

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

FEBRERO 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 1 de febrero de 2021, se comunicó la Resolución Exenta Nº 35 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el Informe Técnico Definitivo, de febrero de 2021, 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.

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 16 bloques. Así, cada mes contiene 8 bloques que representan un día hábil promedio y 8 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 762,88 \$/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:

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

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) Con los costos marginales esperados horarios, 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	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
1	3	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	1	1	3	3	1	1	1
1	4	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
2	5	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
2	6	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
2	7	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	2	2	1	1	1	3	3	3	3	3	3	1	1	1
2	8	4	2	2	4	2	4	4	2	2	4	4	4	3	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3
3	9	6	4	4	6	4	6	6	4	4	6	6	6	5	3	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
3	10	8	6	6	8	6	8	8	6	6	8	8	8	7	5	5	7	7	7	7	7	7	7	7	7
3	11	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	7
3	12	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	8	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	7
4	13	8	8	8	10	8	8	10	8	8	8	10	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	7	7
4	14	10	8	8	10	8	8	10	8	8	8	10	8	7	7	7	9	9	9	9	9	9	7	9	7
4	15	10	10	10	10	8	8	10	8	8	8	10	8	9	7	7	9	9	9	9	9	9	7	9	9
4	16	10	10	10	10	8	10	10	8	8	10	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	7	9	9
5	17	12	10	10	10	10	12	12	10	10	10	10	12	9	9	9	9	9	11	11	9	9	7	9	9
5	18	12	10	10	12	12	14	14	12	12	10	10	12	9	11	9	11	11	13	13	11	11	9	9	9
5	19	12	12	12	14	14	16	16	14	14	12	12	12	11	11	11	13	13	15	15	13	13	11	11	11
5	20	14	14	14	16	16	16	16	16	16	14	14	14	13	13	13	15	15	15	15	15	15	13	13	13
6	21	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	22	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	23	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	24	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15

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 abril 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 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, conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936.

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	30,917	30,052	12,290	5,483	11,980	37,394	20,647
POZO ALMONTE	220	30,181	29,412	12,973	5,174	15,554	36,167	25,150
CONDONES	220	30,085	29,291	12,100	5,471	11,531	36,317	19,840
TARAPACA	220	29,544	28,694	12,016	5,117	10,965	35,389	20,081
LAGUNAS	220	29,356	28,513	11,950	5,093	10,898	35,145	19,954
NUEVA VICTORIA	220	29,215	28,378	11,903	5,074	10,852	34,971	19,861
CRUCERO	220	27,554	26,709	12,190	5,176	10,794	32,838	19,409
ENCUENTRO	220	27,935	27,121	12,112	5,232	10,904	33,253	19,623
CHUQUICAMATA	220	28,329	27,492	12,182	5,182	10,951	33,737	19,847
CALAMA	220	28,238	27,510	10,800	3,849	10,584	33,737	19,147
EL TESORO	220	28,916	28,027	12,610	5,539	11,380	34,379	20,238
ESPERANZA SING	220	28,881	27,993	12,597	5,536	11,370	34,333	20,214
ATACAMA	220	28,295	27,382	12,109	5,664	11,587	33,652	19,712
EL COBRE	220	28,637	27,657	12,177	5,496	10,446	34,303	19,012
LABERINTO	220	28,723	27,776	12,253	5,505	10,436	34,432	19,087
O'HIGGINS	220	28,390	27,460	12,197	5,501	10,357	34,067	18,905
D. DE ALMAGRO	220	27,130	26,361	11,397	4,483	10,580	32,714	18,948
CARRERA PINTO	220	27,033	26,274	11,574	4,716	10,637	32,554	18,966
CARDONES	220	26,935	26,195	12,124	5,281	10,908	32,494	19,153
MAITENCILLO	220	26,390	25,686	12,168	5,455	10,674	31,863	18,756

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	26,357	25,666	13,222	6,915	
PAN DE AZUCAR	220	26,546	25,863	14,712	8,823	13,152	32,286	20,364
LOS VILOS	220	26,039	25,580	15,579	11,050	15,790	31,812	20,811
NOGALES	220	26,051	25,481	17,939	12,767	18,145	32,517	22,097
QUILLOTA	220	26,194	25,608	16,584	12,556	17,201	32,227	21,603
POLPAICO	220	26,287	25,605	16,952	12,906	17,147	32,477	21,036
EL LLANO	220	26,231	25,602	16,368	11,831	16,614	32,125	21,586
LOS MAQUIS	220	26,317	25,690	16,336	11,759	16,599	32,155	21,602
LAMPA	220	27,250	26,786	19,485	15,641	17,977	32,779	22,969
CERRO NAVIA	220	26,359	25,685	17,226	13,236	17,550	32,822	21,310
MELIPILLA	220	26,988	26,372	17,380	13,798	17,753	33,322	22,135
RAPEL	220	27,042	26,433	17,361	13,728	17,740	33,406	22,147
CHENA	220	26,301	25,632	17,259	13,283	17,598	32,848	21,325
MAIPO	220	25,716	25,130	16,481	12,548	17,355	32,047	21,487
ALTO JAHUEL	220	25,713	25,295	16,129	12,288	17,884	32,122	21,876
ITAHUE	220	25,989	25,392	17,830	14,453	17,389	32,471	21,930
ANCOA	220	25,078	24,516	16,507	12,261	16,887	31,338	21,179
CHARRUA	220	23,927	23,373	15,779	12,132	15,903	29,282	19,949
COLBUN	220	25,078	24,516	16,507	12,261	16,887	31,339	21,179
CANDELARIA	220	25,819	25,232	16,798	12,397	17,225	32,335	21,719
HUALPEN	220	24,308	23,744	16,183	12,508	16,294	29,850	20,363
LAGUNILLAS	220	24,169	23,606	16,080	12,425	16,192	29,662	20,238
CAUTIÍN	220	23,913	23,569	16,484	13,385	16,904	29,441	20,263
TEMUCO	220	23,487	23,041	16,311	13,049	16,320	29,050	19,760
CIRUELOS	220	21,519	21,245	15,175	12,227	15,619	27,182	18,724
VALDIVIA	220	21,474	21,226	14,936	12,234	15,497	26,871	18,429
RAHUE	220	21,339	21,003	15,215	12,265	15,231	26,887	18,377
PUERTO MONTT	220	21,263	20,992	16,220	13,707	16,125	27,074	19,003
MELIPULLI	220	21,264	20,993	16,221	13,708	16,126	27,075	19,004
CHILOE	220	21,616	21,370	16,653	14,139	16,394	27,418	19,387

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]	21,036
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	6.147,80
Precio Medio Básico [\$/kWh]	31,830

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]	31,830
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	74,482
$\Delta PMB / PMM (\%)$	-57,3%

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 **-20,9%** 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, conforme a lo señalado en el artículo 115° de la Ley y las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936.

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]	36,568
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	74,482
Diferencia (%)	-50,9%

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 procede a 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. 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]	58,916
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	74,482
Diferencia (%)	-20,9%

Como resultado del proceso anterior, para efectos de determinar los precios estabilizados, se debe adicionar al precio básico por intervalo de energía un valor igual a 21,836 [\$/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	52,753	51,888	34,126	27,319	33,816	59,230
POZO ALMONTE	220	52,017	51,248	34,809	27,010	37,390	58,003
CONDORES	220	51,921	51,127	33,936	27,307	33,367	58,153
TARAPACA	220	51,380	50,530	33,852	26,953	32,801	57,225
LAGUNAS	220	51,192	50,349	33,786	26,929	32,734	56,981
NUEVA VICTORIA	220	51,051	50,214	33,739	26,910	32,688	56,807
CRUCERO	220	49,390	48,545	34,026	27,012	32,630	54,674
ENCUENTRO	220	49,771	48,957	33,948	27,068	32,740	55,089
CHUQUICAMATA	220	50,165	49,328	34,018	27,018	32,787	55,573
CALAMA	220	50,074	49,346	32,636	25,685	32,420	55,573
EL TESORO	220	50,752	49,863	34,446	27,375	33,216	56,215
ESPERANZA SING	220	50,717	49,829	34,433	27,372	33,206	56,169
ATACAMA	220	50,131	49,218	33,945	27,500	33,423	55,488
EL COBRE	220	50,473	49,493	34,013	27,332	32,282	56,139
LABERINTO	220	50,559	49,612	34,089	27,341	32,272	56,268
O'HIGGINS	220	50,226	49,296	34,033	27,337	32,193	55,903
D. DE ALMAGRO	220	48,966	48,197	33,233	26,319	32,416	54,550
CARRERA PINTO	220	48,869	48,110	33,410	26,552	32,473	54,390
CARDONES	220	48,771	48,031	33,960	27,117	32,744	54,330
MAITENCILLO	220	48,226	47,522	34,004	27,291	32,510	53,699
PUNTA COLORADA	220	48,193	47,502	35,058	28,751	33,442	53,705
PAN DE AZUCAR	220	48,382	47,699	36,548	30,659	34,988	54,122
LOS VILOS	220	47,875	47,416	37,415	32,886	37,626	53,648
NOGALES	220	47,887	47,317	39,775	34,603	39,981	54,353
QUILLOTA	220	48,030	47,444	38,420	34,392	39,037	54,063
POLPAICO	220	48,123	47,441	38,788	34,742	38,983	54,313
EL LLANO	220	48,067	47,438	38,204	33,667	38,450	53,961
LOS MAQUIS	220	48,153	47,526	38,172	33,595	38,435	53,991
LAMPA	220	49,086	48,622	41,321	37,477	39,813	54,615
CERRO NAVIA	220	48,195	47,521	39,062	35,072	39,386	54,658
MELIPILLA	220	48,824	48,208	39,216	35,634	39,589	55,158

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
RAPEL	220	48,878	48,269	39,197	35,564	39,576	55,242
CHENA	220	48,137	47,468	39,095	35,119	39,434	54,684
MAIPO	220	47,552	46,966	38,317	34,384	39,191	53,883
ALTO JAHUEL	220	47,549	47,131	37,965	34,124	39,720	53,958
ITAHUE	220	47,825	47,228	39,666	36,289	39,225	54,307
ANCOA	220	46,914	46,352	38,343	34,097	38,723	53,174
CHARRUA	220	45,763	45,209	37,615	33,968	37,739	51,118
COLBUN	220	46,914	46,352	38,343	34,097	38,723	53,175
CANDELARIA	220	47,655	47,068	38,634	34,233	39,061	54,171
HUALPEN	220	46,144	45,580	38,019	34,344	38,130	51,686
LAGUNILLAS	220	46,005	45,442	37,916	34,261	38,028	51,498
CAUTÍN	220	45,749	45,405	38,320	35,221	38,740	51,277
TEMUCO	220	45,323	44,877	38,147	34,885	38,156	50,886
CIRUELOS	220	43,355	43,081	37,011	34,063	37,455	49,018
VALDIVIA	220	43,310	43,062	36,772	34,070	37,333	48,707
RAHUE	220	43,175	42,839	37,051	34,101	37,067	48,723
PUERTO MONTT	220	43,099	42,828	38,056	35,543	37,961	48,910
MELIPULLI	220	43,100	42,829	38,057	35,544	37,962	48,911
CHILOE	220	43,452	43,206	38,489	35,975	38,230	49,254

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:

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

Dónde:

PMM_t : 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.