

REF.: Aprueba nuevo Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de noviembre de 2021, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, y deja sin efecto Resolución Exenta N° 442, de 2 de noviembre de 2021.

RESOLUCION EXENTA N° 43

SANTIAGO, 21 de enero de 2022

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión", modificado por la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante la "Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, en adelante "DS N° 88";
- d) La Resolución Exenta N° 442 de la Comisión, de 2 de noviembre de 2021, que aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de

noviembre de 2021, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 17° del Decreto Supremo N° 88 del Ministerio de Energía, de 2019, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala;

- e) El Oficio Ordinario N° 768 de la Comisión, de 2 de noviembre de 2021, que comunica al Ministerio de Energía el Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados individualizado en el literal d) anterior;
- f) La Resolución Exenta N° 17 de la Comisión, de 7 de enero de 2022, que rectifica Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM", de junio de 2021, aprobado por Resolución Exenta N° 198, de 22 de junio de 2021;
- g) La Resolución Exenta N° 19 de la Comisión, de 10 de enero de 2022, que aprueba nuevo Informe Técnico Definitivo, de agosto de 2021, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, y deja sin efecto Resolución Exenta N° 301, de 20 de agosto de 2021; y,
- h) Lo señalado en la Resolución N° 7 de la Contraloría General de la República, de 2019.

CONSIDERANDO:

- 1) Que, mediante Resolución Exenta N° 442 singularizada en el literal d) de vistos, la Comisión aprobó el Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de noviembre de 2021;
- 2) Que, el referido informe fue comunicado al Ministerio de Energía a través del oficio indicado en el literal e) de vistos;
- 3) Que, mediante Resolución Exenta N° 17 individualizada en el literal f) de vistos, la Comisión rectificó el Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la Unidad de Punta

del SEN y de los SSMM”, de junio de 2021, aprobado por Resolución Exenta N° 198, de 22 de junio de 2021, corrigiendo la fórmula de indexación del precio de la potencia de punta, particularmente en las componentes central generadora, subestación y línea de transmisión;

- 4) Que, la rectificación detallada en el numeral 3) precedente supuso la rectificación y el recálculo de los precios básicos de la potencia, en conjunto con los resultados que lo utilizan como insumo, en el Informe Técnico Definitivo, de agosto de 2021, para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional aprobado mediante Resolución Exenta N° 301, de 20 de agosto de 2021, la que se materializó a través de la Resolución Exenta N° 19 individualizada en el literal g) de vistos;
- 5) Que, considerando que, conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 17° del DS N° 88, los precios estabilizados se calculan sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional realizada con ocasión de la fijación de Precios de Nudo respectiva, se hace necesario rectificar y emitir un nuevo Informe Técnico Definitivo para la Determinación de Precios Estabilizados;
- 6) Que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 61° de la Ley N° 19.880, los actos administrativos podrán ser dejados sin efecto por el órgano que los hubiere dictado, salvo que se trate de actos declarativos o creadores de derechos adquiridos legítimamente, la ley haya determinado expresamente otra forma de extinción de estos o, por su naturaleza, la regulación del acto impida que sean dejados sin efecto; y,
- 7) Que, considerando lo expuesto anteriormente, mediante el presente acto administrativo, esta Comisión viene en dejar sin efecto la Resolución Exenta N° 442 de la Comisión, de 2 de noviembre de 2021, que aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de noviembre de 2021, y a aprobar un

nuevo Informe Técnico Definitivo para la Determinación de Precios Estabilizados, según lo dispuesto en el inciso final artículo 17° del DS N° 88, en los términos que se señalan en la parte resolutive.

RESUELVO:

Artículo Primero: Déjase sin efecto la Resolución Exenta N° 442 de la Comisión, de 2 de noviembre de 2021, que aprueba el Informe Técnico Definitivo para la Determinación de Precios Estabilizados, de noviembre de 2021, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final artículo 17° del DS N° 88.

Artículo Segundo: Apruébase nuevo Informe Técnico Definitivo para la Determinación de Precios Estabilizados, de noviembre de 2021, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final artículo 17° del DS N° 88, cuyo contenido íntegro se señala a continuación:

DETERMINACIÓN DE PRECIOS ESTABILIZADOS

NUEVO INFORME TÉCNICO DEFINITIVO

NOVIEMBRE 2021

(Emitido en enero 2022)

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 N° 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. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 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.

Que, con fecha 20 de agosto de 2021, se notificó la Resolución Exenta N° 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, y deja sin efecto la Resolución Exenta N° 270, de 9 de agosto de 2021.

Que, en cumplimiento de lo señalado en el citado artículo 17º del DS 88/2020, y habiendo realizado el análisis de las observaciones recibidas respecto del informe técnico preliminar, mediante Resolución Exenta N° 442, de 2 de noviembre de 2021, esta Comisión aprobó el Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, que fue comunicado al Ministerio de Energía mediante Oficio Ordinario N° 768, de 02 de noviembre de 2021.

A continuación, con fecha 10 de enero de 2022, se notificó la Resolución Exenta N° 19 de la Comisión, de la misma fecha, que aprueba el nuevo Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, "ITD PNCP"), correspondiente a la fijación de agosto de 2021, y deja sin efecto la Resolución Exenta N° 301, de 20 de agosto de 2021.

Dado que los antecedentes contenidos en dicho informe constituyen un insumo esencial para el cálculo de los precios estabilizados, esta Comisión ha debido emitir un nuevo informe de determinación de tales precios.

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 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 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 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.

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:

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

Donde:

PMB : Precio medio básico para la barra de referencia.

$PBEp$: 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
CAUTÍN	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 ³

Precio Medio Básico	SEN
Precio Básico Energía (PBEp) [\$/kWh]	24,375
Precio Básico Potencia (PBP) [\$/kW/mes]	5.900,85
Precio Medio Básico [\$/kWh]	34,735

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]	34,735
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	69,071
$\Delta PMB / PMM (\%)$	-49,7%

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 **-17,9%** en el SEN.

³ 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]	39,226
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	69,071
Diferencia (%)	-43,21%

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]	56,708
Precio Medio de Mercado [\$/kWh]	69,071
Diferencia (%)	-17,9%

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 17,111 [\$/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 17,111 [\$/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	54,425	49,980	23,131	18,462	38,217	64,783
POZO ALMONTE	220	53,392	49,143	23,075	18,440	37,690	63,466
CONDOROS	220	53,437	49,098	23,103	18,445	37,670	63,307
TARAPACA	220	52,767	48,529	22,793	18,338	36,874	62,362
LAGUNAS	220	52,546	48,345	22,765	18,332	36,750	62,062
NUEVA VICTORIA	220	52,371	48,197	22,746	18,327	36,662	61,831
CRUCERO	220	50,199	46,339	22,971	18,389	36,012	58,924
ENCUENTRO	220	50,884	47,069	22,981	18,407	36,355	59,779
CHUQUICAMATA	220	51,344	47,438	22,970	18,389	36,384	60,383
CALAMA	220	51,283	47,285	22,499	17,880	36,372	60,542
EL TESORO	220	51,853	47,749	23,138	18,451	36,908	60,791
ESPERANZA SING	220	51,809	47,707	23,133	18,451	36,886	60,721
ATACAMA	220	51,221	47,217	22,978	18,534	37,360	60,206
EL COBRE	220	51,663	47,323	22,976	18,522	36,552	60,608
LABERINTO	220	51,751	47,508	23,046	18,523	36,478	60,760
O'HIGGINS	220	51,459	47,306	23,032	18,520	36,297	60,543
D. DE ALMAGRO	220	49,856	45,904	20,448	17,268	35,688	59,251
CARRERA PINTO	220	49,719	45,952	21,202	17,614	35,760	59,069
CARDONES	220	49,592	46,140	22,573	18,226	36,007	58,949
MAITENCILLO	220	48,915	45,741	23,055	18,590	35,690	58,103
PUNTA COLORADA	220	48,898	45,793	25,020	20,318	36,640	58,209
PAN DE AZUCAR	220	49,185	46,081	27,481	22,490	38,372	58,856
LOS VILOS	220	49,015	46,297	29,159	25,426	41,183	58,961
NOGALES	220	49,096	47,300	30,841	27,703	44,750	60,801
QUILLOTA	220	49,164	46,412	30,232	27,508	42,591	59,525
POLPAICO	220	49,073	46,291	30,538	27,887	42,792	59,908
EL LLANO	220	49,030	46,250	29,638	26,830	41,973	59,179
LOS MAQUIS	220	49,126	46,363	29,536	26,337	41,983	59,248
LAMPA	220	49,965	47,808	33,130	30,469	41,226	59,795
CERRO NAVIA	220	49,069	46,384	30,789	28,256	43,239	60,356
MELIPILLA	220	49,932	47,094	31,096	28,597	42,506	60,568
RAPEL	220	50,026	47,181	31,038	28,495	42,562	60,767

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO POR INTERVALO TEMPORAL [\$/kWh]					
		1	2	3	4	5	6
CHENA	220	48,961	46,321	30,828	28,307	43,280	60,371
MAIPO	220	48,196	45,585	30,058	27,573	42,481	59,025
ALTO JAHUEL	220	48,467	46,183	29,937	27,361	43,405	59,442
ITAHUE	220	48,450	46,189	31,964	29,602	40,940	58,355
ANCOA	220	47,528	45,226	29,951	27,373	41,991	57,882
CHARRUA	220	45,712	43,401	29,602	27,244	39,675	54,168
COLBUN	220	47,528	45,226	29,951	27,373	41,992	57,883
CANDELARIA	220	48,546	46,067	30,118	27,475	42,765	59,549
HUALPEN	220	46,177	43,826	29,912	27,532	40,152	54,890
LAGUNILLAS	220	45,973	43,638	29,825	27,462	40,007	54,638
CAUTÍN	220	46,021	43,981	30,711	28,463	40,799	54,944
TEMUCO	220	45,237	43,261	30,594	28,272	40,107	54,161
CIRUELOS	220	42,416	40,975	29,639	27,569	38,836	51,612
VALDIVIA	220	42,449	40,743	29,579	27,512	38,812	51,087
RAHUE	220	41,913	40,587	29,619	27,700	38,016	51,155
PUERTO MONTT	220	41,704	40,097	29,738	27,826	38,003	50,523
MELIPULLI	220	41,705	40,098	29,739	27,827	38,004	50,524
CHILOE	220	42,162	40,596	30,191	28,233	38,200	51,071

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.

Artículo Tercero: Publíquese la presente resolución en forma íntegra en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Notifíquese y Archívese.

SECRETARIO EJECUTIVO (S)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

FCP/IGV/JTC/PMG/mhs

Distribución:

- Ministerio de Energía
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Depto. Jurídico, CNE
- Depto. Eléctrico, CNE
- Oficina de Partes, CNE