

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

SEPTIEMBRE 2021

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	16
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 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 20 de agosto de 2021, se comunicó la Resolución Exenta Nº 301 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el nuevo Informe Técnico Definitivo, de agosto de 2021, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "ITD PNCP"), y deja sin efecto la Resolución Exenta Nº 270, de 9 de agosto de 2021, 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.

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 712,26 \$/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 ocho 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 6 intervalos por día, se asignan, para cada mes e intervalo, 8 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 2021.

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.

Posteriormente, 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 referencia, 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 .

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:

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

Donde:

PMB : Precio medio básico para la barra de referencia.

PBEp : 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	37,314	32,869	6,020	1,351	21,106	47,672	23,589
POZO ALMONTE	220	36,281	32,032	5,964	1,329	20,579	46,355	22,980
CONDORES	220	36,326	31,987	5,992	1,334	20,559	46,196	22,707
TARAPACA	220	35,656	31,418	5,682	1,227	19,763	45,251	22,954
LAGUNAS	220	35,435	31,234	5,654	1,221	19,639	44,951	22,812
NUEVA VICTORIA	220	35,260	31,086	5,635	1,216	19,551	44,720	22,701
CRUCERO	220	33,088	29,228	5,860	1,278	18,901	41,813	21,974
ENCUENTRO	220	33,773	29,958	5,870	1,296	19,244	42,668	22,412
CHUQUICAMATA	220	34,233	30,327	5,859	1,278	19,273	43,272	22,656
CALAMA	220	34,172	30,174	5,388	0,769	19,261	43,431	22,667
EL TESORO	220	34,742	30,638	6,027	1,340	19,797	43,680	22,844
ESPERANZA SING	220	34,698	30,596	6,022	1,340	19,775	43,610	22,813
ATACAMA	220	34,110	30,106	5,867	1,423	20,249	43,095	22,374
EL COBRE	220	34,552	30,212	5,865	1,411	19,441	43,497	21,374
LABERINTO	220	34,640	30,397	5,935	1,412	19,367	43,649	21,456
O'HIGGINS	220	34,348	30,195	5,921	1,409	19,186	43,432	21,312
D, DE ALMAGRO	220	32,745	28,793	3,337	0,157	18,577	42,140	21,218
CARRERA PINTO	220	32,608	28,841	4,091	0,503	18,649	41,958	21,363
CARDONES	220	32,481	29,029	5,462	1,115	18,896	41,838	21,717
MAITENCILLO	220	31,804	28,630	5,944	1,479	18,579	40,992	21,322

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	31,787	28,682	7,909	3,207	19,529	41,098	22,114
PAN DE AZUCAR	220	32,074	28,970	10,370	5,379	21,261	41,745	23,506
LOS VILOS	220	31,904	29,186	12,048	8,315	24,072	41,850	24,463
NOGALES	220	31,985	30,189	13,730	10,592	27,639	43,690	26,218
QUILLOTA	220	32,053	29,301	13,121	10,397	25,480	42,414	25,405
POLPAICO	220	31,962	29,180	13,427	10,776	25,681	42,797	24,375
EL LLANO	220	31,919	29,139	12,527	9,719	24,862	42,068	25,233
LOS MAQUIS	220	32,015	29,252	12,425	9,226	24,872	42,137	25,186
LAMPA	220	32,854	30,697	16,019	13,358	24,115	42,684	25,748
CERRO NAVIA	220	31,958	29,273	13,678	11,145	26,128	43,245	24,672
MELIPILLA	220	32,821	29,983	13,985	11,486	25,395	43,457	25,467
RAPEL	220	32,915	30,070	13,927	11,384	25,451	43,656	25,506
CHENA	220	31,850	29,210	13,717	11,196	26,169	43,260	24,680
MAIPO	220	31,085	28,474	12,947	10,462	25,370	41,914	25,058
ALTO JAHUEL	220	31,356	29,072	12,826	10,250	26,294	42,331	26,171
ITAHUE	220	31,339	29,078	14,853	12,491	23,829	41,244	24,922
ANCOA	220	30,417	28,115	12,840	10,262	24,880	40,771	24,677
CHARRUA	220	28,601	26,290	12,491	10,133	22,564	37,057	22,649
COLBUN	220	30,417	28,115	12,840	10,262	24,881	40,772	24,677
CANDELARIA	220	31,435	28,956	13,007	10,364	25,654	42,438	25,445
HUALPEN	220	29,066	26,715	12,801	10,421	23,041	37,779	23,093
LAGUNILLAS	220	28,862	26,527	12,714	10,351	22,896	37,527	22,937
CAUTIÍN	220	28,910	26,870	13,600	11,352	23,688	37,833	23,245
TEMUCO	220	28,126	26,150	13,483	11,161	22,996	37,050	22,451
CIRUELOS	220	25,305	23,864	12,528	10,458	21,725	34,501	21,264
VALDIVIA	220	25,338	23,632	12,468	10,401	21,701	33,976	20,913
RAHUE	220	24,802	23,476	12,508	10,589	20,905	34,044	20,687
PUERTO MONTT	220	24,593	22,986	12,627	10,715	20,892	33,412	20,472
MELIPULLI	220	24,594	22,987	12,628	10,716	20,893	33,413	20,473
CHILOE	220	25,051	23,485	13,080	11,122	21,089	33,960	20,913

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 ²

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía (PBEp) [\$/kWh]	24,375
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	5.496,48
Precio Medio Básico [\$/kWh]	34,025

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]	34,025
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	69,071
$\Delta PMB / PMM (\%)$	-50,7%

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 **-18,3%** en el SEN.

² Barra del Precio Básico, factor de carga y Precio Básico Potencia igual al indicado en el ITD PNCP.

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]	38,517
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	69,071
Diferencia (%)	-44,24%

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]	56,432
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	69,071
Diferencia (%)	-18,3%

Como resultado del proceso anterior, para efectos de determinar los precios estabilizados, el valor que se adicionar a la componente de energía corresponde a 17,535 [\$/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 17,535 [\$/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	54,849	50,404	23,555	18,886	38,641	65,207
POZO ALMONTE	220	53,816	49,567	23,499	18,864	38,114	63,890
CONDORES	220	53,861	49,522	23,527	18,869	38,094	63,731
TARAPACA	220	53,191	48,953	23,217	18,762	37,298	62,786
LAGUNAS	220	52,970	48,769	23,189	18,756	37,174	62,486
NUEVA VICTORIA	220	52,795	48,621	23,170	18,751	37,086	62,255
CRUCERO	220	50,623	46,763	23,395	18,813	36,436	59,348
ENCUENTRO	220	51,308	47,493	23,405	18,831	36,779	60,203
CHUQUICAMATA	220	51,768	47,862	23,394	18,813	36,808	60,807
CALAMA	220	51,707	47,709	22,923	18,304	36,796	60,966
EL TESORO	220	52,277	48,173	23,562	18,875	37,332	61,215
ESPERANZA SING	220	52,233	48,131	23,557	18,875	37,310	61,145
ATACAMA	220	51,645	47,641	23,402	18,958	37,784	60,630
EL COBRE	220	52,087	47,747	23,400	18,946	36,976	61,032
LABERINTO	220	52,175	47,932	23,470	18,947	36,902	61,184
O'HIGGINS	220	51,883	47,730	23,456	18,944	36,721	60,967
D. DE ALMAGRO	220	50,280	46,328	20,872	17,692	36,112	59,675
CARRERA PINTO	220	50,143	46,376	21,626	18,038	36,184	59,493
CARDONES	220	50,016	46,564	22,997	18,650	36,431	59,373
MAITENCILLO	220	49,339	46,165	23,479	19,014	36,114	58,527
PUNTA COLORADA	220	49,322	46,217	25,444	20,742	37,064	58,633
PAN DE AZUCAR	220	49,609	46,505	27,905	22,914	38,796	59,280
LOS VILOS	220	49,439	46,721	29,583	25,850	41,607	59,385
NOGALES	220	49,520	47,724	31,265	28,127	45,174	61,225
QUILLOTA	220	49,588	46,836	30,656	27,932	43,015	59,949
POLPAICO	220	49,497	46,715	30,962	28,311	43,216	60,332
EL LLANO	220	49,454	46,674	30,062	27,254	42,397	59,603
LOS MAQUIS	220	49,550	46,787	29,960	26,761	42,407	59,672
LAMPA	220	50,389	48,232	33,554	30,893	41,650	60,219
CERRO NAVIA	220	49,493	46,808	31,213	28,680	43,663	60,780
MELIPILLA	220	50,356	47,518	31,520	29,021	42,930	60,992
RAPEL	220	50,450	47,605	31,462	28,919	42,986	61,191

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
CHENA	220	49,385	46,745	31,252	28,731	43,704	60,795
MAIPO	220	48,620	46,009	30,482	27,997	42,905	59,449
ALTO JAHUEL	220	48,891	46,607	30,361	27,785	43,829	59,866
ITAHUE	220	48,874	46,613	32,388	30,026	41,364	58,779
ANCOA	220	47,952	45,650	30,375	27,797	42,415	58,306
CHARRUA	220	46,136	43,825	30,026	27,668	40,099	54,592
COLBUN	220	47,952	45,650	30,375	27,797	42,416	58,307
CANDELARIA	220	48,970	46,491	30,542	27,899	43,189	59,973
HUALPEN	220	46,601	44,250	30,336	27,956	40,576	55,314
LAGUNILLAS	220	46,397	44,062	30,249	27,886	40,431	55,062
CAUTÍN	220	46,445	44,405	31,135	28,887	41,223	55,368
TEMUCO	220	45,661	43,685	31,018	28,696	40,531	54,585
CIRUELOS	220	42,840	41,399	30,063	27,993	39,260	52,036
VALDIVIA	220	42,873	41,167	30,003	27,936	39,236	51,511
RAHUE	220	42,337	41,011	30,043	28,124	38,440	51,579
PUERTO MONTT	220	42,128	40,521	30,162	28,250	38,427	50,947
MELIPULLI	220	42,129	40,522	30,163	28,251	38,428	50,948
CHILOE	220	42,586	41,020	30,615	28,657	38,624	51,495

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.