

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

FEBRERO 2023

(Emitido en marzo 2023)

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, “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 precedente 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 03 de febrero de 2023, se comunicó la Resolución Exenta Nº 55 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el nuevo Informe Técnico Definitivo, de enero de 2023, 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 que contiene el cálculo preliminar de los precios estabilizados.

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 917,05 \$/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:

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

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 abril 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:

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

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	137,203	111,838	7,828	0,452	64,619	150,823	75,622
POZO ALMONTE	220	132,384	108,564	8,742	0,468	63,027	145,587	77,517
CONDORES	220	133,571	109,034	8,125	0,462	63,371	146,842	72,740
TARAPACA	220	131,525	107,646	8,089	0,415	61,214	144,691	74,974
LAGUNAS	220	130,468	106,815	8,042	0,412	60,730	143,469	74,371
NUEVA VICTORIA	220	129,800	106,290	7,915	0,376	60,439	142,698	73,971
CRUCERO	220	123,379	100,954	9,578	0,731	59,417	135,353	72,811
ENCUENTRO	220	124,350	102,853	9,564	0,796	60,024	135,974	73,489
CHUQUICAMATA	220	125,809	103,790	9,760	0,819	60,302	138,076	74,338
CALAMA	220	125,519	103,499	9,023	0,687	62,720	138,045	74,519
EL TESORO	220	127,847	104,854	9,884	1,068	61,918	138,375	74,685
ESPERANZA SING	220	127,854	104,862	9,898	1,073	61,918	138,338	74,684
ATACAMA	220	125,309	102,482	8,969	0,782	61,866	137,586	72,739
EL COBRE	220	125,325	103,670	9,054	0,784	59,905	136,228	69,838
LABERINTO	220	125,485	102,354	9,101	0,799	59,196	136,485	68,232
O'HIGGINS	220	124,472	101,553	9,166	0,809	59,044	136,437	67,933
D, DE ALMAGRO	220	116,418	97,392	9,267	0,678	58,083	130,978	69,907
CARRERA PINTO	220	115,587	96,721	9,258	0,655	57,822	130,115	69,456
CARDONES	220	114,747	96,200	9,708	0,803	58,062	129,290	69,220
MAITENCILLO	220	111,045	93,280	9,288	0,691	55,977	125,718	66,509

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	110,111	92,600	9,891	0,865	56,155	125,218	66,311
PAN DE AZUCAR	220	109,979	92,714	11,113	1,244	58,281	126,335	67,646
LOS VILOS	220	105,712	89,651	12,290	2,450	62,643	123,140	64,977
NOGALES	220	103,041	91,381	15,867	6,657	71,762	123,642	68,508
QUILLOTA	220	101,846	85,767	14,436	5,543	62,599	122,025	64,884
POLPAICO	220	103,146	85,925	14,794	5,900	63,447	122,904	60,077
EL LLANO	220	102,746	87,261	14,908	5,791	63,425	122,076	67,035
LOS MAQUIS	220	102,553	87,189	14,925	5,762	63,422	121,722	66,928
LAMPA	220	103,074	87,742	17,047	7,079	47,858	120,176	61,373
CERRO NAVIA	220	96,113	80,803	15,091	6,111	63,525	121,772	58,548
MELIPILLA	220	98,308	83,081	15,219	5,881	58,939	121,898	61,051
RAPEL	220	98,102	82,961	15,084	5,780	58,759	121,921	60,933
CHENA	220	93,562	79,354	15,159	6,156	63,281	119,826	57,719
MAIPO	220	89,751	76,484	14,598	5,879	61,672	115,984	60,666
ALTO JAHUEL	220	89,920	77,088	15,004	6,035	62,267	116,618	61,766
ITAHUE	220	79,826	65,499	13,659	3,578	39,781	102,848	49,739
ANCOA	220	80,264	70,393	14,050	5,751	56,445	102,167	53,565
CHARRUA	220	75,049	66,727	14,187	5,907	52,806	96,370	51,201
COLBUN	220	80,274	70,398	14,050	5,751	56,449	102,179	53,570
CANDELARIA	220	89,522	76,448	14,468	5,932	61,224	114,561	58,989
HUALPEN	220	76,622	67,992	17,074	10,242	55,026	99,362	53,767
LAGUNILLAS	220	76,170	67,553	17,926	11,755	55,030	98,948	53,961
CAUTÍN	220	69,668	62,634	14,931	6,391	51,233	88,172	46,981
TEMUCO	220	67,791	60,491	14,636	6,366	48,886	86,248	45,049
CIRUELOS	220	54,997	48,916	26,106	25,262	48,194	72,703	45,891
VALDIVIA	220	55,119	47,981	32,710	37,044	51,064	72,175	49,307
RAHUE	220	46,849	44,844	30,150	32,227	47,353	64,821	44,070
PUERTO MONTT	220	49,488	44,749	30,531	33,033	47,856	67,090	45,091
MELIPULLI	220	49,489	44,750	30,532	33,035	47,857	67,092	45,092
CHILOE	220	50,817	46,143	31,017	33,073	48,096	68,337	45,853

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]	60,077
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	7.798,13
Precio Medio Básico (PMB) [\$/kWh]	73,769

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]	73,769
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	95,083
$\Delta PMB / PMM (\%)^4$	-22,40%

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

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

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.

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

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]	80,691
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	95,083
Diferencia (%)	-15,14%

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]	90,329
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	95,083
Diferencia (%)⁶	-5,0%

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 9,405 [\$/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

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

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

calcularon como los Precios Básicos de Energía por intervalo temporal adicionando un valor igual a 9,405 [\$/kWh].

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	146,608	121,243	17,233	9,857	74,024	160,228
POZO ALMONTE	220	141,789	117,969	18,147	9,873	72,432	154,992
CONDORES	220	142,976	118,439	17,530	9,867	72,776	156,247
TARAPACA	220	140,930	117,051	17,494	9,820	70,619	154,096
LAGUNAS	220	139,873	116,220	17,447	9,817	70,135	152,874
NUEVA VICTORIA	220	139,205	115,695	17,320	9,781	69,844	152,103
CRUCERO	220	132,784	110,359	18,983	10,136	68,822	144,758
ENCUENTRO	220	133,755	112,258	18,969	10,201	69,429	145,379
CHUQUICAMATA	220	135,214	113,195	19,165	10,224	69,707	147,481
CALAMA	220	134,924	112,904	18,428	10,092	72,125	147,450
EL TESORO	220	137,252	114,259	19,289	10,473	71,323	147,780
ESPERANZA SING	220	137,259	114,267	19,303	10,478	71,323	147,743
ATACAMA	220	134,714	111,887	18,374	10,187	71,271	146,991
EL COBRE	220	134,730	113,075	18,459	10,189	69,310	145,633
LABERINTO	220	134,890	111,759	18,506	10,204	68,601	145,890
O'HIGGINS	220	133,877	110,958	18,571	10,214	68,449	145,842
D. DE ALMAGRO	220	125,823	106,797	18,672	10,083	67,488	140,383
CARRERA PINTO	220	124,992	106,126	18,663	10,060	67,227	139,520
CARDONES	220	124,152	105,605	19,113	10,208	67,467	138,695
MAITENCILLO	220	120,450	102,685	18,693	10,096	65,382	135,123
PUNTA COLORADA	220	119,516	102,005	19,296	10,270	65,560	134,623
PAN DE AZUCAR	220	119,384	102,119	20,518	10,649	67,686	135,740
LOS VILOS	220	115,117	99,056	21,695	11,855	72,048	132,545
NOGALES	220	112,446	100,786	25,272	16,062	81,167	133,047
QUILLOTA	220	111,251	95,172	23,841	14,948	72,004	131,430
POLPAICO	220	112,551	95,330	24,199	15,305	72,852	132,309
EL LLANO	220	112,151	96,666	24,313	15,196	72,830	131,481

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
LOS MAQUIS	220	111,958	96,594	24,330	15,167	72,827	131,127
LAMPA	220	112,479	97,147	26,452	16,484	57,263	129,581
CERRO NAVIA	220	105,518	90,208	24,496	15,516	72,930	131,177
MELIPILLA	220	107,713	92,486	24,624	15,286	68,344	131,303
RAPEL	220	107,507	92,366	24,489	15,185	68,164	131,326
CHENA	220	102,967	88,759	24,564	15,561	72,686	129,231
MAIPO	220	99,156	85,889	24,003	15,284	71,077	125,389
ALTO JAHUEL	220	99,325	86,493	24,409	15,440	71,672	126,023
ITAHUE	220	89,231	74,904	23,064	12,983	49,186	112,253
ANCOA	220	89,669	79,798	23,455	15,156	65,850	111,572
CHARRUA	220	84,454	76,132	23,592	15,312	62,211	105,775
COLBUN	220	89,679	79,803	23,455	15,156	65,854	111,584
CANDELARIA	220	98,927	85,853	23,873	15,337	70,629	123,966
HUALPEN	220	86,027	77,397	26,479	19,647	64,431	108,767
LAGUNILLAS	220	85,575	76,958	27,331	21,160	64,435	108,353
CAUTÍN	220	79,073	72,039	24,336	15,796	60,638	97,577
TEMUCO	220	77,196	69,896	24,041	15,771	58,291	95,653
CIRUELOS	220	64,402	58,321	35,511	34,667	57,599	82,108
VALDIVIA	220	64,524	57,386	42,115	46,449	60,469	81,580
RAHUE	220	56,254	54,249	39,555	41,632	56,758	74,226
PUERTO MONTT	220	58,893	54,154	39,936	42,438	57,261	76,495
MELIPULLI	220	58,894	54,155	39,937	42,440	57,262	76,497
CHILOE	220	60,222	55,548	40,422	42,478	57,501	77,742

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 será indexado respecto de las variaciones que experimente el Precio Medio de Mercado de acuerdo a la siguiente expresión:

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

Dónde:

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.

PMM_0 : 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.