilizado en el ITD PNCP.

Luego, en virtud de lo estipulado en el artículo 22° del DS 88/2020, se determina para la barra de referencia definida, un Precio Medio Básico, conforme a la siguiente expresión:

$$PMB \left[\frac{\$}{kWh} \right] = PBE_p \left[\frac{\$}{kWh} \right] + PBP \left[\frac{\$}{kW} \right] \cdot \frac{12 [mes]}{8760 [h] \cdot fc}$$

Donde:

PMB : Precio Medio Básico para la barra de referencia.

PBE_p : Precio básico promedio de energía para la barra de referencia.

PBP : Precio básico de la potencia, referido a la barra de referencia.

fc : Factor de carga del sistema eléctrico, determinado por la Comisión en base a antecedentes históricos, de forma de representar adecuadamente el comportamiento de la demanda.

Posteriormente, de acuerdo a lo indicado en el inciso primero del artículo 23° del DS 88/2020, se determina la diferencia porcentual entre el PMB y PMM , de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DIF\%_{PMB-PMM} = \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \cdot 100\%$$

Si la diferencia determinada por la expresión del presente artículo es inferior a 30%, se definirá como banda de precios de mercado un valor igual al 5% en torno al PMM . Si la diferencia es igual o superior a 30% e inferior a 80%, se definirá como banda de precios de mercado un valor igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual determinada por la expresión del presente artículo, menos 2%, en torno al PMM . Si la diferencia es igual o superior a 80%, se definirá como banda de precios de mercado un valor igual a 30% en torno al PMM . Esta banda de precios de mercado, en adelante “ BPM ”, será definida de acuerdo a la siguiente expresión:

$$BPM = \begin{cases} 5\%; \text{ si } \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% - 2\%; \text{ si } 30\% \leq \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \% \leq 80\% \\ 30\%; \text{ si } 80\% \leq \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \end{cases}$$

A continuación, se determina el Precio Medio Teórico, en adelante “PMT”, el que de acuerdo a lo estipulado en el numeral 2) del artículo 167° de la Ley, es igual al cociente entre: (i) la facturación teórica que resulta de valorar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los precios de nudo de energía y potencia determinados en el presente informe, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936; y, (ii) la energía asociada a dichos suministros. Ambas componentes del cociente anterior, ocurridas en el periodo de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169° de la Ley.

De acuerdo a lo señalado en el literal (i) del párrafo precedente y, considerando que se deben incorporar los respectivos puntos de suministro y nivel de tensión para determinar el PMT, corresponde que se adicionen los cargos destinados a remunerar la transmisión zonal.

Posteriormente, se debe evaluar si el Precio Medio Teórico, se encuentra contenido en la banda de precios de mercado, ante lo cual se pueden dar las siguientes dos situaciones:

1. Si el Precio Medio Teórico se encuentra contenido en la banda de precios de mercado, los precios estabilizados por intervalo temporal serán los determinados de acuerdo a lo indicado en el subcapítulo 2.1.
2. Si el Precio Medio Teórico no se encuentra contenido en la banda de precios de mercado, se deberá adicionar o sustraer un valor constante al precio básico promedio de energía, de modo que el Precio Medio Teórico ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de precios de mercado. En este caso, los precios estabilizados por intervalo temporal se calcularán como los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, determinados de acuerdo a lo indicado en el subcapítulo 2.1, adicionando o sustrayendo el valor constante ya indicado, con la restricción de que como resultado de la operatoria el precio estabilizado, para cada uno de sus intervalos, no puede ser inferior a cero.

3 RESULTADOS

En el presente capítulo se realiza la determinación de los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, la banda de precios de mercado y los precios de energía por intervalo temporal.

3.1 PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL Y PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA

Sobre la base de los antecedentes definidos en el capítulo 1 y la metodología establecida en el capítulo 2, se han determinado para cada intervalo y subestación, los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal, y los precios básicos promedio de energía, los cuales se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Precios Básicos de Energía por intervalo temporal y precio básico promedio de energía

| NUDO | TENSIÓN | PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh] | | | | | | PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA [\$/kWh] |
|----------------|---------|--|--------|-------|-------|--------|--------|--|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
| PARINACOTA | 220 | 63,050 | 52,348 | 2,674 | 0,000 | 28,887 | 85,523 | 37,595 |
| POZO ALMONTE | 220 | 60,750 | 50,749 | 3,055 | 0,000 | 28,007 | 82,493 | 38,233 |
| CONDORES | 220 | 61,476 | 51,106 | 2,816 | 0,000 | 28,198 | 83,492 | 36,246 |
| TARAPACA | 220 | 59,865 | 49,741 | 2,799 | 0,000 | 27,016 | 82,088 | 36,691 |
| LAGUNAS | 220 | 59,398 | 49,371 | 2,783 | 0,000 | 26,808 | 81,423 | 36,405 |
| NUEVA VICTORIA | 220 | 59,137 | 49,160 | 2,762 | 0,000 | 26,697 | 81,049 | 36,243 |
| CRUCERO | 220 | 56,445 | 46,652 | 3,298 | 0,000 | 26,281 | 77,216 | 35,630 |
| ENCUENTRO | 220 | 57,326 | 48,124 | 3,279 | 0,000 | 26,650 | 77,785 | 36,162 |
| CHUQUICAMATA | 220 | 58,079 | 48,638 | 3,382 | 0,000 | 26,869 | 79,101 | 36,656 |
| CALAMA | 220 | 57,759 | 48,237 | 3,009 | 0,000 | 28,171 | 78,875 | 37,294 |
| EL TESORO | 220 | 58,493 | 49,005 | 3,257 | 0,000 | 27,218 | 79,376 | 36,605 |
| ESPERANZA SING | 220 | 58,485 | 48,998 | 3,257 | 0,000 | 27,215 | 79,365 | 36,600 |
| ATACAMA | 220 | 56,408 | 46,643 | 2,910 | 0,000 | 27,621 | 78,107 | 35,246 |
| EL COBRE | 220 | 57,664 | 48,975 | 3,125 | 0,000 | 26,681 | 77,921 | 34,438 |
| LABERINTO | 220 | 58,296 | 48,293 | 3,116 | 0,000 | 26,434 | 78,774 | 33,735 |
| O'HIGGINS | 220 | 58,527 | 48,309 | 3,137 | 0,000 | 26,363 | 78,861 | 33,777 |
| D. DE ALMAGRO | 220 | 48,754 | 41,799 | 3,113 | 0,000 | 25,278 | 73,815 | 32,660 |
| CARRERA PINTO | 220 | 48,416 | 41,517 | 3,122 | 0,000 | 25,172 | 73,320 | 32,454 |
| CARDONES | 220 | 48,090 | 41,285 | 3,191 | 0,000 | 25,196 | 72,846 | 32,294 |
| MAITENCILLO | 220 | 46,719 | 39,954 | 3,049 | 0,001 | 24,259 | 71,005 | 31,098 |

| NUDO | TENSIÓN | PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh] | | | | | | PRECIO BÁSICO PROMEDIO DE ENERGÍA [\$/kWh] |
|----------------|---------|--|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | |
| PUNTA COLORADA | 220 | 46,344 | 39,662 | 3,115 | 0,006 | 24,240 | 70,643 | 30,934 |
| PAN DE AZUCAR | 220 | 46,406 | 39,940 | 3,429 | 0,017 | 25,170 | 70,988 | 31,499 |
| LOS VILOS | 220 | 45,881 | 39,281 | 3,300 | 0,051 | 26,742 | 69,722 | 30,935 |
| NOGALES | 220 | 43,795 | 39,028 | 3,846 | 0,114 | 30,065 | 67,803 | 30,734 |
| QUILLOTA | 220 | 44,709 | 38,232 | 3,665 | 0,081 | 25,801 | 69,206 | 30,296 |
| POLPAICO | 220 | 44,915 | 38,009 | 3,660 | 0,095 | 26,039 | 69,170 | 27,552 |
| EL LLANO | 220 | 44,358 | 38,228 | 3,789 | 0,092 | 26,050 | 68,687 | 30,708 |
| LOS MAQUIS | 220 | 44,298 | 38,197 | 3,789 | 0,092 | 26,052 | 68,453 | 30,653 |
| LAMPA | 220 | 46,505 | 40,347 | 4,373 | 0,110 | 16,577 | 69,403 | 27,646 |
| CERRO NAVIA | 220 | 43,416 | 36,724 | 3,694 | 0,099 | 26,183 | 69,374 | 27,288 |
| MELIPILLA | 220 | 45,022 | 38,534 | 3,908 | 0,081 | 23,421 | 70,623 | 28,815 |
| RAPEL | 220 | 43,357 | 37,399 | 3,772 | 0,070 | 22,907 | 70,019 | 28,187 |
| CHENA | 220 | 43,301 | 36,629 | 3,705 | 0,100 | 26,201 | 69,276 | 27,252 |
| MAIPO | 220 | 42,330 | 35,889 | 3,585 | 0,095 | 25,741 | 67,934 | 29,429 |
| ALTO JAHUEL | 220 | 41,873 | 35,848 | 3,755 | 0,098 | 26,020 | 67,917 | 29,595 |
| ITAHUE | 220 | 41,861 | 36,267 | 4,412 | 0,071 | 18,377 | 61,551 | 26,012 |
| ANCOA | 220 | 40,764 | 34,854 | 3,487 | 0,080 | 23,149 | 59,172 | 26,334 |
| CHARRUA | 220 | 37,883 | 32,691 | 3,474 | 0,100 | 21,586 | 55,806 | 24,892 |
| COLBUN | 220 | 40,766 | 34,855 | 3,487 | 0,080 | 23,151 | 59,180 | 26,337 |
| CANDELARIA | 220 | 43,284 | 36,635 | 3,606 | 0,084 | 25,402 | 66,994 | 28,881 |
| HUALPEN | 220 | 38,809 | 33,430 | 4,448 | 1,186 | 23,574 | 57,773 | 26,172 |
| LAGUNILLAS | 220 | 38,633 | 33,259 | 4,761 | 1,589 | 24,016 | 57,718 | 26,302 |
| CAUTÍN | 220 | 36,644 | 32,344 | 3,626 | 0,084 | 21,304 | 52,810 | 23,431 |
| TEMUCO | 220 | 35,092 | 30,733 | 3,595 | 0,143 | 20,021 | 51,352 | 22,122 |
| CIRUELOS | 220 | 23,967 | 21,260 | 12,873 | 16,638 | 24,517 | 40,661 | 23,437 |
| VALDIVIA | 220 | 24,317 | 20,972 | 12,889 | 16,605 | 24,290 | 40,713 | 23,528 |
| RAHUE | 220 | 23,132 | 21,508 | 14,203 | 18,294 | 24,795 | 39,337 | 23,423 |
| PUERTO MONTT | 220 | 22,877 | 20,237 | 13,292 | 17,137 | 23,843 | 39,009 | 22,648 |
| MELIPULLI | 220 | 22,878 | 20,238 | 13,292 | 17,138 | 23,844 | 39,010 | 22,649 |
| CHILOE | 220 | 23,714 | 21,105 | 14,092 | 18,015 | 24,167 | 39,893 | 23,412 |

3.2 DETERMINACIÓN BANDA DE PRECIOS DE MERCADO Y COMPARACIÓN PRECIO MEDIO TEÓRICO CON PRECIO MEDIO DE MERCADO

3.2.1 Determinación Precio Medio Básico

Conforme a lo establecido en el subcapítulo 2.2 el Precio Medio Básico (PMB) resulta ser igual a:

Tabla 4: Precio Medio Básico ³

| Precio Medio Básico | SEN |
|--|---------------|
| Precio Básico Energía (PBEp) [\$/kWh] | 27,552 |
| Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes] | 7.931,51 |
| Precio Medio Básico (PMB) [\$/kWh] | 41,478 |

3.2.2 Determinación de Banda de Precios

Según lo establecido en el subcapítulo 2.2, para la determinación de la Banda de Precios de Mercado (*BPM*), se determinó la diferencia porcentual ($\Delta PMB/PMM\%$) entre el Precio Medio Básico, calculado en el punto anterior, y el Precio Medio de Mercado (*PMM*). Esta comparación se muestra en la Tabla 5 siguiente.

Tabla 5: Comparación Precio Medio Básico – Precio Medio de Mercado

| Precio Medio Básico | SEN |
|----------------------------------|----------------|
| Precio Medio Básico [\$/kWh] | 41,478 |
| Precio Medio de Mercado [\$/kWh] | 103,408 |
| $\Delta PMB / PMM (\%)^4$ | -59,90% |

El procedimiento para determinar la Banda de Precios de Mercado (*BPM*) se describe a continuación:

$$BPM = \begin{cases} 5\% ; si \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 30\% \\ \frac{2}{5} \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% - 2\% ; si 30\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% < 80\% \\ 30\% ; si 80\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM} \right| \% \end{cases}$$

De la aplicación del procedimiento descrito anteriormente, el límite inferior de la *BPM* para la presente fijación resulta igual a **22,0%** ⁵ en el SEN.

³ Barra del Precio Básico de Energía, factor de carga y Precio Básico Potencia igual al indicado en el ITD PNCP.

⁴ Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

⁵ Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

3.2.3 Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

De acuerdo a lo estipulado en el subcapítulo 2.2, el Precio Medio Teórico ha sido calculado como el cociente entre la facturación teórica que resulta de valorar los suministros a clientes libres y distribuidoras a los precios de nudo de energía y potencia determinados en el presente informe, incorporando los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional y zonal.

De esta forma, conforme al procedimiento estipulado en el artículo 25° del DS 88/2020, la diferencia porcentual entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico resulta ser igual a:

Tabla 6: Comparación Precio Medio Teórico – Precio Medio de Mercado

| Precio Medio Teórico | SEN |
|-----------------------------------|----------------|
| Precio Medio Teórico [\$/kWh] | 47,656 |
| Precio Medio de Mercado [\$/kWh] | 103,408 |
| Diferencia (%)⁶ | -53,91% |

En el SEN dicha diferencia porcentual es menor al límite inferior de la *BPM* calculado en el punto anterior. Por lo tanto, según lo señalado en el subcapítulo 2.2 del presente informe, se determina el “Precio Medio Teórico Ajustado”, el cual presenta la misma estructura que el PMT ya calculado, no obstante, a su componente de energía, en cada punto de suministro, se debe adicionar o sustraer un valor único y constante, de modo que el Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de precios de mercado. El resultado es presentado en la Tabla 7.

Tabla 7: Comparación Precio Medio Teórico Ajustado – Precio Medio de Mercado

| Precio Medio Teórico Ajustado | SEN |
|--|---------------|
| Precio Medio Teórico Ajustado [\$/kWh] | 80,659 |
| Precio Medio de Mercado [\$/kWh] | 103,408 |
| Diferencia (%)⁷ | -22,0% |

Como resultado del proceso anterior, para efectos de determinar los precios estabilizados, el valor que se debe adicionar a la componente de energía corresponde a 32,195 [\$/kWh], con el fin de alcanzar el límite más próximo de la Banda de Precios de Mercado. En virtud de lo anterior, y de acuerdo con lo establecido en el inciso final artículo 25° del DS 88/2020, los precios estabilizados se calcularon como los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal adicionando un valor igual a 32,195 [\$/kWh].

⁶ Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

⁷ Diferencias en el cálculo se deben a aproximaciones por redondeo.

3.3 PRECIOS ESTABILIZADOS

Con el ajuste de la banda señalado previamente, los precios estabilizados resultantes son los presentados en la Tabla 8 a continuación.

Tabla 8: Precios estabilizados por intervalo temporal

| NUDO | TENSIÓN [kV] | PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh] | | | | | |
|----------------|--------------|---|--------|--------|--------|--------|---------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| PARINACOTA | 220 | 95,245 | 84,543 | 34,869 | 32,195 | 61,082 | 117,718 |
| POZO ALMONTE | 220 | 92,945 | 82,944 | 35,250 | 32,195 | 60,202 | 114,688 |
| CONDOROS | 220 | 93,671 | 83,301 | 35,011 | 32,195 | 60,393 | 115,687 |
| TARAPACA | 220 | 92,060 | 81,936 | 34,994 | 32,195 | 59,211 | 114,283 |
| LAGUNAS | 220 | 91,593 | 81,566 | 34,978 | 32,195 | 59,003 | 113,618 |
| NUEVA VICTORIA | 220 | 91,332 | 81,355 | 34,957 | 32,195 | 58,892 | 113,244 |
| CRUCERO | 220 | 88,640 | 78,847 | 35,493 | 32,195 | 58,476 | 109,411 |
| ENCUENTRO | 220 | 89,521 | 80,319 | 35,474 | 32,195 | 58,845 | 109,980 |
| CHUQUICAMATA | 220 | 90,274 | 80,833 | 35,577 | 32,195 | 59,064 | 111,296 |
| CALAMA | 220 | 89,954 | 80,432 | 35,204 | 32,195 | 60,366 | 111,070 |
| EL TESORO | 220 | 90,688 | 81,200 | 35,452 | 32,195 | 59,413 | 111,571 |
| ESPERANZA SING | 220 | 90,680 | 81,193 | 35,452 | 32,195 | 59,410 | 111,560 |
| ATACAMA | 220 | 88,603 | 78,838 | 35,105 | 32,195 | 59,816 | 110,302 |
| EL COBRE | 220 | 89,859 | 81,170 | 35,320 | 32,195 | 58,876 | 110,116 |
| LABERINTO | 220 | 90,491 | 80,488 | 35,311 | 32,195 | 58,629 | 110,969 |
| O'HIGGINS | 220 | 90,722 | 80,504 | 35,332 | 32,195 | 58,558 | 111,056 |
| D. DE ALMAGRO | 220 | 80,949 | 73,994 | 35,308 | 32,195 | 57,473 | 106,010 |
| CARRERA PINTO | 220 | 80,611 | 73,712 | 35,317 | 32,195 | 57,367 | 105,515 |
| CARDONES | 220 | 80,285 | 73,480 | 35,386 | 32,195 | 57,391 | 105,041 |
| MAITENCILLO | 220 | 78,914 | 72,149 | 35,244 | 32,196 | 56,454 | 103,200 |
| PUNTA COLORADA | 220 | 78,539 | 71,857 | 35,310 | 32,201 | 56,435 | 102,838 |
| PAN DE AZUCAR | 220 | 78,601 | 72,135 | 35,624 | 32,212 | 57,365 | 103,183 |
| LOS VILOS | 220 | 78,076 | 71,476 | 35,495 | 32,246 | 58,937 | 101,917 |
| NOGALES | 220 | 75,990 | 71,223 | 36,041 | 32,309 | 62,260 | 99,998 |
| QUILLOTA | 220 | 76,904 | 70,427 | 35,860 | 32,276 | 57,996 | 101,401 |
| POLPAICO | 220 | 77,110 | 70,204 | 35,855 | 32,290 | 58,234 | 101,365 |
| EL LLANO | 220 | 76,553 | 70,423 | 35,984 | 32,287 | 58,245 | 100,882 |
| LOS MAQUIS | 220 | 76,493 | 70,392 | 35,984 | 32,287 | 58,247 | 100,648 |
| LAMPA | 220 | 78,700 | 72,542 | 36,568 | 32,305 | 48,772 | 101,598 |

| NUDO | TENSIÓN [kV] | PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh] | | | | | |
|--------------|--------------|---|--------|--------|--------|--------|---------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| CERRO NAVIA | 220 | 75,611 | 68,919 | 35,889 | 32,294 | 58,378 | 101,569 |
| MELIPILLA | 220 | 77,217 | 70,729 | 36,103 | 32,276 | 55,616 | 102,818 |
| RAPEL | 220 | 75,552 | 69,594 | 35,967 | 32,265 | 55,102 | 102,214 |
| CHENA | 220 | 75,496 | 68,824 | 35,900 | 32,295 | 58,396 | 101,471 |
| MAIPO | 220 | 74,525 | 68,084 | 35,780 | 32,290 | 57,936 | 100,129 |
| ALTO JAHUEL | 220 | 74,068 | 68,043 | 35,950 | 32,293 | 58,215 | 100,112 |
| ITAHUE | 220 | 74,056 | 68,462 | 36,607 | 32,266 | 50,572 | 93,746 |
| ANCOA | 220 | 72,959 | 67,049 | 35,682 | 32,275 | 55,344 | 91,367 |
| CHARRUA | 220 | 70,078 | 64,886 | 35,669 | 32,295 | 53,781 | 88,001 |
| COLBUN | 220 | 72,961 | 67,050 | 35,682 | 32,275 | 55,346 | 91,375 |
| CANDELARIA | 220 | 75,479 | 68,830 | 35,801 | 32,279 | 57,597 | 99,189 |
| HUALPEN | 220 | 71,004 | 65,625 | 36,643 | 33,381 | 55,769 | 89,968 |
| LAGUNILLAS | 220 | 70,828 | 65,454 | 36,956 | 33,784 | 56,211 | 89,913 |
| CAUTÍN | 220 | 68,839 | 64,539 | 35,821 | 32,279 | 53,499 | 85,005 |
| TEMUCO | 220 | 67,287 | 62,928 | 35,790 | 32,338 | 52,216 | 83,547 |
| CIRUELOS | 220 | 56,162 | 53,455 | 45,068 | 48,833 | 56,712 | 72,856 |
| VALDIVIA | 220 | 56,512 | 53,167 | 45,084 | 48,800 | 56,485 | 72,908 |
| RAHUE | 220 | 55,327 | 53,703 | 46,398 | 50,489 | 56,990 | 71,532 |
| PUERTO MONTT | 220 | 55,072 | 52,432 | 45,487 | 49,332 | 56,038 | 71,204 |
| MELIPULLI | 220 | 55,073 | 52,433 | 45,487 | 49,333 | 56,039 | 71,205 |
| CHILOE | 220 | 55,909 | 53,300 | 46,287 | 50,210 | 56,362 | 72,088 |

3.4 FORMULA DE INDEXACIÓN DE LOS PRECIOS ESTABILIZADOS

En concordancia con lo establecido en el ITD PNCP, y el mecanismo de indexación para el precio de nudo de energía, el precio estabilizado por intervalo de cada nodo será indexado respecto de las variaciones que experimente el Precio Medio de Mercado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Precio estabilizado de energía}_t = \text{Precio base}_t \left[\frac{PMM_t}{PMM_0} \right]$$

Dónde:

Precio estabilizado de energía_t: Precio estabilizado de energía del nodo, para el intervalo temporal t, de conformidad a los intervalos definidos en el subcapítulo 2.1.

Precio base_t: Precio estabilizado base de energía del nodo, para el intervalo temporal t, correspondiente a los indicados en la Tabla 8, del subcapítulo 3.3.

PMM_i : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio.

PMM₀ : Precio Medio de Mercado determinado con los precios medios de los contratos de clientes libres y ventas efectuadas a precio de nudo de largo plazo de las empresas distribuidoras según corresponda, informados a la Comisión por las empresas generadoras, correspondientes a la ventana de cuatro meses establecida en la normativa vigente. Este valor se encuentra establecido en el ITD PNCP.

Dentro de los primeros cinco días de cada mes, la Comisión publicará en su sitio web, el valor del *PMM_i* respectivo, para efectos de la aplicación de la fórmula anterior.