Análisis y propuesta metodológica de apoyo para la definición de Precios de Nudo de Corto Plazo y Precios Estabilizados para medios de generación de pequeña escala

Informe Final

En colaboración con:

Synex ingenieros consultores

Preparado para:

CNE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Mayo 2023

R 1173-22

Tabla de Contenidos

RESUMEN EJECUTIVO 7

1. INTRODUCCIÓN 9

2. RELEVAMIENTO DE LA REGULACIÓN VIGENTE 10

2.1. Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP) 11

2.2. Procesos previos a los cálculos de Precios de Nudo de Corto Plazo 19

2.3. Proceso de Cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo 24

2.4. Precios estabilizados para Pequeños Medios de Generación 34

3. RELEVAMIENTO DE INSUMOS DE INFORMACIÓN, SUPUESTOS Y METODOLOGÍAS 39

3.1. Datos de Entradas de la Simulación 39

3.2. Otros aspectos del modelo 52

3.3. Cálculo de precios de nudo de corto plazo 60

3.4. Cargos por energía reactiva 64

3.5. Precios máximos licitaciones de corto plazo 64

3.6. Cálculo de los precios estabilizados 65

3.7. Procesos donde se utilizan los informes de PNCP 68

4. ELABORACIÓN DE PROPUESTA METODOLÓGICA 71

4.1. Aspectos identificados en el proceso de simulación de la operación del SEN 71

4.2. Aspectos identificados en el proceso de cálculo de los PNCP y Precios Estabilizados 130

5. SEÑALES DE LOCALIZACIÓN 138

5.1. Factores de penalización de potencia 138

5.2. Factores de modulación de energía y potencia 141

6. RECOMENDACIONES PERFECCIONAMIENTOS REGULATORIOS 142

6.1. Factores de Modulación 142

6.2. Determinación del costo de la Unidad de Punta 145

6.3. Procesos Precios de Nudo y Precios Estabilizados Pequeña Generación 149

6.4. Ajuste de los PNCP a la Banda de Precios de Mercado 152

6.5. Ajuste de Banda en Precio Estabilizado 158

6.6. Propuesta Modificación Normativa PNCP y Precio Estabilizado 161

6.7. Impacto de las propuestas 171

7. ANEXO 180

7.1. Supuestos de simulación. 180

7.2. Comparación de los resultados obtenidos entre ambos modelos. 180

7.3. Metodología Alternativa de estimación de los factores de modulación de combustibles 183

7.4. Metodología de entrada de operación de centrales indicativas 189

7.5. Consideraciones económicas para capacidad de unidades de punta 190

7.6. Áreas Control de tensión 200

7.7. Siglas PGP 201

7.8. Evolución factores de penalización 203

7.9. Propuesta cambios normativos precio de nudo de corto plazo y precio estabilizado 204

Índice de Figuras

Figura 1 Línea temporal de proceso de elaboración del PNCP 14

Figura 2 Datos de entrada y salida del modelo 24

Figura 3 Diagrama de proceso de cálculo de los precios de nudo de energía 26

Figura 4 Perfil por bloque central generadora Cerro Dominador Termo solar 45

Figura 5 Proceso de Cálculo PNCP 60

Figura 6 Procesos de previsión de demanda 72

Figura 7 Costos Marginales comparados entre caso base y sensibilidad en demanda 74

Figura 8 Factores de Modulación de Combustibles – Comparación PNCP 2 Semestre 2022 versus estimación del Consultor 76

Figura 9 Impacto del cambio en la proyección de precios de combustibles en los Costos Marginales (Quillota 220kV) 78

Figura 10 Revisión de proyecto de generación Las Salinas durante el mes de noviembre en plataforma PGP 83

Figura 11 Diferencias marginales promedio por atraso de centrales de generación 85

Figura 12 Costos Marginales diarios de un día hábil de septiembre 2022 para Lagunas y Quillota (de izquierda a derecha) 85

Figura 13 Historial auditado y Salud de la Obra Línea 2x220kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte 86

Figura 14 Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA 87

Figura 15 Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 kV. 87

Figura 16 Nueva Seccionadora S/E Roncacho 88

Figura 17 Nueva Seccionadora S/E Agua Amarga 88

Figura 18 Curva de Coeficientes de Producción de Central Colbún 90

Figura 19 Disponibilidad de gas natural por fuente (PNCP 2° Semestre 2022) 92

Figura 20 Disponibilidad de gas natural por fuente (PNCP 1° Semestre 2023) 93

Figura 21 Exportaciones de Gas Natural de Argentina a Chile (Región SEN) (Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina) 95

Figura 22 Consumo de Gas Natural del sector eléctrico por tipo 96

Figura 23 Consumo de combustibles del Sector Eléctrico Argentino en MMm3/d equivalente de gas natural 97

Figura 24 Gasoducto Nestor Kirchner 97

Figura 25 Volúmenes autorizados de exportación de gas natural de Argentina a Chile a empresas de generación eléctrica, por tipo 99
Figura 26 Escenario de descarbonización por vida útil 101
Figura 27 Capacidad instalada de centrales a carbón.....104
Figura 29 Precios anuales promedio capturados por centrales eólicas 108
Figura 30 Precios anuales capturados por un proyecto Solar + Almacenamiento 109
Figura 32 Comparación precios de potencia Parinacota vs Temuco 138
Figura 33 Evolución histórica del precio del petróleo Brent, WTI y Dubai.....185
Figura 34 Correlación Precio Brent vs Precio Crudo Promedio 186
Figura 35 Correlación Precio WTI vs Precio Crudo Promedio 186
Figura 36 Correlación Precio Brent vs Diesel NY.....187

Índice de Tablas

Tabla 1 Asignación hora-bloque actual 41
Tabla 2 Retiro programado modelo PNCP 2do semestre.....51
Tabla 3 Información necesaria para el modelo del PNCP 55
Tabla 4 Ventas Mensuales Coordinador.....73
Tabla 5 Diferencia en proyección propuesta 73
Tabla 6 Costo de falla de larga duración 79
Tabla 7 Costos variables de último tramo de centrales diésel 80
Tabla 8 Costos de falla simulados 82
Tabla 9 Diferencias de fechas de entrada en operación.....84
Tabla 10 Ejercicio de retraso en entrada de operación de centrales generadora 84
Tabla 11 Proyectos de Obras Nuevas de Transmisión 87
Tabla 12 Datos de Entrada Modelo OSE2000 para Generación Hidroeléctrica 89
Tabla 13 Datos de Entrada Modelo OSE2000 para Generación Térmica 91
Tabla 14 Autorizaciones de exportación de Gas Natural de Argentina a Chile a empresas de generación eléctrica (Vigentes al 20/1/2023).....98
Tabla 15 Listado de centrales a Carbón 102
Tabla 16 Propuesta de retiro indicativa de centrales.....103
Tabla 19 Inyección solar por bloque modelado 111
Tabla 21 Regulación de Tensión - Zonas.....113
Tabla 22 Cantidad de Instrucciones por regulación de tensión – Año 2022 116

Tabla 23 Matriz de energía retirada desde la subestación Don Héctor por bloque y etapa en MWh por REA 117

Tabla 24 Cantidad de instrucciones mensuales CPF(+) del Coordinador a distintas centrales 119

Tabla 25 Cantidad de días de participación en CPF(+) mensuales. 119

Tabla 26 Cantidad de instrucciones mensuales CSF(+) del Coordinador a distintas centrales 120

Tabla 27 Cantidad de días de participación en CPF(+) mensuales. 120

Tabla 28 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 400 [MW] 121

Tabla 29 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 350 [MW] 121

Tabla 30 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 300 [MW] 121

Tabla 31 Reservas requeridas para CSF 122

Tabla 32 Selección de centrales candidatas para el CPF (+) 123

Tabla 33 Centrales consideradas para el CPF (+) y cálculo de reservas a prorrata de capacidades máximas de centrales 124

Tabla 34 Selección de centrales candidatas para el CSF (+) 125

Tabla 35 Centrales consideradas para el CSF (+) y cálculo de reservas a prorrata de capacidades máximas de centrales considerando reducciones por CPF (-) 126

Tabla 36 Resultado de metodología de asignación de reservas 127

Tabla 37 Precios Básicos de la Energía [$/kWh] 130

Tabla 38 costos Marginales equivalentes barra Quillota 220 kV [USD/MWh] 130

Tabla 39 Precios de Nudo de Corto Plazo [$/kWh] 131

Tabla 40 Meses de puesta en servicio promedio de proyectos desde su declaración en construcción, meses reales, y originales del proyecto 132

Tabla 41 Precios Básicos de la energía según metodología 24 y 48 meses 133

Tabla 42 Resultados de Precios de Potencia según metodología 24 y 48 meses 134

Tabla 43 Cargos para el cálculo de los PMM 136

Tabla 44 Precio de nudo de la potencia en barras del extremo norte 139

Tabla 45 Costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta (Ciclo abierto de 70 MW diésel) – Fuente: CNE (Extracto) 140

Tabla 46 Resumen cambios regulatorios propuestos 173

Resumen Ejecutivo

Estudios Energéticos Consultores (en adelante, EEC), con la colaboración de Synex Ingenieros Consultores, participó en la licitación pública convocada por la Comisión Nacional de Energía (en adelante, Comisión) para la realización del estudio "Análisis y propuesta metodológica de apoyo para la definición de Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP) y Precios Estabilizados para medios de generación de pequeña escala (PE)". En dicho estudio se solicitaron las siguientes temáticas respecto a los procesos de Precios de Nudo de Corto Plazo y Precios Estabilizados:

- Objetivo N°1: Relevamiento de la Legislación vigente.
- Objetivo N°2: Relevamiento de Insumos de información, supuestos y metodologías.
- Objetivo N°3: Elaborar una propuesta metodológica
- Objetivo N°4: Proponer mejoras regulatorias

Con respecto al objetivo N°1 (relevamiento de la legislación vigente), el mismo es analizado en la sección 2 del documento, donde se describe la normativa vigente relacionada con el proceso de cálculo del Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP) y Precio Estabilizado (PE), siendo la principal normativa analizada:

- Proceso PNCP:
    - Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)
    - Decreto Supremo 86° (DS 86) y
    - Resolución Exenta N° 641 (REX 641)
- Proceso PE pequeños medios de generación:
    - Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)
    - Decreto Supremo N°88 (DS

Por otro lado, el objetivo N°2 se abarca en las secciones 3 del informe, en donde ser realiza un relevamiento de insumos de información, supuestos y metodologías que utiliza actualmente la Comisión Nacional de Energía, de forma semestral, para calcular los PNCP y los PE para pequeños medios de generación. A continuación, se detallan los principales tópicos tratados en esta sección:

- Procedimiento de cálculo PNCP y PE
- Datos de entrada al modelo OSE2000
    - Demanda
    - Generación
    - Transmisión
    - Disponibilidad de combustibles
    - Disponibilidad hidráulica
    - Otros
- Definición y visualizan de conceptos claves que sirven para entender la metodología que lleva a cabo la Comisión para hacer dichos cálculos.
    - Precio Básico de la Energía (PBE)
    - Precio Básico de Potencia (PBP)
    - Precio Medio Básico (PMB)
    - Precio Medio Teórico (PMT)
    - Precio Medio de Mercado
    - Otros

Para abarcar el Objetivo N°3, el consultor realizó un análisis de las metodologías actuales

utilizadas por la Comisión para realizar los cálculos de PNCP y PE de medios de generación, y se propusieron potenciales mejoras a las metodologías utilizadas (limitando las mismas a mejoras que no requieran cambios en la normativa vigente). Puntualmente, en la sección 4 y 5 del informe se presentaron mejoras sobre:

- Obtención de datos de entrada y temporalidad de los datos
    - Se propusieron nuevas fuentes de información públicas para contrastar con la información que recibe la Comisión de los distintos agentes.
    - Se propusieron mejoras en la actualización de la información utilizada
    - Se plantearon metodologías para el desarrollo de planes indicativos de expansión de la generación y transmisión
    - Se verificó el impacto de las propuestas realizando realizaron simulaciones con y sin la mejora propuesta.
- Análisis de ventana de cálculo de los precios básicos de la energía.
    - Se realizó un contraste entre los Precios Básicos de energía calculados con una ventana de 48 meses (actual) versus una calculada con 24 meses.
- Metodología de incorporación de la regulación de frecuencia y tensión al modelo de simulación, además de cálculo factor de indisponibilidad en transmisión
    - Se realizaron propuestas de actualización a las metodologías ya mencionadas mediante el uso de información pública del Coordinador.
- Factores de penalización y
    - Se realizó un análisis de la evolución de estos factores en el tiempo.
- Factores de modulación de energía.
    - Se hizo realiza sugerencia para cambiar ventana temporal de su cálculo.

Finalmente, para el cumplimiento del Objetivo N°4, se realizaron propuestas de modificación regulatorias con sus respectivos antecedentes y análisis de la regulación vigente. Entre los temas analizados están:

- Factores de modulación
- Determinación de la unidad de punta,
- Programa de expansión de generación y transmisión,
- Procesos respecto a los precios de nudo y precios estabilizados de pequeña generación.
- Ajuste de los PNCP a la Banda de Precios de Mercado
- Otros.

1. Introducción

Desde el comienzo de aplicación de la reforma eléctrica introducida en la década de 1980 a las regulaciones que condicionan el desarrollo y funcionamiento del sector el eléctrico en Chile, se introdujo un modelo de mercado en el segmento generación, y que instauró un mercado de corto plazo o spot, y un mercado de contratos, se estableció que los precios a los cuales las distribuidoras debían adquirir la energía y potencia para el suministro de los clientes regulados ubicados en su zona de concesión, denominados precios de nudo, fueran determinados semestralmente por la autoridad reguladora, y conforme la expectativa de evolución de los precios de energía de corto plazo previstos para un determinado horizonte de aplicación. De esta manera, se determinaba un precio de nudo de energía, como promedio de los costos marginales previstos para el mercado spot, y un precio de nudo de potencia igual al costo marginal de ampliar la capacidad de generación en las horas de punta, que eran traspasados a las cuentas de los usuarios finales bajo una modalidad de pass-through, adicionando el correspondiente valor agregado de distribución.

Si bien estos precios eran determinados por el regulador, se consideraban "semi-regulados" al quedar su nivel sujeto al precio promedio monómico observado en el segmento libre mediante la consideración de una banda de precios.

El concepto de que los precios de nudo debían reflejar una señal de desarrollo eficiente y descentralizado del parque generador, vino a ratificarse con la promulgación de la Ley N° 20.018 de 2005 (Ley Corta II), que instruyó a que los precios de nudo trasladables a clientes regulados de distribuidoras fueran aquellos despejados en licitaciones competitivas desarrolladas por las distribuidoras.

Con la reforma aplicada mediante la Ley Corta II, los precios de nudo, que a partir de entonces pasaron a denominarse precios de nudo de corto plazo, si bien ya no se utilizan como referencia para el pago de generadores que abastecen a clientes regulados, estos procesos siguen teniendo gran aplicabilidad en el mercado y en la industria, como por ejemplo, en el precio de nudo de la potencia utilizado en las transferencias de potencia de suficiencia, o en la determinación del precio estabilizado para medios de generación de pequeña escala, según el mecanismo de estabilización establecido a estos efectos por la Ley N°19.940 de 2005 (Ley Corta I).

Considerando que los Precios de Nudo de Corto Plazo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo, y que actualmente el SEN experimenta un escenario de alta penetración de energías renovables variables y de nuevas tecnologías, generando una mayor variabilidad e incertidumbre en la disponibilidad de energía y mayores requerimientos de flexibilidad en el sistema, resulta necesario para la Comisión la realización de una revisión de la regulación vigente y, de las metodologías de cálculo de precios aplicables a la representación de la operación del sistema.

En este contexto, la Comisión Nacional de Energía (Comisión), contrató un estudio integral con objeto de analizar la legislación, reglamentación, normas y metodologías utilizadas para la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo y Precios Estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con el fin de presentar una propuesta metodológica de apoyo en dichos procesos y proponer eventuales mejoras a la regulación vigente.

2. Relevamiento de la Regulación Vigente

En la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la "Ley", en la Resolución Exenta N°641, y en el Decreto Supremo (D.S.) N°86[1], se establece que la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión" o la "CNE", semestralmente debe elaborar y poner en conocimiento del Ministerio de Energía, del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y de los Coordinados, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo de corto plazo, según el procedimiento indicado en la Ley, que justifique y explicite:

- La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- El programa de obras de generación y transmisión existentes, en construcción y futuras;
- Los costos de combustibles, costos de falla y otros costos variables de operación pertinentes;
- La tasa de actualización utilizada en los cálculos; y
- Los valores resultantes para los precios de nudo de corto plazo, sus fórmulas de indexación y el costo de racionamiento.

Por otra parte, la Ley señala que los medios de generación de pequeña escala son generadores cuyos excedentes de potencia son menores o igual a 9.000 kilowatts y que se dividen entre Pequeños Medios de Generación (PMG) y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), la diferencia entre uno y otro, es que los PMGD se encuentran conectados a instalaciones de una empresa concesionario de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, mientras que los PMG, se encuentran fuera de estas mismas y simplemente cumplen con la condición de ser centrales cuyos excedentes de potencia son menores a 9.000 kW.

Como lo habilita la ley y como establece el D.S. N°88[2] (y con anterioridad el DS244), los medios de generación de pequeña escala tendrán derecho a:

- Vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios (precio estabilizado);
- Vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia; y
- Al autodespacho (generadores que pueden inyectar al sistema sin la necesidad de la instrucción del Coordinador).

El DS244 definía a los precios de nudo de corto plazo como los precios estabilizados, que se consideraban a la hora de valorizar las inyecciones de los PMG o PMGD. El nuevo DS88 establece seis bloques horarios de precios estabilizados durante el día que se calculan a partir de los resultados de las simulaciones realizadas durante el proceso de precio de nudo de corto plazo (PNCP). Cabe señalar que dentro del periodo transitorio que estableció el DS88, ambas metodologías conviven en la actualidad.

---

[1] D.S N°86, de 2012, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo".

[2] D.S N°88, de 2019, del Ministerio de Energía, que "Aprueba Reglamento para la Medios de Generación de Pequeña Escala".

Los precios estabilizados son fijados por el Ministerio de Energía mediante Decreto Supremo. El cálculo es realizado 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.

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

- 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;
- 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;
- El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y,
- Las fórmulas de indexación aplicables a los precios estabilizados.

2.1. Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP)

Las disposiciones vigentes que regulan la elaboración de los Precios de Nudo de Corto Plazo se establecen entre los artículos 160° y 172° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE o Ley), y el artículo vigésimo transitorio incorporado por la Ley N°20936 (Ley de Transmisión), esta última indica que se deberán hacer los reglamentos asociados a la Ley que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución y que en el intertanto se deberán dictar Resoluciones Exentas que regulen las distintas materias, en este caso en particular el PNCP. Por esto último, en agosto 2016 se publicó la Resolución Exenta N°641 (REX 641) que "Establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo" modificada por las Resoluciones Exenta N°434 y N°603 de 2017.

Por otro lado, la Resolución Exenta N°10 de 2018 prolonga la vigencia de la Resolución Exenta N°641 con sus modificaciones hasta que entre en vigencia las modificaciones al reglamento N°86 de 2012.

Asimismo, el Decreto Supremo N°86 (DS86) de 2012 que "aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo" también se encuentra regulación respecto a los PNCP pero que, debido a lo dispuesto en el artículo vigésimo transitorio de la Ley, tienen una jerarquía menor a lo que establece la Resolución Exenta N° 641 hasta que el reglamento sea modificado.

2.1.1 Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)

La LGSE establece la elaboración de informes para el cálculo de precios de nudo de corto plazo de manera semestral. Excepcionalmente, cuando se constatan variaciones en los precios de nudo de energía o potencia indexados mayores a un 10% respecto al precio definido, la Comisión, a través de Resoluciones Exentas, publica nuevos valores de energía

y potencia según corresponda [art. 160°]

Para calcular los PNCP se debe primero elaborar un plan de obras de generación y transmisión, considerando la generación existente, obras declaradas en construcción y centrales comprometidas mediante un modelo que minimice el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamientos durante el período de estudio. [numeral 1 art.162]

La Comisión debe hacer un informe preliminar con los precios de nudo de corto plazo que explique y justifique:

- La previsión de demanda de potencia y energía del sistema eléctrico con un horizonte de 10 años;
- El programa de obras de generación y transmisión existentes y futuras;
- Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- La tasa de actualización utilizada en los cálculos, la cual será igual al 10% real anual;
- Los valores resultantes para los precios de nudo, y
  La fórmula de indexación que se aplicará para las fijaciones provisorias. [Art.165]

Para el informe de PNCP se utilizan los Precios Medios de Mercados (PMM) que publica mensualmente la Comisión, pero que en particular para la elaboración de este informe se utilizan los PMM publicados en el mes de enero con la información de los meses entre julio y octubre para el primer semestre y de julio con la información de los meses entre enero y abril para el segundo semestre, [art.166°]

El PMM es utilizado para el proceso de ajuste de banda de precios para el cálculo de los PNCP, y también es utilizado como indexador de los precios de nudo de energía y precios estabilizados.

La Ley define conceptos y metodologías de cálculo de los precios de nudo de corto plazo, que se definirán y detallarán en la sección 2.3 de este informe. Entre los conceptos definidos se encuentran el Precio Básico de la Energía (PBE), y el Precio Básico de la Potencia (PBP), componentes del cálculo del Precio Medio Básico (PMB), que es utilizado como punto de comparación con el Precio Medio de Mercado (PMM) para determinar una banda de precios que servirá como referencia para ajustar el Precio Medio Teórico (PMT) [Art.162°, 167°, 168°]

La Ley dispone que las empresas sujetas a la coordinación de la operación puedan efectuar observaciones al cálculo de los precios de nudo de corto plazo, instruyendo además la entrega mensual por parte de éstas de los antecedentes de los contratos que mantienen con clientes no regulados y contratos licitados con distribuidoras, antecedentes estos últimos que la CNE debe utilizar para el cálculo del PMM.

El procedimiento definido por la Ley estipula la realización de un informe preliminar dentro de los primeros quince días del mes anterior al informe definitivo. Luego un plazo para observaciones que se encuentra regulado a nivel reglamentario, y finalmente la publicación de un informe definitivo por parte de la Comisión (en plazos que se estipulan a nivel reglamento) incorporando en este las modificaciones que surgieran de las observaciones que realizaron los Coordinados y que fueran aceptadas por la Comisión.

El informe definitivo es la base sobre la que el Ministerio de Energía fija y publica, mediante

decreto, los precios de nudo de corto plazo. Este decreto debe ser publicado por el Ministerio con un plazo de diez días de haber recibido dicho informe. [Art. 165°, 166°, 169° y 171°]

La Ley define el periodo de aplicación de los decretos de fijación de precios de nudo de corto plazo. La fijación del primer semestre tiene vigencia de abril a septiembre y la fijación del segundo semestre tiene vigencia de octubre a marzo, siendo estos retroactivos en caso de atraso en la publicación de estos decreto. Para el caso de cambios por indexación, los nuevos valores rigen desde que el Coordinador notifica a las empresas de la publicación de las resoluciones exentas de la Comisión. [171° y 172°]

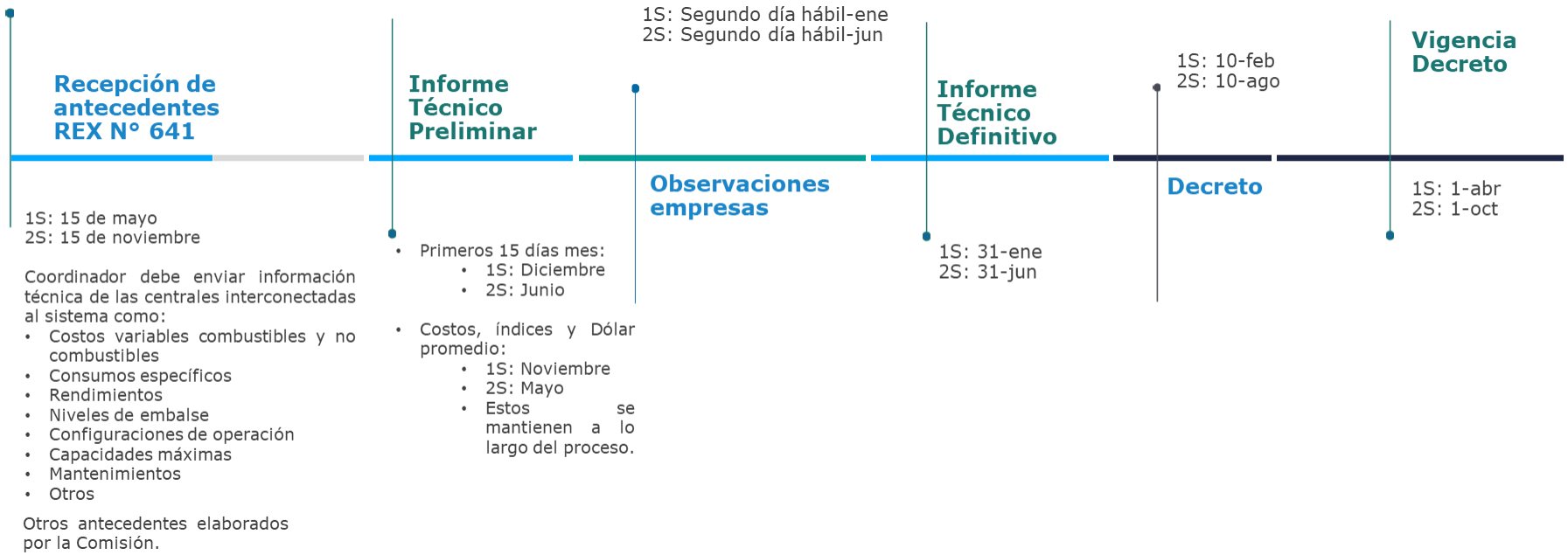
Por último, de acuerdo al artículo 155° de la LGSE "*En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:*

1.- Precios a nivel de generación- transporte. Estos precios se denominarán "precios de nudo" y se definirán para todas las subestaciones de generación- transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta; …"

2.1.2 Resolución Exenta 641 (REX 641)

La Resolución Exenta N°641 establece plazos, requisitos y condiciones para la fijación de precios de nudo de corto plazo. La Figura 1, presenta en forma gráfica la información temporal respecto al procedimiento de elaboración de los informes de Precios de Nudo de Corto Plazo desde la entrega de información hasta la dictación del Decreto Supremo.

Figura 1 Línea temporal de proceso de elaboración del PNCP



*(1S: Primer Semestre, "2S: Segundo Semestre)

La Resolución Exenta N° 434 de 2017 modificó la Resolución Exenta N° 641 e incorpora algunas disposiciones en donde el Coordinador, aparte de la entrega de información técnica de centrales generadoras del sistema, debe entregar sus programas de mantenimientos.

También habilita a la Comisión para solicitar al Coordinador y los coordinados cualquier información que sea necesaria para la elaboración del informe.

Por último, señala que la Comisión deberá elaborar un programa de obras, considerando un escenario único respecto de las instalaciones existentes y en construcción, de generación y transmisión, la demanda eléctrica, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización que indica la Ley. Este Programa de Obras, de carácter indicativo, será elaborado en cada fijación semestral de precios de nudo de corto plazo y se utilizará para la determinación de los precios de nudo que se realice en cada oportunidad.

2.1.3 Reglamento DS 86

En el Reglamento DS 86, las disposiciones que regulan los procesos y metodologías de cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo se encuentran en el título II [Entre los Art. 8 y 90°] dividido en 6 capítulos:

- Consideraciones generales. [Art. 8 al 12]
- De los Antecedentes del Proceso Tarifario de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo [Art. 13 al 37]
- Del Programa de Obras de Generación y Transmisión. [Art. 38 al 44]
- De los precios básicos [Art. 45 al 54]
- De la Banda de Mercado [Art. 55 al 63]
- De la indexación de los Precios de Nudo de Corto Plazo [Art. 64 al 66]

Respecto al reglamento se verán los aspectos metodológicos que dispone en cuanto al cálculo de los PNCP en el punto 2.1.5.

2.1.4 Reglamento DS 106

El Decreto Supremo N°106 de 2016 aprueba el reglamento sobre licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de los clientes regulados de las empresas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica. Este reglamento hace mención en varios artículos a los decretos de Precio de nudo de corto plazo que se desarrollarán a continuación.

a) Puntos de oferta y compra

Las bases de licitación deben establecer los puntos de oferta para que los proponentes ofrezcan precios y montos de energía asociados al suministro licitado, dichos puntos de ofertas sólo pueden ser escogidos entre aquellas barras que se establezcan en los Decretos de Precio de nudo [inciso primero art. 36°].

Los Puntos de Compra corresponderán a todas aquellas barras o nudos contenidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento de la facturación, desde los cuales se abastece la Concesionaria. [inciso tercero art. 36°]

Las bases de licitación pueden incluir de manera referencial Puntos de Compra entre aquellos establecidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre vigente a la fecha del llamado a Licitación. [inciso cuarto art. 36°]

b) Factores de modulación

Los precios de energía en los Puntos de Compra serán iguales al precio de oferta del Adjudicatario, establecido en el respectivo Punto de Oferta, debidamente indexado, multiplicado por la razón entre el factor de modulación de energía del Punto de Compra y el factor de modulación de energía del Punto de Oferta. Estos factores de modulación corresponderán a los factores de modulación de energía incluidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación. [Art. 37°]

Artículo 38.- El precio de la potencia en el Punto de Oferta, durante la vigencia del Contrato de Suministro, será el precio fijado para la potencia de punta en el referido Punto de Oferta en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento del llamado a la Licitación e indexado de acuerdo a lo establecido en las Bases. [inciso primero Art.38°]

El precio de la potencia en cada Punto de Compra será igual al Precio de la Potencia en el Punto de Oferta, multiplicado por la razón entre el factor de modulación de potencia del Punto de Compra y el factor de modulación de potencia del Punto de Oferta. Estos factores de modulación corresponderán a los factores de modulación de potencia incluidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación. [inciso segundo Art.38°]

c) Facturas de suministro

Para efectos del pago de las facturas del suministro en moneda de curso legal, el tipo de cambio a utilizar, así como los cobros de otros conceptos, se regirán por el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación, a partir de la suscripción del o los Contratos respectivos. Las Bases deberán indicar los intereses por atraso en el pago de las facturas. [Art. 54°]

d) Publicación de resultados licitación

La Comisión debe recibir copia del acta de adjudicación de los proponentes para formalizar el proceso de inclusión de los precios resultantes de la licitación en el Decreto de Precio de Nudo de corto Plazo. [final inciso primero Art. 65°]

e) Precios mínimos y máximos en licitaciones excepcionales de corto plazo

Las bases de estas licitaciones deben de considerar al menos el precio máximo de las Propuestas, el que no podrá ser inferior a la componente de energía del precio medio de mercado, establecido en el informe técnico definitivo asociado al Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento del llamado a Licitación, ni superior a dicho precio incrementado hasta en el 50%;

f) Mecanismo de ajuste de contratos

Dentro de los contratos de suministro a clientes regulados, existen mecanismos de ajuste los cuales se desencadenan bajo ciertas situaciones. Es el Coordinador quien debe revisar si se cumplen estas condiciones o no.

Para la contabilidad de este mecanismo, el Coordinador debe considerar los Precios Medios de Mercado, y los factores de modulación de energía del Punto de Compra y el Punto de

Oferta, establecidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento del cálculo. [Art. 73°]

2.1.5 Decretos de Precios de Nudo de Corto Plazo

El Artículo 93° del DS86 indica lo siguiente: *"Artículo 93º.- Los Decretos Tarifarios que fijen Precios de Nudo de Corto Plazo y sus fórmulas de indexación, deberán dictarse por el Ministerio de Energía, a más tardar, el 30 de abril y el 31 de octubre de cada año y deberán contener al menos:*

a) Los Precios de Nudo de Corto Plazo;
b) Las respectivas fórmulas de indexación de los Precios de Nudo de Corto Plazo;
c) Los Cargos Únicos por el uso del sistema troncal, asignable a los clientes sometidos a regulación de precios, y
d) Los valores máximos de las ofertas de las licitaciones de suministro de empresas distribuidoras, expresados en dólares y sus respectivos factores de modulación geográfica."

Debido a la antigüedad del decreto, varios de estos puntos ya no aplican, y la Resolución Exenta N° 641 mediante el artículo 13° redujo la cantidad de puntos que, al menos deben tener estos decretos a tres, de los cuales uno fue eliminado por la Resolución N° 434 de 2017. Este artículo indica lo siguiente:

Artículo 13°. - Los decretos tarifarios que fijen precios de nudo de corto plazo y sus fórmulas de indexación, deberán dictarse por el Ministerio de Energía, a más tardar, el 10 de febrero y el 10 de agosto de cada año y deberán contener al menos:

a) Los precios de nudo de corto plazo;
b) Las respectivas fórmulas de indexación de los precios de nudo de corto plazo; y,
c) Eliminado.

De la Revisión de los Decretos que Fijan los Precios de Nudo para el suministro de electricidad se observan:

- Precios de nudo de energía y potencia para las barras troncales del sistema,
- Fórmulas de indexación,
- Fórmulas para referenciar los precios de nudo de subestaciones distintas a las del Sistema de Transmisión Nacional
    - Indisponibilidades de generación y transmisión
    - Precios de Nudo aplicables a la inyección de medios de generación de pequeña escala.
- Definiciones
    - Cliente
    - Entrega y medida
    - Horas de punta y fuera de punta del SEN.
- Demanda Máxima
    - Determinación de la demanda máxima y del cargo por demanda máxima.
    - Demanda máxima leída
    - Potencia contratada
- Energía reactiva
    - Cargo por factor de potencia
    - Cargo por factor de potencia medio mensual.

- Facturación de la energía reactiva
- Pago de las facturas
- Gravámenes e impuestos

El Artículo segundo del decreto tarifario fija los Factores de Modulación de potencia y energía los cuales están referenciados a la barra Polpaico.

Finalmente dependiendo si en el año hubo o no algún proceso de licitación de suministro a Clientes Regulados, en el artículo tercero de estos decretos tarifarios se fijan los Precios de Nudo de Largo Plazo de las empresas adjudicatarias según bloque de suministro y la cantidad de energía adjudicada por bloque horarios. También se fijan los precios de la potencia asociado al precio que estaba vigente en los decretos PNCP en el momento de inicio del proceso de licitación, además de fórmulas de indexación de energía y potencia y los valores bases de estos indexadores.

a) Publicación de Factores de Modulación

La Ley 20936 de julio 2016, introdujo a la Ley General de Servicios Eléctricos el artículo 150 ter, relacionado con las licitaciones públicas que debe realizar el ministerio de Energía. En particular, el Inciso 14 dice, en el contexto de ofertas de licitaciones para clientes regulados, *"En el caso que haya ofertas en más de un punto de inyección, la comparación entre los precios ofertados se hará refiriendo todos los precios a un punto particular del sistema. Para ello, se considerarán los precios de energía ofertados corregidos por la razón entre el precio de nudo de energía en dicho punto particular del sistema y el precio de nudo de energía en el punto de inyección, ambos señalados en el informe técnico definitivo de precios de nudo más reciente, vigente a la fecha de publicación de las bases de licitación, o el mecanismo que establezca el reglamento."*

El Factor que resulta de la división entre el Precio de Nudo de Energía de una barra con el precio de nudo de energía de la barra de referencia es el denominado factor de modulación de energía.

Estos factores son finalmente calculados y publicados en los decretos de precio de nudo de corto plazo.

b) Horario de punta

Los horarios de punta del sistema son fijados actualmente por los decretos de precio de nudo, estos horarios son de gran importancia para la tarificación de potencia para clientes libres y regulados.

Las horas de punta, actualmente, corresponden a los días hábiles entre los meses de abril y septiembre entre las 18:00 y 22:00 horas. Este rango horario se aplica principalmente como periodos de tarificación de potencia a clientes libres. Para lo que son clientes regulados, se consideran los meses entre abril y septiembre, por ejemplo, para la tarifa BT1 que es la más común. Durante el periodo se aplica la tarifa de invierno que conlleva un sobrecargo en caso de tener consumos superiores a cierto límite que se calcula en base a consumos de meses anteriores.

Cabe mencionar que antiguamente el horario se extendía por una hora más, es decir hasta las 23:00 horas, lo cual cambió el segundo semestre de 2019, y que durante 2020 y 2021, a raíz de la pandemia, el horario punta se acotó a los meses de junio y julio.

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande, antes de la interconexión con el Sistema

Interconectado Central (SIC), el horario de punta incluida a los 12 meses del año y tanto día laboral como no laboral.

2.2. Procesos previos a los cálculos de Precios de Nudo de Corto Plazo

En esta sección se expondrán los procesos que se deben ser realizados en forma previa a la elaboración de los informes de precio de nudo de corto plazo. Estos serán clasificados en los procesos que realiza la Comisión Nacional de Energía, y los procesos que realiza el Coordinador y los Coordinados.

2.2.1 Comisión Nacional de Energía

a) Previsión de demanda

La LGSE en sus artículos 162° y 165° se define la utilización de la previsión de demanda necesaria para la elaboración de los informes de precio de nudo de corto plazo y que se debe publicar antes de la elaboración de los PNCP, es así como la REX641 en su artículo 6 dice: "*La CNE debe para cada fijación elaborar una previsión de demanda, para eso la CNE debe solicitar información para realizar esta previsión, que tiene que contener como mínimo:*

a) Años de la demanda histórica a considerar;
b) Características topológicas y temporales, esto es, barras de consumo y número de bloques de demanda;
c) Comportamiento de la demanda, esto es, curva de duración de la demanda según tipo de cliente; y,
Desagregación por tipo de cliente, libre y regulado." [subrayado nuestro]

Agrega en el artículo 7° de la REX 641: "*En cada proceso tarifario, la Comisión podrá revisar y actualizar la previsión de demanda, basándose, entre otros aspectos, en la evolución del consumo observado, la información de otros procesos tarifarios, las encuestas a clientes, la eficiencia energética, la información estadística, la opinión de expertos, la integración energética regional, así como también cambios en las expectativas económicas. Con el objetivo de evaluar las modificaciones en el consumo, la Comisión podrá solicitar al Coordinador y a las empresas eléctricas la información pertinente."*

b) Costos de Falla

El artículo 25° del DS86 dice: "*Para determinar la operación óptima de cada sistema eléctrico, la Comisión deberá utilizar en cada proceso tarifario valores representativos del costo en que incurre cada sistema ante diferentes niveles de déficit de suministro, los que se denominarán costos de falla esperados, en adelante "costo de falla"*".

El artículo 26 del DS86 señala que "*Para determinar los niveles de déficit señalados en el artículo anterior y su valor económico, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, Estudios de Costo de Falla de larga y corta duración para los sistemas eléctricos respectivos, los que podrá contratar conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de recoger los cambios que experimenten los principales factores de costo que componen dichos niveles de déficit.*

Los Estudios de Costo de Falla deberán considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de clientes industriales de diferentes tamaños, actividad económica y ubicación geográfica, entre otros aspectos.

Respecto de los clientes comerciales y residenciales, la metodología de análisis podrá emplear herramientas o algoritmos matemáticos que representen de manera consistente y armónica la forma cómo estos consumidores se ven afectados al no contar con suministro eléctrico."

El artículo 27°del DS 86° señala que *"En base a los resultados de los estudios señalados en el artículo anterior, la Comisión deberá representar en al menos tres niveles de profundidad y costos asociados, el comportamiento de cada sistema ante situaciones de déficit, los cuales deberán estar incluidos en el Informe Técnico señalado en el artículo siguiente.*

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá elaborar o encargar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello."

El artículo 29° del DS86 dice que *"Dentro del período de cuatro años, los costos para cada nivel de déficit deberán actualizarse en cada proceso tarifario, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costo, las cuales deberán estar contenidas en el Informe Técnico a que hace referencia el inciso primero del artículo 28º del presente Reglamento."*

c) Costos de Unidad de Punta

El artículo 49° del DS86 establece que la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un Estudio de Costos de Unidad de Punta para los sistemas eléctricos respectivos, los que podrán ser realizados mediante contratación a un tercero conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes, con el objetivo de determinar los costos de inversión y costos de fijos de operación de la Unidad de Punta de los respectivos subsistemas definidos por la Comisión.

El estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.

Los resultados de estos estudios son luego utilizados semestralmente para la elaboración de los informes de precios de nudo de corto plazo, en particular, en la definición de la unidad de punta y el cálculo del precio básico de la potencia.

d) Costos de Tecnologías de Generación

La LGSE, en su artículo 162°, estipula que se debe determinar un programa de obras de generación y transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional, que minimice el costo total actualizado de abastecimiento de energía eléctrica, esto es, la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento en el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo.

En base a esto, la Comisión realiza un estudio para determinar los costos de instalación de diversas tecnologías de generación, el cual es luego utilizado como base para el plan de expansión de largo plazo indicativo y que es el complemento a las obras declaras en construcción y ya comprometidas en procesos de licitación para el abastecimiento de clientes regulados.

Estos informes se deben realizar anualmente, sin embargo, en la página web de la Comisión solo se ha publicado un informe de 2022 (el más actualizado a la fecha) y un informe de 2019 a la consultora Inodu.

e) Informe de proyección de precios de combustibles

Atendidas las necesidades de diversos procesos regulatorios y tarifarios que desarrolla la Comisión Nacional de Energía, tales como el cálculo semestral de los precios de nudo de corto plazo de conformidad a los artículos 162° y siguientes de la LGSE, se requiere contar con una proyección de precios de los principales combustibles (petróleo crudo, carbón y gas natural) en un horizonte temporal que comprenda por lo menos los 10 años de proyección necesarios para el informe PNCP (en último informe se realizó una proyección para un período de 15 años). Dichas proyecciones son efectuadas por el Departamento Hidrocarburos de la Comisión y es emitida en el contexto y con la finalidad de servir de insumo o antecedente en los diversos procesos regulatorios o tarifarios que desarrolla la Comisión.

f) Precio Medio de Mercado

En base a información que entregan las empresas, que se expondrá en la sección 2.2.2, la Comisión calcula mensualmente los Precios Medios de Mercado (PMM). Para la elaboración del informe de precio de nudo de corto plazo, se utilizan el PMM de enero y julio, para el informe del primer y segundo semestre.

Dentro del proceso de cálculo del precio de nudo de corto plazo, se utiliza el PMM para realizar el procedimiento de ajuste de bandas que se describirá con mayor detalle a lo largo de la sección 2.3. De forma similar (pero con una metodología levemente distinta) se utilizan para el ajuste de bandas de los precios estabilizados que forma parte del procedimiento de cálculo de estos mismos, el que se puede revisar en la sección 2.4.

En forma adicional, los PMM son utilizados como indexadores de los precios de energía de los PNCP y de los precios estabilizados para pequeños medios de generación. El detalle del procedimiento se revisará en la sección 2.3.3.

g) Tasa de Tipo de Cambio

Para la elaboración del informe de precio de nudo de corto plazo, se utilizan las tasas de tipo de cambio promedio (CLP/USD) del Sistema de Impuestos Internos (SII) de noviembre y mayo, para los informes del primer semestre y segundo semestre respectivamente.

h) Obligación ERNC

En virtud de la obligación que establece el artículo 150° bis de la Ley, la Comisión calcula los porcentajes de energía anual de generación renovables no convencional que deben ser acreditados por las empresas sobre los retiros realizados, de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 1° transitorio de la Ley N° 20.257, modificado por el artículo 2° de la Ley N° 20.698, esto es:

- No hay obligación para los retiros de energía cuyos contratos con su suministrador fueron suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007.
- Para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6%, y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%.
- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación

aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025.

Con esta información, y en base a la energía proyectada en los informes de previsión de demanda, es que la Comisión calcula el total de energía mínima que tiene que ser generada con energías ERNC.

2.2.2 Coordinados y Coordinador

a) Información solicitada a los coordinados (Empresas)

En base a lo que dispone el artículo 166° de la Ley, los coordinados mensualmente deben entregar la información necesaria para que, entre otras cosas, la Comisión, calcule los Precios Medio de Mercado.

Respecto a la información que debe ser entregada por las empresas, la Resolución Exenta N°247 de 2018 (REX 247) fija la forma, fecha y otras materias relacionadas con la entrega de información del artículo 59° del Decreto Supremo N° 86 de 2012, y deja sin efecto Resolución Exenta N° 352 de la Comisión Nacional de Energía, requiriendo la siguiente información:

- Generadores:
  - Ventas a Clientes Libres
  - Ventas a Distribuidoras para Clientes Libres.
  - Ventas a Distribuidoras para Clientes Regulados a Precio de Nudo de Largo Plazo.
  - Ventas a Distribuidoras para Clientes Regulados a Precio de Nudo de Corto Plazo.
- Distribuidoras:
  - Ventas a Clientes Libres.
  - Compras a Generadoras para Clientes Libres.
  - Compras a Generadoras para Clientes regulados a Precio de Nudo de Largo Plazo.
  - Compras a Generadoras para Clientes regulados a Precio de Nudo de Corto Plazo.

b) Información solicitada al Coordinador

La Resolución Exenta N°641 (REX 641), en su artículo 10°, 10° bis y 10°ter determina la información que debe entregar el Coordinador a la Comisión para ser considerados en el modelo de simulación para los cálculos de los precios básicos de la energía.

"Artículo 10°.- Para la elaboración de los informes técnicos a los que se refiere la presente resolución, el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 15 de mayo y el y 15 de noviembre, o al siguiente día hábil, si éste fuera feriado, según se trate de las fijaciones de precio de nudo de corto plazo de agosto o febrero, y en los formatos que determine la Comisión, antecedentes de las centrales de generación del sistema eléctrico, existentes y declaradas en construcción, los que deberán incluir, al menos, el nombre de la central, el propietario de la misma, la potencia bruta y neta y el punto de conexión al sistema, entre otros. Adicionalmente, deberá enviar:

A. *Para las centrales térmicas:*
   a) *Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para las programaciones semanales de la operación;*
   b) *Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos, de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión;*
   c) *Configuraciones de operación para centrales existentes y declaradas en construcción, incluyendo la potencia máxima por configuración; y,*
   d) *Disponibilidad de combustibles.*
B. *Para las centrales hidráulicas:*
   a) *Niveles de agua en los embalses;*
   b) *Capacidad máxima de almacenamiento de los embalses;*
   c) *Rendimiento de aquellas centrales existentes y declaradas en construcción por la Comisión;*
   d) *Modelación de los convenios de riego vigentes;*
   e) *Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego;*
   f) *Afluentes semanales en régimen natural a partir del año 1960, para todas las centrales existentes y declaradas en construcción; y*
   g) *El pronóstico de deshielo disponible.*
C. *Para otras tecnologías:*
   a) *Costo variable no combustible correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para las programaciones semanales de la operación;*
   b) *Costo variable no combustible de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión; y,*
   c) *Perfiles horarios de generación históricas para aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico.*

<u>En base a estos antecedentes, y a proyecciones que para tal efecto la Comisión establezca, esta determinará los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las centrales de generación</u> para efectos de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico." [Subrayado nuestro]

"Artículo 10° bis.- El Coordinador deberá enviar a la Comisión la información que ésta determine como necesaria respecto de los <u>programas de mantenimiento de las distintas centrales generadoras del sistema eléctrico</u>, en los formatos y fechas que la Comisión disponga, para efectos de la correcta modelación del sistema en el proceso de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión podrá solicitar al Coordinador, y a los coordinados a través de éste, <u>cualquier otro antecedente que considere relevante para la correcta modelación de las centrales generadoras</u> en el proceso de determinación de los precios de nudo de corto plazo."

Por otro lado, la Resolución Exenta N°247 de 2018 en su artículo dos señala que el Coordinador debe informar las ventas de energía a empresas generadoras realizadas por Clientes Libres y empresas distribuidoras del sistema, mensualmente especificando las barras en las cuales se realizaron dichos retiros.

2.3. Proceso de Cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo

Esta sección releva la normativa que regulan el proceso de cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP) y sus procesos previos, según la responsabilidad de la Comisión, Coordinador y coordinados.

2.3.1 Horizonte de simulación

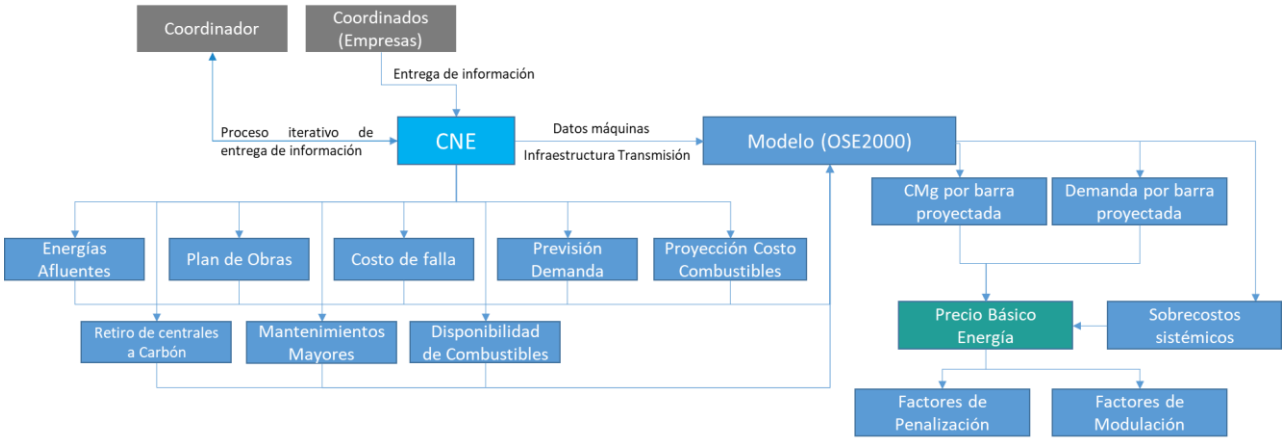
El artículo 5 de la Resolución Exenta N°641 establece lo siguiente: *"El horizonte de simulación considerado en la elaboración del informe técnico de precios de nudo de corto plazo tendrá una* extensión de diez años *para efectos de simular la operación económica del sistema eléctrico. Este horizonte podrá incluir, en la parte final del mismo, uno o dos años para el solo efecto de solucionar problemas de borde en la simulación de la operación económica del sistema eléctrico."*

2.3.2 Diagrama Proceso

En el siguiente diagrama se observan los distintos procesos que realiza la Comisión, desde la obtención de información requerida al Coordinador y Coordinados, hasta la realización de informes que luego utiliza como entrada para el modelo OSE2000.

Por último, se observan los resultados que arroja el modelo, como por ejemplo los Costos Marginales y la demanda por barra proyectada, que luego se utilizan para los cálculos de precios básicos de energía. Los precios básicos de energía son el punto de partida de para los cálculos de precios de nudo de corto plazo.

Figura 2 Datos de entrada y salida del modelo



2.3.3 Precio Medio de Mercado (PMM)

El precio medio de mercado (PMM) se determina a partir de los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la Comisión, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado.

Este precio es utilizado tanto en el proceso de cálculo de los precios de nudo de corto plazo y precio estabilizado, como para la indexación del precio de nudo de la energía y precios estabilizados para pequeños medios de generación.

El cálculo del Precio Medio de Mercado se realiza mensualmente y se utilizan los valores publicados de enero y julio como insumo para el cálculo de los Precios de Nudo de corto Plazo del primer y segundo semestre respectivamente.

El artículo 166, en su inciso segundo señala lo siguiente "*Las empresas y entidades, a que se refiere el artículo 165°, comunicarán a la Comisión, en los plazos que se establezcan en el reglamento, sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Cada empresa deberá informar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, al menos, lo siguiente:*

a) La potencia;
b) La energía;
c) El punto de suministro correspondiente;
d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y;
e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo.

La información indicada en las letras anteriores corresponderá a la del segundo mes anterior al de la comunicación señalada en el inciso primero."

Esta información que entregan los Coordinados es importante para que la Comisión luego pueda hacer los cálculos para obtener los PMM.

Por su parte, el artículo 167 numeral 1 describe la metodología para obtener el PMM. "…*Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período 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°"*

El mismo artículo 167° numeral 1 indica que "*A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado."*

El reglamento en su artículo 57 da noción de la información que se debe considerar para los PMM: *"... Los precios medios informados conforme a los artículos indicados en el inciso anterior, deberán estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los clientes libres, de los siguientes ítems:*

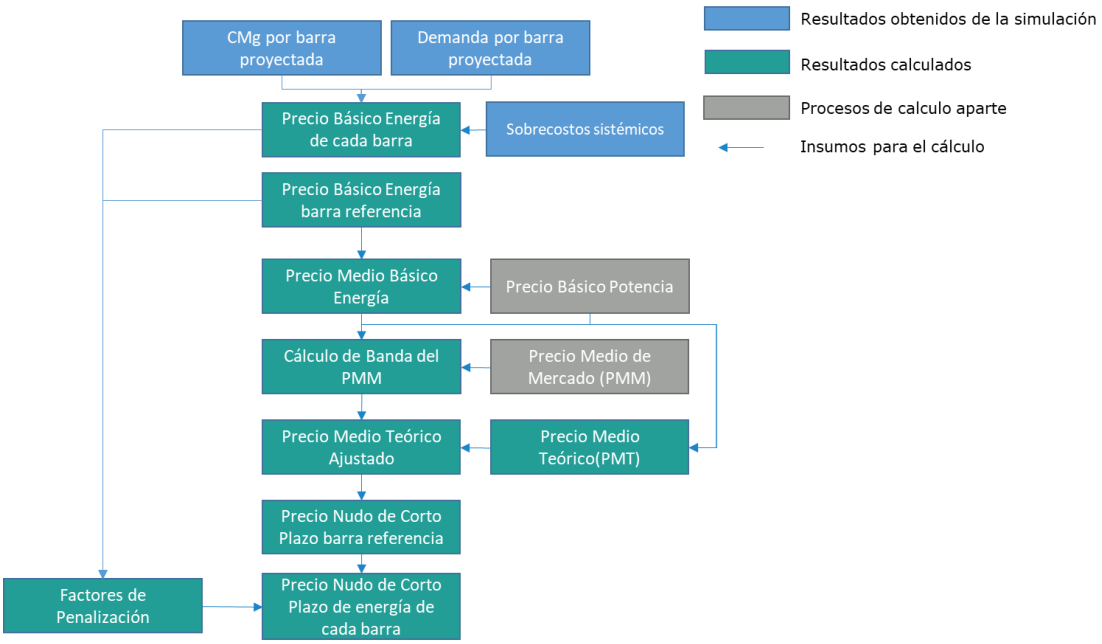
a) Intereses de ningún tipo ni origen;
b) IVA;
c) Multa por atrasos o mora;
d) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones;
e) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones;
f) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros, y
g) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que el cliente haya pagado alguno de los ítem señalados precedentemente, las empresas deberán informarlo en forma adicional a la Comisión."

2.3.4 El Proceso de cálculo

Una vez obtenidos los resultados de la simulación del sistema eléctrico, se procede al proceso de cálculo de los precios de nudo de corto plazo. El siguiente diagrama se muestra un resumen del procedimiento que se verán luego en detalle:

Figura 3 Diagrama de proceso de cálculo de los precios de nudo de energía



2.3.5 Precio Básico de la Energía (PBE)

La LGSE en el artículo 162° numeral 2 determina el procedimiento de cálculo *"…Para la operación del sistema definida anteriormente se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de racionamiento en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, promediándose los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante ese período. Los valores así obtenidos, para cada una de las barras, se denominan precios básicos de la energía; …".* Por otro lado la REX 641 en su artículo 9°, al igual que el artículo 46° del reglamento, determinan la fórmula de cálculo.

Se aprecia que este mismo artículo 162° numeral 2 establece un rango para ventana de cálculo, de entre 24 y 48 meses, destacándose que actualmente la Comisión utiliza una ventana de 48 meses (máximo admisible). También hay que señalar que el artículo 165° de la LGSE fija la tasa de descuento o actualización (r) en un 10% anual la cual se utiliza para el cálculo del PBE de manera mensualizada.

$$Precio\ Básico\ Energía_{Nudo\ Básico\ calculado} = \frac{\sum_{i=1}^{N} \frac{CMg_{N\ calculado\ i} E_{N\ calculado\ i}}{(1+r)^{i-1}} \cdot Factor\ Sobrecosto}{\sum_{i=1}^{N} \frac{E_{N\ calculado\ i}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

$Ncalculado$	Nudo del Sistema respectivo para el Precio de Nudo Básico de Energía
$CMg_{N\ calculado\ i}$	Costo Marginal Mensual en el mes i en el nivel de tensión y la subestación respectiva.
$E_{N\ calculado\ i}$	Energía Mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.
i	Mes i-ésimo
r	Tasa de actualización
N	Numero de meses del periodo de cálculo respectivo, que puede ser entre 24 y 48 meses (actualmente se utilizan 48)
Factor Sobrecosto	Ponderador agregado a raíz de lo que señala el artículo 170° de la LGSE por sobrecostos

$$Tasa\ actualización\ mensual = \sqrt[12]{(1+r)} - 1$$

Donde:

r	Tasa de actualización anual

La tasa de actualización anual de 10% determina una tasa de actualización mensual de 0,7974%.

Para el cálculo finalmente se agrega a la formula un ponderador de sobrecostos sistémico debido al efecto de los sobrecostos por regulación de tensión que se explica en 3.2.1 Modelación de Control de Tensión.

2.3.6 Precio Básico de Potencia de Punta (PBP)

De acuerdo a lo que establece la LGSE corresponde a la Comisión, entre otras tareas, realizar el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia definidos en el artículo 162° de la Ley. El artículo 162 numeral 3 determina: "*Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda. Como oferta de potencia se considerará tanto la aportada por las centrales generadoras como aquella aportada por los sistemas de transmisión. Se calcula el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de cada subsistema eléctrico con este tipo de unidades. Los valores así obtenidos se incrementan en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del respectivo subsistema. El valor resultante del procedimiento anterior se denominará* <u>*precio básico de la potencia de punta en el*</u>

subsistema respectivo;

El artículo 49° del Reglamento DS86 señala *"Los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.*

El Estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello."

Adicionalmente, el artículo 51° del mismo reglamento señala *"Dentro del período de cuatro años, el valor del costo de inversión y costo fijo de operación contenidos en el último Informe Técnico señalado en el artículo anterior deberá actualizarse en cada proceso tarifario, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costo y que deberán estar contenidas en el referido Informe.*

Es así como en cada informe de precio de nudo se realiza una actualización de los costos de instalación de la unidad de punta en base a las indexaciones que correspondan.

El último informe de determinación de costos de unidad de punta se realizó en 2021 y se denomina "Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM". La fórmula de cálculo que estableció dicho informe y que se puede ver en los informes de precios de nudo de corto plazo, considera los costos unitarios de inversión de una turbina diésel de 70 MW, los costos asociados a la la instalación de una subestación elevadora y una línea de transmisión para conectarse al Sistema Eléctrico Nacional. (SEN) y un costo fijo de operación.

La fórmula es la siguiente:

$$Pbpot\left[\frac{\frac{\$}{kW}}{mes}\right] = Dol_i \cdot \left\{\left[(C_{TG}FRC_{TG} + C_{SE}FRC_{SE} + C_{LT}FRC_{LT})CF + C_{fijo}\right](1+MRT)(1+FP)\right\}$$

Donde:

C_{TG}[US$/kW]	Costo unitario de inversión de la unidad generadora del proyecto
FRC_{TG}	Factor de recuperación de capital de la unidad generadora, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 25 años
C_{SE}[US$/kW]	Costo unitario de la subestación eléctrica del proyecto.
FRC_{SE}	Factor de recuperación de capital de la subestación eléctrica, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 41 años.

C_{LT}[US$/kW]	Costo unitario de la línea de transmisión que conecta la subestación del proyecto al Sistema de Transmisión Nacional.
FRC_{LT}	Factor de recuperación de capital de la línea de transmisión, corresponde a la mensualidad de la inversión sobre una vida útil de 45 años
CF	Costo financiero
C_{fijo}	Costo fijo de operación y mantenimiento.
$1 + MRT$	Incremento por Margen de Reserva Teórico.
$1 + FP$	Incremento por factor de pérdidas
$Pbpot[\frac{US\$}{kW}/mes]$	Precio Básico de la Potencia en dólares por kW/mes.
$Dol_i[\frac{\$}{US\$}]$	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
$Pbpot[\frac{\$}{kW}/mes]$	Precio Básico de la Potencia en pesos por kW/mes.

La indexación de este precio se presentará en la sección 2.3.12.

2.3.7 Factores de penalización de potencia

El numeral 5 del artículo 162° define los factores de penalización de potencia que se utilizan para estimar el precio de la potencia en las diversas barras del sistema a partir del precio básico de la potencia. El numeral 6 de este mismo artículo indica que, a tal efecto, se deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión en horas de punta.

En el reglamento se describen los factores de penalización en el Párrafo 3, capítulo 4 del Título II [art. 52 al 54], tanto para la energía como para la potencia.

Los factores de penalización de la energía se calculan para cada barra considerando el cociente entre el precio básico de la barra a la que se le calculará el factor de penalización con el precio básico de la energía de la barra de referencia, en cuanto el de potencia se hacen "*…considerando la operación esperada en los bloques de mayor demanda de cada etapa del Período de Cálculo, …"* con la misma fórmula. De la revisión del proceso de cálculo de los PNCP, estos corresponderían a los bloques 10 u 11 para los meses (etapas) comprendidos entre abril y septiembre, considerando el periodo de punta definido actualmente por la Comisión.

2.3.8 Precio Medio Teórico (PMT)

El numeral 2 del artículo 167 de la LGSE define este ítem como *"… el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a*

remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115°, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior;"

Cabe mencionar el artículo 115° de la LGSE hace referencia a los Cargos Únicos Nacional, zonal y dedicado usado por clientes finales.

2.3.9 Precio Medio Básico

En el artículo 168° numeral 1 de la LGSE indica que "*A partir de los precios básicos de energía y potencia calculados por la Comisión, se calculará un precio medio, denominado Precio Medio Básico*"

El DS86 en su artículo 62° punto 1 dispone de la fórmula para el cálculo del Precio Medio Básico.

$$PMB[\$/kWh] = PBE[\$/kWh] + PBP'[\$/kW/mes] \cdot \frac{12[mes]}{8.760[h] \cdot fc}$$

Donde:

PBE : Precio Básico de la Energía
PBP' : Precio Básico de la Potencia, referido a la Subestación Básica de Energía
fc : Factor de carga del respectivo sistema eléctrico, determinado por la Comisión en base a antecedentes históricos, de forma de representar adecuadamente el comportamiento de la demanda.

2.3.10 Cálculo de límites de banda de Precios de Mercado.

- El DS86 en su artículo 62° numeral 2 define la fórmula de cálculo de las diferencias porcentuales entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado, cuyo resultado es utilizado para determinar el ancho de la banda del PMM en base a la fórmula que se describe en el siguiente punto.

$$DIF\%_{PMB-PMM} = \left| \frac{\text{Precio Medio Básico} - \text{Precio Medio Mercado}}{\text{Precio Medio Mercado}} \right| * 100\%$$

- El artículo 168° de la LGSE en sus numerales 2, 3 y 4 y en el Ds86 artículo 62° numerales 3, 4 y 5, definen la banda de la siguiente forma:

  "2) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es inferior a 30%, la Banda de Precios de Mercado será igual al 5%, respecto del Precio Medio de Mercado;

  3) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 30% e inferior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%;

  4) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a 30%."

La formulación descrita (en texto) en los numerales anteriores se detalla, en su forma matemática, en los informes de precio de nudo de corto plazo como se ve en la siguiente figura.

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

2.3.11 Precio Medio Teórico Ajustado

El numeral 3 del artículo 167 de la LGSE, indica que "*Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 168º, los precios de nudo de corto plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo de corto plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.*"

Es decir, los precios de nudo de Corto plazo de energía serán finalmente los precios básicos de energía, multiplicados por el factor determinado en el párrafo anterior. En caso de no requerirse ajuste, los precios de nudo de corto plazo serán igual a los precios básicos de energía.

2.3.12 Indexación de precios de energía y potencia

El artículo 65 del DS86 dispone que la Comisión debe publicar dentro de los primeros cinco días de cada mes, las variaciones que experimenten los indexadores definidos para los precios de nudo de energía y potencia. De registrarse variaciones acumuladas superiores al 10%, en el precio de la energía o la potencia indexado con respecto a los precios fijados por decreto o resolución vigente, la Comisión debe calcular los nuevos valores de precio de nudo de corto plazo que resulten de aplicar las fórmulas de indexación correspondientes y los comunicará a las empresas suministradoras en un plazo máximo de 15 días contado desde la fecha en que se registró la referida variación de precios de nudo de corto plazo.

Los valores bases para la indexación son los que provienen de los decretos de precio de nudo de corto plazo, que se describirán en las siguientes subsecciones. Estas indexaciones comienzan a regir una vez informada la publicación de la Resolución Exenta que publica la Comisión por parte del Coordinador a los Coordinados. A diferencia de los decretos de precio de nudo, la aplicación de la actualización por indexación no tiene carácter retroactivo.

a) Indexación de los precios de la potencia punta

La fórmula de indexación fue definida en el informe "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM" de 2021. La fórmula para la indexación de la componente asociada a los costos del generador

es la siguiente:

$$C_{Componente} = C_{componente-0}\left[Coef_1\frac{PPIturb_i}{PPIturb_0} + Coef_2\frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_3\frac{Dol_0}{Dol_i}\frac{IPC_i}{IPC_0}\right]$$

Donde:

$C_{Componente}$	Costo unitario de inversión actualizado de la componente Central Generadora (Unidad de Punta).
$C_{componente-0}$	Costo unitario de inversión inicial de la componente Central Generadora (Unidad de Punta) calculado para enero de 2020.
Dol_i	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.
Dol_0	Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019.
$PPIturb_i$	Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación
$PPIturb_0$	Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019.
PPI_i	Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.
PPI_0	Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019.
IPC_i	Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación
IPC_0	Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019.
$Coef_n$	Peso de cada indexador en la componente central generadora del costo de inversión.

Por su parte, la fórmula de indexación correspondiente a los costos asociados a la subestación eléctrica y líneas de transmisión es la siguiente:

$$C_{Componente} = C_{componente-0}\left[Coef_1\frac{PPI_i}{PPI_0} + Coef_2\frac{Dol_0}{Dol_i}\frac{IPC_i}{IPC_0}\right]$$

Donde:

$C_{Componente}$ Costo unitario actualizado del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta

$C_{componente-0}$ Costo unitario inicial del componente Subestación Eléctrica o Línea de Transmisión de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.

Dol_i Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Dol_0 Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019.

PPI_i Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al séptimo mes anterior al cual se aplique la fijación.

PPI_0 Producer Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente a junio de 2019.

IPC_i Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación

IPC_0 Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019.

$Coef_n$ Peso de cada indexador en la componente central generadora del costo de inversión.

Finalmente, la fórmula de indexación de la componente asociada a los costos fijos de operación es la siguiente:

$$C_{fijo-i} = C_{fijo-0}\left[\frac{Dol_0}{Dol_i}\frac{IPC_i}{IPC_0}\right]$$

C_{fijo-i} Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta.

C_{fijo-0} Costo fijo de operación y mantenimiento de la Unidad de Punta calculado para enero de 2020.

Dol_i Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente al promedio mensual del segundo mes anterior al cual se aplique la indexación.

Dol_0 Valor promedio del tipo de cambio observado del dólar EEUU, publicado por el Banco Central, correspondiente a noviembre de 2019.

IPC_i Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para el segundo mes anterior al cual se aplique la indexación

IPC_0 Índice de precios del consumidor publicados por el INE, para al mes de noviembre de 2019.

b) Indexación del precio de la energía

Por su parte, el precio de la energía se indexa tomando como indexador el Precio Medio de Mercado del sistema, y los valores bases corresponden a los PMM de los decretos del primer y segundo semestre que se elaboran con los PMM de enero y julio respectivamente.

$$Precio\ \ de\ la\ energía_i = Precio\ de\ la\ energía_0 \left[\frac{PMM_i}{PMM_0}\right]$$

Dónde:

$Precio\ de\ la\ Energía_0$	Precio de la energía en mes base.
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, correspondiente a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, expresado en [$/kWh]
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, correspondiente a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, fijado en los decretos de precios estabilizados.

2.4. Precios estabilizados para Pequeños Medios de Generación

La LGSE en su artículo 149° en su inciso quinto introduce el concepto de precios estabilizados "*Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia calculado conforme a lo establecido en el artículo 162º, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema nacional, zonal o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo." [Subrayado nuestro]*

Como se aprecia, la Ley delega la potestad al reglamento para la definición de Precios Estabilizados, pero sí establece que este beneficio es para generadores cuyos excedentes de potencia inyectados a la red no superen los 9.000 kW. Ese reglamento actualmente es el Decreto Supremo N°88 de octubre de 2020 (DS88) que reemplazó al antiguo reglamento o Decreto Supremo N°244 de enero 2006 (DS244)

El DS88 fue elaborado en un proceso participativo a los fines de modernizar el antiguo

reglamento, en temas como los procedimientos de interconexión de los medios de generación a pequeña escala, mejoras en los procesos de tramitación, mejora en el acceso a la información entre otras cosas.

Una de las principales diferencias entre estos dos reglamentos es la definición de precios estabilizados. El DS244 definía a los precios de nudo de corto plazo como los precios estabilizados que se consideraban a la hora de valorizar las inyecciones de los Pequeños Medios de Generación (PMG) o Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD). [Art. 41 y 54 del DS244] Por otro lado, el DS88 establece seis bloques horarios de precios estabilizados durante el día que se calculan a partir de los resultados de las simulaciones del proceso de precio de nudo de corto plazo. [Art. 17°, 18°, 19°]

Es así como la fórmula del artículo 9° de la REX 641, se adapta para hacer seis distintos cálculos, en donde se agrupa para cada cálculo según los bloques que le corresponde.

1. primero desde las [0:00 a las 3:59] →Bloques [1,2,13 y 14]
2. segundo desde las [4:00 a las 7:59] →Bloques [3,4,15 y 16]
3. tercero desde las [8:00 a las 11:59] →Bloques [5,6,17 y 18]
4. cuarto desde las [12:00 a las 15:59] →Bloques [7,8,19 y 20]
5. quinto desde las [16:00 a las 19:59] →Bloques [9,10,21 y 22]
6. y sexto desde las [20:00 a las 23:59] →Bloques [11,12,23 y 24]

En corchetes, numerados de 1 a 24, se detallan los bloques de la simulación realizada por el Coordinador que se ajustan a cada bloque de precios.

Cabe señalar, que la asignación de bloques que se hace en el párrafo anterior es congruente con la actual metodología que la Comisión utiliza para las simulaciones pero esta podría sufrir modificaciones a futuro.

Una vez adaptada la fórmula para el cálculo del precio básico de la energía, se obtiene un precio básico de la energía para cada uno de los bloques previamente definidos, a estos precios se les denomina precios básicos de la energía por intervalo temporal. El artículo 19 del DS88 describe la formula como se ve a continuación.

$$Precio\ básico\ energía\ por\ intervalo\ temporal_{n,t} = \frac{\sum_{i=1}^{N} \frac{CMg_{i,n,t} E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{N} \frac{E_{i,n,t}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

N	Nodo o barra del sistema de transmisión nacional.
T	Intervalo temporal t dentro del día.
I	Mes i-ésimo del horizonte de evaluación.
N	Número de meses del periodo de cálculo respectivo.
$CMg_{i,n,t}$	Costo marginal promedio, de acuerdo con la periodicidad que establezca la normativa vigente, 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.

El artículo 20° del DS88 establece que una vez calculado los precios básicos de la energía por intervalo temporal, la Comisión debe realizar un ajuste de estos precios considerando una banda de precio de mercado. Para esto, la Comisión debe considerar la barra de referencia definida en el ajuste de banda de los precios de nudo de corto plazo de febrero y agosto del año correspondiente.

Luego, la Comisión debe determinar un precio básico promedio de energía para la barra de referencia descrita anteriormente, la 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.

El artículo 21° del DS88 indica que, para realizar el ajuste indicado anteriormente, la Comisión debe considerar el precio medio de mercado, de acuerdo con el ajuste de banda de Precios de Nudo de Corto Plazo de la fijación de febrero y agosto del año correspondiente. El precio medio de mercado a considerar debe ser el mismo utilizado en el informe de precios de nudo de corto plazo de dicho semestre, es decir de enero o julio según corresponda.

La metodología sigue de la misma forma que el cálculo de precios de nudo de corto plazo, como indica el artículo 22° del DS88 se debe calcular un Precio Medio Básico (PMB).

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

Donde:

PMB	Precio medio básico para la barra de referencia.
PBE_p	Precio básico promedio de energía para la barra de referencia
PBP	Precio básico de la potencia, referido a la barra de referencia.
f_c	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.

Una vez calculado el PMB el artículo 23° del DS 88 establece que la Comisión debe determinar la diferencia porcentual entre el PMB y PMM, según la siguiente expresión:

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

después de calcular la diferencia, se puede determinar el ancho de la banda o Banda de Precio de Mercado (BPM) según la siguiente expresión descrita en el mismo artículo 23° del DS88.

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

Una vez calculado el BPM el artículo 25° inciso primero del DS88 establece que la Comisión debe evaluar si el precio medio teórico calculado se encuentra dentro de la banda de precios de mercado.

En el caso de que el precio medio teórico se encuentre dentro de la banda de precios de mercado el artículo 25° inciso segundo del DS88 dice que los precios básicos de energía por intervalo temporal corresponderán a los precios estabilizados.

En caso contrario, el artículo 25° inciso tercero del DS88 establece que la Comisión 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.

Esta metodología de cálculo (ajusta) es distinta a la del cálculo de precio de nudo de corto plazo, ya que en los PNCP se utiliza un coeficiente que se multiplica a los precios básicos de la energía, y en el este caso se determina un valor que se adiciona o sustrae.

En este caso, los precios estabilizados se calcularán como los precios básicos de energía por intervalo temporal adicionando o sustrayendo el valor constante ya indicado. En caso de que la operatoria antes descrita dé como resultado un precio estabilizado con un valor menor a cero, se considerará que dicho precio es igual a cero.

Cabe señal que el DS88, estableció de forma transitoria, que pequeños medios de generación pudiesen seguir con el régimen antiguo de precios estabilizados, o adscribirse a este de cumplir ciertas condiciones por 144 meses desde la publicación del DS N°88 en octubre 2020, es por esto que actualmente conviven dos regímenes de precios estabilizados. [Art. 2° transitorio]

2.4.1 Fórmulas de Indexación de los Precios Estabilizados

El artículo 26 del DS88 dispone que la Comisión debe publicar dentro de los primeros cinco días de cada mes, las variaciones que experimenten los indexadores definidos para los precios estabilizados.

De registrarse variaciones acumuladas superiores al 10%, estos precios se deben ajustar e informarse al Coordinador para que informe a los Coordinados. En base a las resoluciones que publica la Comisión, el Coordinador tiene un día hábil, desde la publicación de estas resoluciones, para informar a los Coordinados y comienzan a regir, una vez que el Coordinador informe los mismos. Es importante señalar que, a diferencia de los decretos PNCP, estas indexaciones no tienen carácter retroactivo.

De la revisión de los informes se observa que los precios estabilizados son indexados en función de las variaciones observadas en los Precios Medios de Mercados. Si bien para los procesos del primer y segundo semestre se utilizan los mismos precios medios de mercado que los que se utilizan para la ocasión de cálculo de los precios de nudo de corto plazo,

existe un desfase temporal entre la aplicación de los indexadores.

Este desfase temporal se debe principalmente por el desfase que se observa entre la publicación del decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo y el decreto de precios estabilizados que es de tres meses, en base a lo que dicta el DS88 Art.9. Por ejemplo, durante 2022, el decreto del primer semestre de Precio de Nudo fue publicado el 7 de julio de 2022, mientras que el decreto de precios estabilizados fue publicado el 13 de octubre de 2022. Es decir, en todo ese periodo entre la publicación entre un decreto y otro, las bases de indexación de los precios fueron distintos.

Por otro lado, debido a que el cálculo de los precios estabilizados es un proceso que en el reglamento quedó como aparte del proceso de cálculo de precios de nudo de corto plazo, también puede suceder que por las indexaciones al precio nudo de la potencia, por variaciones mayores al 10%, implique una actualización de los precios de nudo de corto plazo, pero no así los precios estabilizados.

La vigencia de los precios estabilizados es a partir de la publicación de los decretos de precios estabilizados en el Diario Oficial, y su vigencia es hasta que se publica un nuevo decreto de precios estabilizados.

$$Precio\ estabilizado\ de\ energía_t = Precio\ base_t \left[\frac{PMM_i}{PMM_0}\right]$$

Dónde:

$Precio\ base_t$	Precio estabilizado de energía por intervalo temporal t.
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, correspondiente a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, expresado en [$/kWh]
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, correspondiente a la ventana de cuatro meses que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación de este precio, fijado en los decretos de precios estabilizados.

3. Relevamiento de Insumos de información, supuestos y metodologías

Este capítulo realiza una descripción de los insumos de información, supuestos y metodologías utilizados en la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo y de los Precios Estabilizados para medios de generación de pequeña escala.

3.1. Datos de Entradas de la Simulación

Para la realización de simulaciones actualmente la Comisión utiliza el programa o modelo OSE2000 el cual se usa como herramienta de optimización necesaria para resolver problemas de despachos económicos hidro-térmicos. A continuación, se detallan los datos de entrada que el modelo requiere y el origen de la información utilizada por la Comisión para determinar los mismos.

3.1.1 Demanda del sistema

La Comisión, para elaborar la proyección de demanda que luego incorpora al modelo, solicita directamente a las empresas distribuidoras la información histórica de consumo energético en sus zonas de concesión Por otro lado, la CNE solicita al Coordinador la información con la que cuenta que tiene como base encuestas realizadas a los grandes clientes libres, donde se les solicita a cada una, una proyecciones de demanda de energía y potencia de punta, con resolución mensual y para cada una de las barras donde efectúan retiros, indicando si la información enviada corresponde a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos.

Para el resto de los clientes libres se desarrolla un modelo econométrico que utiliza como variable de entrada las proyecciones económicas de IMACEC[3], precio de energía de cliente regulados, población, vivienda, entre otros y que genera como resultado la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN.

En cuanto a la metodología de proyección, de acuerdo al informe de previsión de demanda 2021-2041, se considera como base lo presentado por el Coordinador en cuanto a las encuestas de grandes clientes y tasas de crecimientos resultantes de sus modelos econométricos, y la información proporcionada tanto por las empresas distribuidoras y generadoras (contratos con clientes libres en zonas de concesión). También se considera el informe anterior de previsión de demanda.

En los últimos informes de previsión de demanda, la Comisión adicionalmente ha solicitado al Ministerio de Energía proyecciones de eficiencia energética y proyecciones de aumento de consumo por concepto de producción de hidrógeno verde. A su vez se solicitó al Ministerio de Transporte proyecciones de consumo por el concepto de electromovilidad.

Respecto a la distribución regional o nodal de la demanda, se consideran las demandas históricas que hay por barra y cliente. Es decir, se toma como base la demanda real de un año base y luego se consideran los crecimientos anuales esperados. Cabe señala que, para la realización de este procedimiento, se realiza una validación de la información recibida

[3] Información obtenida del informe de previsión de demanda 2021-2041

resguardando que la misma no esté influenciada por fallas o limitaciones al consumo. Además, se consideran nuevas demandas asociadas a nuevos proyectos a partir de la información proporcionada por los distintos agentes.

El informe de previsión de demanda que actualmente elabora la Comisión considera un horizonte de 20 años, entregando una versión preliminar en diciembre y después de las observaciones de las empresas, un informe definitivo en enero aprobándose mediante Resolución Exenta de la Comisión.

El modelo OSE2000 realiza las simulaciones a partir de bloques horarios. Es decir, agrupa horas de cada mes que poseen características similares en un único bloque a los fines de reducir el tamaño del problema matemático que luego debe ser optimizado por el modelo.

Actualmente el diseño utilizado por la Comisión considera 24 bloques de horas para cada mes de simulación, diseñados a partir de bloques de 2 horas consecutivos de acuerdo al detalle de la siguiente tabla.

En cada uno de los bloques se representan diversas condiciones de demanda, siguiendo la curva de carga horaria de la demanda, y discriminando la misma considerando las diversas características de los ex sistemas SIC y SING, y entre demanda regulada y libre.

Tabla 1 Asignación hora-bloque actual

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	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
4	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
5	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
7	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
8	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
9	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
11	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
12	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
13	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
14	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
15	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
16	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
17	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
18	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
19	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
20	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
21	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
22	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
23	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
24	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

3.1.2 Características de la Oferta

La información técnica correspondiente a las centrales eléctricas modeladas es provista por el Coordinador, incluyendo los parámetros técnicos necesarios para la modelación dicha oferta en el SEN. En este sentido, el Coordinador entrega a la Comisión un nivel de detalle de información mayor al establecido en forma explícita por la Resolución Exenta N° 641.

a) Centrales termoeléctricas

Para la representación de las características técnicas de las centrales termoeléctricas se considera la información provista por el Coordinador, en particular, para la estimación del costo variable de producción de dichas unidades, el Coordinador informa el costo variable de combustibles, el rendimiento térmico y los costos variables no combustibles, de todas las centrales en operación.

Cabe mencionar que los costos combustibles informados por el Coordinador son sólo

considerados para el primer año dentro de simulación, y luego son afectados en base a la proyección de precios de combustibles que se detallará en la sección 3.1.4.

Para aquellas centrales térmicas en construcción, y aquellas que son parte del programa de obras indicativo de generación, se utilizan los costos de combustibles típicos obtenidos de la información entregada por el Coordinador para el tipo de central que corresponda. Considerando los costos de combustibles típicos (afectados por el factor de modulación de combustibles de corresponder), rendimientos y costos variables no combustibles típicos, se estima el costo variable de producción de las centrales futuras o en construcción durante el período de evaluación.

Los costos variables de producción de cada central se calculan en función de la siguiente expresión:

$$C_V = C_{esp} \cdot C_C + C_{VNC}$$

C_V: Costo variable de la central térmica

C_{esp}: Consumo específico de combustible (rendimiento)

C_C: Costo del combustible

C_{VNC}: Costo variable no combustible

Por otro lado, dentro de las planillas que envía el Coordinador a la Comisión, se encuentra la Planilla "Combustibles e Información Técnica CNE". En dicha planilla, el Coordinador detalla:

- Nombre de Centrales con su configuración
- Potencia Bruta Máxima [MW]
- Consumos propios (% de la Potencia máxima)
- Potencia Neta Despachable [MW]
- Potencia Bruta Mínima
- Consumos propios a potencia mínima (% de la Potencia mínima)
- Tasa de salida forzada [%]
- Rampas de toma de carga promedio [MW/min]
- Costo de encendido [USD]
- Costo de apagado [USD]
- Otros

Cabe mencionar, que la generación a biomasa y geotérmica son modeladas dentro del grupo generación térmica, con precio de combustible nulo o representativo del costo de la biomasa según corresponda.

b) Centrales hidráulicas

En relación con la generación hidroeléctrica, pese a que la tecnología de generación es única, se distinguen tres tipos de centrales; de embalse, serie y de pasada.

- Embalse: Este tipo de centrales hidroeléctricas se encuentran asociadas a un objeto embalse dentro del modelo, del cual extraen el caudal a turbinar. Como parámetros técnicos se definen su potencia máxima y mínima y su rendimiento de generación (asociado al caudal).
  Las restricciones operativas están asociadas al objeto embalse de cada central donde se pueden encontrar limitaciones de volumen (o cota), curvas de rendimiento variable en función del volumen, parámetros de evaporación y vertimiento, y con mayor relevancia, restricciones por riego y convenios de aguas en las cuencas del Maule y Laja.
- Serie: Para las centrales del tipo serie se definen los mismos parámetros técnicos que para las centrales del tipo embalse. Sin embargo, el caudal a turbinar se encuentra directamente asociado al caudal generado (o vertido) de la central asociada aguas arriba.
- Pasada: Para el tipo de central de pasada, se definen los mismos parámetros técnicos que en los casos anteriores, sin embargo, su caudal proviene directamente de una matriz de caudales (la cual es dato de entrada del modelo).

Para toda central hidroeléctrica se define además su barra de inyección y es posible modelar planes de mantenimientos variables a lo largo del período de estudio.

Debido a la variabilidad asociada a los caudales (y su impacto en la generación hidroeléctrica) es que se utilizan modelos de simulación estocásticos, que consideran diversos escenarios, y que buscan determinar la incertidumbre y variabilidad de los resultados finales (precios de la energía) que genera dicha variabilidad en los caudales futuros.

Ya sea que se utilicen series de caudales a partir de datos de caudales históricos, o estos sean sintéticos (generados por medio de modelos a partir de información de comportamiento), se busca determinar la potencial variación de la generación hidroeléctrica. De este efecto, sumado a la optimización del uso del agua almacenada en los embalses a lo largo del periodo, es que se obtienen distintos escenarios de operación que generan la variabilidad en los resultados obtenidos.

Respecto a los caudales de las centrales, que es un insumo importante para la generación, la Comisión utiliza los resultados del estudio "Análisis de la -Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía del 31 de marzo 2020", que se detalla en la sección 3.1.3.

En el modelado de centrales hidráulicas de embalse, se consideran las cotas iniciales de cada embalse del sistema en base a la información que entrega el Coordinador, la cual corresponde a las cotas del primero de enero y del primero de julio para los informes del primer y segundo semestre respectivamente.

Adicionalmente, se consideran restricciones de cotas mínimas y máximas de los embalses, y actualmente se consideran restricciones de reservas hídricas a raíz del Decreto Supremo N°51 de 2021 que decreta medidas preventivas de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley. Para esto, se dispusieron de restricciones más estrictas de cotas operativas e incluso restricciones de no generación hasta la fecha que indicaba originalmente el

decreto.

c) Centrales renovables no convencionales de fuente variable

c.1) Centrales Eólicas

La modelación de la generación eólica se basa puntualmente en su potencia máxima inyectable y curvas de producción por bloque que representa la disponibilidad del recurso renovable su estacionalidad y variabilidad horaria.

Actualmente, los estudios de PNCP han considerado estadísticas de recurso y generación eólicos para distintas regiones dentro del Sistema Eléctrico Nacional, las que se han representado a través de la modulación mensual y por bloque de las potencias máximas de las centrales eólicas. Para ello se utilizó la información del recurso primario a partir de las series de tiempo contenidas en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y del Ministerio de Energía, considerando una serie histórica de 37 años y la altura del aerogenerador, la cual fue obtenida a partir del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

A partir de lo anterior, se escogió aleatoriamente, para cada uno de los meses del año, 34 días "típicos" con el objeto de modelar un efecto similar al realizado con las 34 hidrologías utilizadas actualmente en la modelación, considerando en forma adicional el efecto días hábiles y no hábiles que se tiene en cuenta en el diseño por bloques elegidos.

La separación geográfica que se hizo es separar las centrales eólicas que se encuentran al Norte de la subestación Los Changos y las que están al sur de aquella subestación.

c.2) Centrales fotovoltaicas

Para las centrales solares fotovoltaicas, se ha considerado la estadística generación horaria, relacionando dicha generación con los bloques de demanda utilizados en la modelación, y determinando, de este modo, la participación de la generación de dicha tecnología en cada uno de los bloques y meses del año.

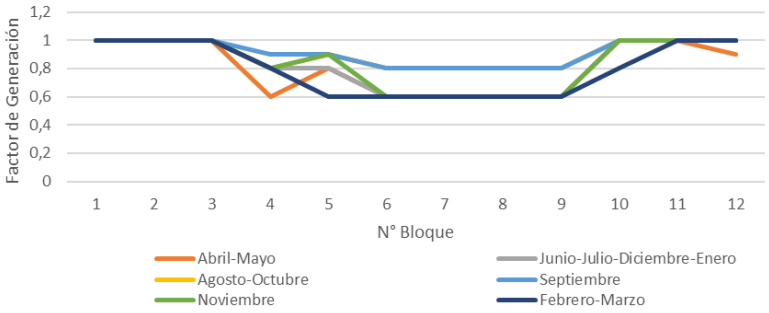
En los últimos informes publicados se han distinguido tres zonas geográficas.

- Zona Norte: desde el extremo norte de Chile hasta S/E Punta Colorada.
- Zona Centro: desde S/E Punta Colorada hasta S/E Parral.
- Zona Sur: Desde la S/E Parral hasta el extremo sur del SEN (Chiloé)

c.3) Centrales del tipo Concentración Solar (CSP)

Actualmente hay sólo una Central CSP en el sistema denominada "Cerro Dominador Termo Solar". De la revisión de los datos entrada del modelo, se observan seis perfiles distintos distribuidos en las distintas etapas, como se observa en la Figura 4 . Cabe señalar que los bloques 13 al 24 son equivalentes a los que se observan a continuación.

Figura 4 Perfil por bloque central generadora Cerro Dominador Termo solar



d) Sistemas de Almacenamiento

De la información obtenida en las reuniones con el Cliente, y el análisis de las bases de datos públicas del modelo OSE2000, se observa que los medios de almacenamiento se modelan con un perfil de carga/descarga fijos.

Por otro lado, no se permite una optimización de los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento por parte del modelo ya que la versión que se utiliza del OSE2000 no lo permite. De lo mencionado por el Cliente se entiendo que se está trabajando en una versión actualizada del modelo que permita la optimización por parte del modelo de los perfiles de carga y descarga a través de una optimización lineal entera.

e) Centrales renovables con sistemas de almacenamiento

Para centrales renovables con sistemas de almacenamientos asociados, se generaron perfiles de generación conjunto, en donde se desplaza la generación de los bloques de menores costo marginal (esperado) a bloques de mayor costo marginal esperado (menor reserva térmica), asociados generalmente a horarios nocturnos donde ya no hay aporte de la generación solar fotovoltaica.

f) Plan de Obras de Generación

En esta subsección se revisan los planes de obras de generación que se asumen a lo largo del horizonte de simulación, las que se pueden dividir en tres categorías.

f.1) Obras declaradas en construcción

Dentro del plan de obras de generación, la Comisión considera las centrales declaradas en construcción según las fechas de puesta en servicio que se detallan en las resoluciones de declaración en construcción disponibles a fines de noviembre y a fines de mayo para el primer y segundo semestre respectivamente, con la ocasión de la elaboración del informe técnico preliminar.

f.2) Obras comprometidas

Por otro lado, la Comisión también utiliza los antecedentes que dispone respecto a proyectos de generación comprometidos como lo son proyectos que surgen como parte del proceso de licitaciones de suministro de clientes regulados.

f.3) Obras Indicativas

A partir de los 48 meses de simulación, la Comisión desarrolla un plan de expansión de la generación, considerando distintas opciones de tecnología de expansión y localización.

Una de las fuentes de información que utiliza la Comisión para desarrollar los planes indicativos, son los antecedentes de proyectos de generación y sistemas de almacenamiento en estudio que están en proceso de evaluación en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

El plan indicativo de generación contempla las cuotas mínimas de generación anual renovable que dispone la Ley 20.257, los costos unitarios de cada tecnología (costos de desarrollo) e impacto en niveles de precios entre otros.

Además, la Comisión solicita a las empresas de generación actualmente operando y a aquellas respecto de las cuales se tiene información relacionada con posibles proyectos en estudio que estén llevando a cabo.

A partir de lo anterior, se conforma un set de proyectos de generación y almacenamiento, técnica y económicamente factibles de ser desarrollados en el horizonte de simulación, incluyendo alternativas tecnológicas que cubran diferentes fuentes energéticas, los cuales son escalados conforme a la utilización óptima de recursos.

Cabe destacar que este proceso no considera el uso de herramientas de optimización adicional que permita optimizar las inversiones.

Para poder elegir de forma adecuada las tecnologías que se escogerán para el desarrollo del programa de obras indicativo, la Comisión utiliza la información de los informes de "Costos de Tecnologías de Generación" donde se determinan costos unitarios de inversión por tecnología. El último informe fue elaborado en abril 2022, y se realizó tomando en cuenta el estudio anterior de 2019 de determinación de costos de inversión por fuente de generación, con el fin de identificar las partidas de costos para centrales generadoras de distintas tecnologías, considerando aspectos tales como el costo del equipamiento principal, obras civiles y montaje, costo de conexión al sistema, costos asociados a la obtención, almacenamiento y logística del combustible, y costos que permitan a las centrales cumplir con la normativa ambiental y eléctrica vigente, entre otros.

También se considera la información provista por el Informe Técnico Definitivo "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de la unidad de punta del SEN y de los SSMM" de 2021 para el caso del costo de centrales con almacenamiento.

Destacándose nuevamente que una fuente importante para la elaboración de estas obras indicativas es la información que se solicita directamente a las empresas desarrolladoras de proyectos de generación.

g) Mantenimientos de centrales

La Comisión solicita directamente al Coordinador la información de los planes de mantenimiento estimados de centrales de generación. Dicha información se entrega en cumplimiento con el artículo 10 bis de la REX N°641.

La información se entrega por parte del Coordinador en un formato estandarizado elaborado por la Comisión de tal forma de poder agilizar el proceso. Los mantenimientos están considerados en bloques semanales de duración considerando cada mes con cuatro bloques.

El Coordinador, en base a lo que establece la REX N°641, entrega a la Comisión los mantenimientos esperados para el corto plazo que poseen mayor nivel de certidumbre, y completa los mantenimientos esperados del resto del período bajo estudio considerando planes de mantenimiento típicos (mantenimientos que se realizan normalmente a las centrales) que se presenta en el formato que dispone la Comisión.

De un muestreo de los datos informados para las diversas unidades, se observa que la información presentada por el Coordinador como mantenimiento típico repite el último año del plan de mantenimientos.

3.1.3 Hidrología

Históricamente la Comisión utilizaba todas las series historia desde 1960 para alimentar los datos de entrada del modelo OSE2000, con escenarios hidrológicos "históricos" y realizar las simulaciones que forman parte del estudio de PNCP.

Atendiendo a los cambios que se han visto en el comportamiento de los caudales en los últimos años, con una mayor tendencia a hidrologías secas atribuibles al cambio climático, es que la Comisión encargó un estudio para adaptar sus modelos a dichos cambios. Este estudio se denomina "*Análisis de la -Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía del 31 de marzo 2020*" y fue realizado por meteodata. En el mismo se concluye que la estadística histórica no es representativa del periodo futuro que se pretende modelar, ya que los efectos de cambio climático parecen ser suficientemente grandes para tener un impacto significativo en la planificación del sistema interconectado, a pesar de que los resultados de las simulaciones del siglo XX muestran que existe una alta variabilidad natural. En general, el caudal medio de la proyección respecto de la estadística histórica, según lo indicado en el estudio, disminuye entre 12% y 22% en las principales cuencas hidroeléctricas.

En base a las conclusiones del estudio, se presenta una base de datos con proyecciones de caudales entre 2020-2050 y en los últimos modelos PNCP se han utilizado 34 escenarios de proyección de caudales basados en dicha información.

El estudio recomienda hacer una recalibración del modelo cada 3 -5 años o en caso de tener nuevos antecedentes relevantes con respecto a los insumos de proyecciones climáticas.

3.1.4 Proyección de Precios de Combustibles

La Comisión publica un informe anual, en diciembre de cada año, que presenta una proyección de los precios de combustibles utilizados por las plantas térmicas del SEN. Estas proyecciones generalmente contemplan una ventana de 14 años y el objetivo de este informe es hacer proyecciones de los principales combustibles, para que luego puedan ser utilizados como datos de entrada en la elaboración de informes de los distintos procesos que hace la Comisión, como por ejemplo el PNCP.

Los indicadores de precios de combustibles analizados en dicho informe son el Brent, WTI, Carbón y Henry Hub. La fuente de información de base sobre la proyección de dichos combustibles en el mercado internacional se basa en el informe anual del EIA de proyección de precios de combustibles, y luego son actualizados por CPI.

Por ejemplo, los informes de PNCP d0 2022 se basan en el "Informe de proyecciones de precios de combustibles 2022-2036" publicado en diciembre 2021, que basa sus proyecciones en el Annual Energy Outlook (AEO) 2021 del Energy Information Administration (EIA) de EEUU, publicado en enero de 2021].

Se incorporan en la estimación los costos adicionales que permiten reflejar los precios observados en la realidad del mercado chileno. Con lo cual se adicionan costos tales como, flete, aduanas, licuefacción, entre otros costos según la naturaleza del combustible importado.

Finalmente, a partir de las proyecciones locales, se estiman los factores de modulación para cada combustible y año que luego son aplicados sobre los costos de combustibles definidos en la sección 3.1.2 a).

3.1.5 Representación de las barras del sistema

Como se mencionó en el capítulo 2.1.1, la LGSE estable que los precios a nivel generación-transporte (precios de nudo) se deben definir para todas las subestaciones de generación-transporte desde las que se efectúe el suministro.

En los datos de entrada del modelo OSE2000, se contempla información de 1727 barras (2do semestre 2022) considerando barras de baja tensión.

Actualmente la Comisión considera 74 subestaciones Nacionales para el cálculo de precios de nudo de energía y potencia, de los cuales 50 son publicados en los Decretos de Precios de Nudo.

Como consultora, nos parece adecuada la cantidad de nodos que se han escogido, ya que están presentes los nodos eléctricos más importante de país, ahora bien, siguiendo las observaciones del Coordinador del informe de monitoreo de la competencia 2022, se podrían agregar más nodos para aumentar la granularidad de precios a lo largo del país teniendo en cuenta el mismo criterio que se ha tomado hasta ahora, por ejemplo, nodos nacionales en 220 kV (podrían agregarse algunas excepciones por ubicaciones geográficas sin este nivel de tensión). Nos parece bien siempre y cuando, el agregar nuevos nodos al modelo, no implique mayores tiempos computacionales que a la larga sea un modelo difícil de trabajar para la Comisión.

3.1.6 Líneas de Transmisión

El modelado considera para el diseño de la red de transmisión, las líneas de transmisión existentes, la infraestructura que se encuentra declarada en construcción, los planes de expansión vigentes a la hora de la elaboración del informe y las obras que entran por el inciso segundo del artículo 102° de la Ley de obras urgentes.

Por otro lado, el modelo representa las pérdidas de transmisión a partir de una representación lineal por tramo, considerando cinco tramos de pérdidas para el sistema de transmisión nacional, y tres tramos de pérdidas para el resto del sistema. La representación por tramos es la metodología estándar en modelos de este tipo que precisan mantener una representación lineal del problema matemático a resolver.

Las instalaciones que se modelan en el programa OSE2000 van desde los 23 kV hasta los 500 kV. La representación del sistema de transmisión propende a un mayor nivel de detalle en la asignación de la demanda eléctrica a las distintas barras del SEN para su posterior uso en el cálculo de los precios básicos de la energía.

Para la modelación de las capacidades de transmisión de los circuitos, se utiliza la información técnica disponible al momento de desarrollo de cada proceso, la cual considera la información proveniente de procesos de planificación de la transmisión, infotécnica, estudios publicados el Coordinador, entre otros.

Asimismo, de acuerdo con las condiciones de operación analizadas, en cada proceso se evalúan ciertas adecuaciones. Por ejemplo, para zonas y condiciones particulares, en ocasiones se modela la capacidad de transmisión considerando entre las distintas variables los perfiles técnicos de temperatura de los conductores.

La modelación de los sistemas de transmisión considera también la reducción de algunos tramos en paralelo, y la utilización del criterio de seguridad N-1 para tramos relevantes del sistema además de criterios de seguridad donde los límites de flujos de una barra A, a una barra B, pueden ser distintos a los de la barra B a la A.

3.1.7 Costos de Falla

La Comisión cada cuatro años debe realizar un estudio de costos de fallas. El último estudio fue realizado por la consultora ENERGY To BUSINESS SpA cuyo informe final fue presentado en julio de 2021. La Comisión utilizó este estudio como insumo para determinar y publicar semestralmente los nuevos costos de falla actualizándolos acorde a sus indexadores. Este cálculo actualizado el luego utilizado como insumo del modelo.

El precio de nudo de corto plazo es determinado semestralmente por la Comisión sobre la base de una previsión de demanda eléctrica y de precios de combustibles para los siguientes diez años, la historia hidrológica y las instalaciones de generación y transmisión existentes y en construcción.

Enseguida, la Comisión determina un programa indicativo de obras de generación y transmisión que minimiza el costo de abastecimiento de la demanda, que corresponde a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación, mantención, administración y falla durante el horizonte de simulación. Con el programa de obras antes definido, se determina la operación del sistema eléctrico y se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de falla (Art. 162 LGSE y Art. 38 DS 86).

Al tratarse de un escenario de racionamiento el costo de falla considerado es el Costo de Falla de Larga Duración (CFLD).

Finalmente, la Comisión determina el costo de racionamiento como un valor único representativo de los diferentes niveles de déficit de suministro, considerando la operación esperada del sistema eléctrico resultante del respectivo proceso de fijación tarifaria, es decir, en base a la energía no suministrada esperada.

De acuerdo con el Informe Técnico Definitivo correspondiente a la Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo de julio 2022, el valor único representativo "se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo" y su valor es 429,07 [US$/MWh].

Dado que, además de las obras en construcción, en estos procesos la Comisión incluye un plan indicativo de obras de generación y transmisión para abastecer la demanda, el costo de racionamiento ha resultado en el primer tramo de profundidad del CFLD. Este valor único representa el costo por megawatt-hora, en que incurrirían en promedio los usuarios al no disponer de energía frente a un escenario de racionamiento.

Cabe mencionar que con en el último estudio que se realizó, resultaron costos de falla a la baja y que, combinado con los altos precios de combustibles actuales, se da el caso de que algunas centrales modeladas posean costos variables de generación mayores a los costos de falla. En la práctica esto significa que el modelo en su proceso de optimización preferirá dejar energía sin suministrar antes que despachar dichas unidades.

Respecto a la indexación de los costos de falla, el consultor que realizó dicho informe propuso para los sectores residenciales y comerciales esta dependiera de las tarifas BT1a y AT4.3 respectivamente. Con esto se obtiene un promedio ponderado por la energía de cada región en el consumo total del SEN para llegar a un valor único[4]. Para el caso de los sectores industriales, minería y servicios se propone que sean indexados por varias variables, como IPC, IPP por sector, Precio del Diésel y dólar.[5]

Finalmente, el valor, dependerá del peso relativo de consumo de energía que tienen estos sectores para el cálculo del Costo de Falla final.

---

[4] Mayor detalle se encuentra en las páginas 94 , 95 y 96 del Informe Técnico "Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM" de marzo 2021.

[5] Mayor detalle se encuentra en las páginas 97, 98 y 99 del Informe Técnico "Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM" de marzo 2021.

3.1.8 Disponibilidad de combustibles

Respecto a la disponibilidad de combustibles, en el modelo se consideran restricciones a la disponibilidad de Gas Natural, mientras que para los otros insumos se supone una disponibilidad completa.

La información para modelar la disponibilidad de gas se obtiene directamente del Coordinador. En el informe de precio de nudo de corto plazo del 2° semestre 2022, se utilizó la información provista por el Coordinador que consistía en un horizonte de aproximadamente dos años (entre mayo 2022 y abril 2024). Para el tercer y cuarto año se consideró la disponibilidad asociada al último año informado por el Coordinador. Para el quinto año en adelante, se consideró disponibilidad completa para las centrales San Isidro 1 y 2, Quintero 1 y 2, Nueva renca, Nehuenco 1 y 2, Candelaria 1 y 2, U16, CTM3 y Kelar.

La información de disponibilidad de gas observada en las tablas presentadas por el Coordinador posee detalle semanal informando disponibilidad de gas natural en metros cúbicos, y su distribución entre las empresas con centrales generadoras a gas natural y del terminal de donde obtienen dicha disponibilidad, que puede ser Quinteros o Mejillones para el caso del GNL.

Además, en caso de haber disponibilidad de gas argentino, se detalla la disponibilidad también en metros cúbicos para las empresas que tengan contratos de gas argentino (GNA).

3.1.9 Plan de descarbonización

En base al acuerdo firmado entre las empresas generadoras dueñas de activos de generación a carbón y el gobierno de Chile para el cese de operación total de generadores a carbón a 2040, la Comisión considera un plan de retiro programado de cierre de dichas unidades que contempla la primera etapa (2019-2024) que fue anunciada en junio 2019 y luego actualizada en diciembre de 2019.

En base a este compromiso más otros antecedentes como el cierre adelantado de algunas centrales que no estaban en el cronograma original y algunas modificaciones a las fechas originales de retiro, la Comisión elaboró el siguiente plan de retiro de unidades (detallado en la Tabla 2).

Tabla 2 Retiro programado modelo PNCP 2do semestre

Central	Fecha	Tipo
Tocopilla U14	jun-22	Cierre de operaciones
Tocopilla U15	jun-22	Cierre de operaciones
Ventanas 2	ago-22	Estado de Reserva Estratégica
Bocamina 2	sep-22	Cierre de operaciones
Mejillones 1	dic-24	Cierre de operaciones
Mejillones 2	dic-24	Cierre de operaciones
IEM	dic-25	Reconversión a GN
Andina	dic-25	Reconversión a Biomasa
Hornitos	dic-25	Reconversión a Biomasa
Angamos 1	abr-29	Cierre de operaciones
Angamos 2	abr-29	Cierre de operaciones
Nueva Ventanas	abr-29	Cierre de operaciones
Campiche	abr-29	Cierre de operaciones

3.1.10 Disponibilidad del parque generador

La potencia disponible del parque generador depende de la potencia máxima de cada central, reducida por un factor de indisponibilidad que representa su indisponibilidad no programada y la disponibilidad del insumo principal o secundario.

Para las centrales a gas, la disponibilidad del insumo principal depende del gas disponible en las distintas etapas de simulación, y en el caso de centrales renovables y sistemas de almacenamiento, del perfil de generación que está asociado al generador o almacenador (o combinación de estas).

Para el caso de las centrales hidráulicas, la disponibilidad del insumo principal depende de los caudales disponible de cada serie hidrológica, y para las centrales de embalse se contempla las reservas de agua embalsada que dispongan estas centrales, descontando vertimientos por convenios de riego.

También se consideran que hay etapas donde de menor disponibilidad o una indisponibilidad completa en caso de encontrarse dentro de un programa de mantenimiento.

3.2. Otros aspectos del modelo

En esta sección se revisarán otros aspectos del modelo que representan restricciones o decisiones que se toman para simular ciertos aspectos de la realidad como, por ejemplo, modelación de regulación de tensión y frecuencia.

3.2.1 Modelación de Control de Tensión

De acuerdo al último informe de PNCP, las instalaciones que se modelan contemplan los costos asociados a elementos de compensación para efectos del control de tensión. Sin embargo, estos costos no permiten a priori suponer que se pueda prescindir de una operación coordinada con el objeto de mantener los rangos de tensión dentro de los límites aceptados.

Así, la regulación de tensión para el extremo norte del SEN es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. A este efecto, se ha incorporado en la modelación descrita anteriormente la operación forzada de una unidad de 4 MW ubicada en la ciudad de Arica.

En tanto, la regulación de tensión para la zona centro sur del SEN es efectuada mediante el despacho de una unidad de generación destinada a mantener los perfiles de tensión en los rangos nominales. Para este efecto se incorporó en la modelación descrita anteriormente el siguiente régimen de operación:

- La central San Isidro 2 con una operación forzada a mínimo técnico, que actualmente corresponde a 165,6 MW netos, durante el horizonte de análisis.
- Durante los mantenimientos programados de esta central, para representar la regulación de tensión en el sistema, ésta fue reemplazada por la central San Isidro 1.

El sobrecosto de esta operación forzada (cuando el costo variable de la central es mayor

al costo marginal de dicho bloque e hidrología) es acumulado durante el horizonte en estudio. Luego se calcula el valor presente de estos sobrecostos en base a la tasa de descuento del 10% establecida por Ley.

A partir de los sobrecostos calculados, se estima un coeficiente que luego impacta al precio básico de la energía (aumentando el mismo), lo que permite recuperar la diferencia de costos de operación en el mismo periodo de cálculo de precios de nudo. El coeficiente del último informe PNCP es de 1,01367 (Frv).

3.2.2 Modelación de control de frecuencia

Mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente requiere de una operación coordinada de las unidades de generación, destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema.

Con respecto al SEN, se considera en la simulación que el sistema debe soportar la salida de una unidad de 390 MW, asignando la reserva necesaria (reduciendo la potencia máxima inyectable) para tal contingencia entre las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche, El Toro, Canutillar, Rapel, Pangue, Angostura y Cipreses, a prorrata de su potencia instalada. Estas capacidades asignadas como reservas tienen en consideración las capacidades máximas de reservas que pueden entregar cada central de acuerdo a lo que establece el Coordinador.

3.2.3 Fallas de centrales generadoras

El modelo no contempla fallas aleatorias en las unidades de generación. La indisponibilidad de las unidades se representa reduciendo la capacidad máxima de inyección de las centrales a través de sus índices de indisponibilidad. Las estadísticas de indisponibilidades son llevadas por el Coordinador según establece el reglamento de "Transferencias de Potencia entre empresas Generadoras" en base a datos reales de operación de centrales. En caso de centrales nuevas, se utiliza centrales representativas en base a la estadística acumulada de todas las centrales en operación.

3.2.4 Fallas de Transmisión

El modelo no contempla fallas aleatorias de las líneas de transmisión. De todas formas, se calcula por fuera del modelo OSE 2000, un factor de indisponibilidad de transmisión el cual se obtiene utilizando el modelo multimodal PCP simulando distintos escenarios de indisponibilidad de líneas, considerando la salida sucesiva de varios tramos, re-despachando el abastecimiento en cada caso y observando los casos en que la demanda total no fue abastecida.

A cada escenario de insuficiencia de demanda y a su distribución de costos marginales por barra se le asigna una probabilidad, determinando un coeficiente promedio de sobrecosto por sobre el costo marginal promedio del caso base sin salidas de líneas.

En base con los informes disponibles en la página web de la Comisión, para el CDEC SIC y CDEC SING los resultados de esta metodología datan de por lo menos octubre 2004.

Finalmente, estos factores que se obtienen afectan directamente a los factores de penalización de potencia incorporando un factor de sobrecostos por indisponibilidad.

3.2.5 Bloques

De acuerdo a lo ya descripto en capítulos anteriores, la Comisión actualmente modela con 24 bloques, siendo del 1 al 12, bloques de días hábiles, y del 13 al 24, bloques de días no hábiles. Cada bloque representa dos horas de un día, siendo el bloque 1 las primeras dos horas, el bloque dos las siguientes dos y así sucesivamente.

La utilización de bloques cronológicos permite la representación de la operación de los sistemas de almacenamiento, estos son representados con perfiles de carga y descarga fijos. Como ya se dijo anteriormente, no se hace una optimización de la utilización del sistema de almacenamiento por parte del modelo ya que la versión que se utiliza del OSE2000 no lo permite. Se está trabajando en una versión que permita agregar estas restricciones operacionales de tal forma que la operación de la batería sea optimizada.

3.2.6 Etapas

Actualmente las agrupaciones en etapas son mensuales.

Tabla 3 Información necesaria para el modelo del PNCP

Item	Información	Frecuencia	Regulación
Previsión de demanda	La Comisión solicita directamente a las empresas distribuidoras la información histórica de consumo energético en sus zonas de concesión (clientes regulados y libres). Por otro lado, la CNE solicita al Coordinador la información que el mismo posee en base a encuestas realizadas a clientes de gran tamaño, donde se les solicita proyecciones de energía y potencia con resolución mensual para cada una de las barras donde efectúan retiros, indicando si la información enviada corresponde a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos. Para el resto de los clientes libres se realiza un modelo econométrico que utiliza como variable de entrada las proyecciones económicas de IMACEC, precio de energía de cliente regulados, población, vivienda, entre otros y como salida entrega la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN. En cuanto a la metodología de proyección se considera como base lo presentado por el Coordinador en cuanto a las encuestas de grandes clientes y tasas de crecimientos resultantes de sus modelos econométricos, y la información proporcionada tanto por las empresas distribuidoras y generadoras. También se considera el informe anterior de previsión de demanda. En los últimos informes de previsión de demanda la Comisión adicionalmente ha solicitado proyecciones de eficiencia energética, mayor consumo por concepto de producción de hidrógeno verde al Ministerio de Energía y electromovilidad al Ministerio de Transporte. El horizonte del estudio contempla 10 años.	Anual Diciembre informe preliminar, enero informe definitivo. (actualizable semestralmente)	162°, 165°, 166° LGSE y Art. 6° REX 641.
Hidrologías	Históricamente la Comisión utilizaba todas las series historia	Consultor	(-)

	desde 1960 para sus modelos de PNCP. Atendiendo los cambios que se han visto en los últimos años con una mayor tendencia a hidrologías más secas atribuibles al cambio climático, es que la Comisión encargó un estudio para adaptar sus modelos a dichos cambios. En base a las conclusiones del estudio, actualmente se utilizan 34 escenarios con las proyecciones entregadas por el consultor del periodo 2020-2050. El resultado del estudio recomienda hacer una recalibración del modelo cada 3 -5 años o en caso de tener nuevos antecedentes relevantes con respecto a los insumos de proyecciones climáticas.	recomienda hacer una recalibración del modelo cada 3 - 5 años o en caso de tener nuevos antecedentes relevantes con respecto a los insumos de proyecciones climáticas.	
Información de Centrales Térmicas	Para las centrales térmicas, el Coordinador debe proveer de (1) Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para las programaciones semanales de la operación; (2) Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos, de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión; (3) Configuraciones de operación para centrales existentes y declaradas en construcción, incluyendo la potencia máxima por configuración; y, (4) Disponibilidad de combustibles. Además, debe entregar programa de mantenimientos.	Semestral, 15 de mayo y 15 de noviembre.	REX 641 Art. 10° y 10° bis.
Información de Centrales Hidráulicas	Para las centrales hidráulicas el Coordinador debe proveer, (1) Niveles de agua en los embalses; (2) Capacidad máxima de almacenamiento de los embalses; (3) Rendimiento de aquellas centrales existentes y declaradas en construcción por la Comisión; (4) Modelación de los convenios de riego vigentes; (5) Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego; Además, debe entregar programa de mantenimientos.	Semestral, 15 de mayo y 15 de noviembre.	REX 641 Art. 10° y 10° bis.

Información de centrales con otras tecnologías	Para otras tecnologías que no sean térmicas ni hidráulicas el Coordinador debe proveer de (1) Costo variable no combustible correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para las programaciones semanales de la operación; (2) Costo variable no combustible de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión; y, (3) Perfiles horarios de generación históricas para aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico. Además debe entregar programa de mantenciones.	Semestral, 15 de mayo y 15 de noviembre.	REX 641 Art. 10° y 10° bis.
Proyección Costos de Combustibles	El área de hidrocarburos de la Comisión hace anualmente una proyección de precios de los combustibles utilizados en la generación eléctrica. Para eso utiliza información de los informes publicados por el EIA tomándolos como base y considerando los de transportar, almacenar, desembarcar, transformar el combustible según corresponda.	Anual (no regulado) Diciembre informe preliminar, enero informe definitivo.	Art. 165° LGSE
Plan de Obras	La Comisión de elaborar un programa de obras de generación y transmisión. Este debe considerar un escenario único respecto de las instalaciones existentes y en construcción de generación y transmisión, la demanda eléctrica, los stocks de agua en los embalses, los costos de operación de las instalaciones, los costos de racionamiento y la tasa de actualización del 10%, que permita minimizar el costo total actualizado de abastecimiento correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación, mantención, administración y racionamiento, durante el horizonte de simulación. La Comisión hace un plan de obras indicativos para el más largo plazo de la simulación, tomando en cuenta información del SEA, de los coordinados, estudios de costos de generación por tecnología e incluso el estudio de unidades de punta del sistema.	Semestralmente.	Art. 160° y 162° LGSE y Art.10° ter REX 641.

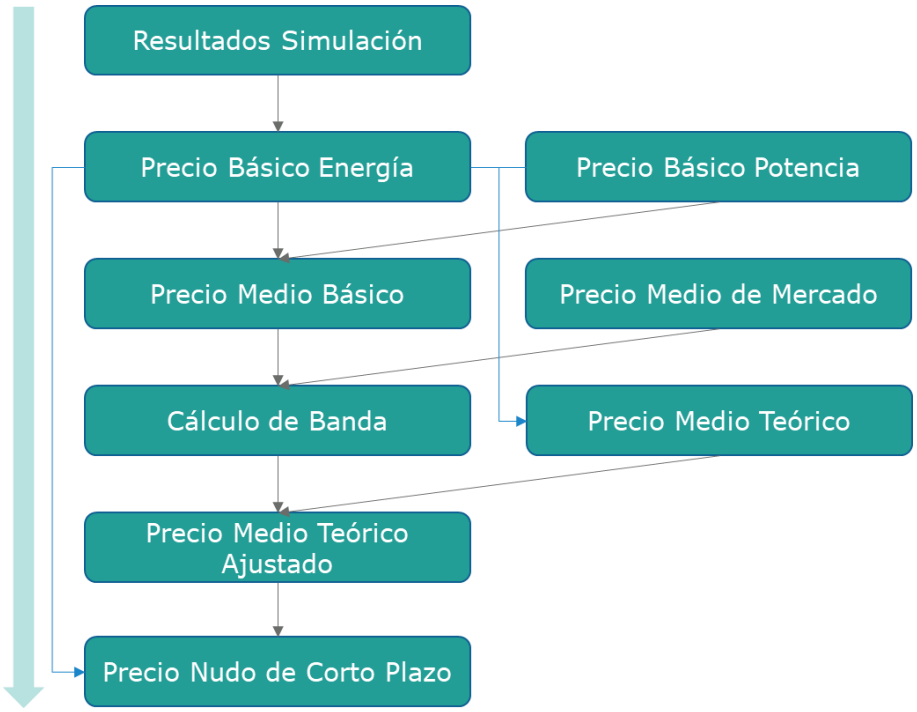
Costos de Falla	Para el cálculo del PNCP, la Comisión determina un programa indicativo de obras de generación y transmisión que minimiza el costo de abastecimiento de la demanda, que corresponde a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación, mantención, administración y falla durante el horizonte de simulación. Con el programa de obras antes definido, se determina la operación del sistema eléctrico y se calculan los costos marginales de energía del sistema, incluida la componente de falla. Al tratarse de un escenario de racionamiento el costo de falla considerado es el Costo de Falla de Larga Duración. (CFLD) Finalmente, la Comisión determina el costo de racionamiento como un valor único representativo de los diferentes niveles de déficit de suministro, considerando la operación esperada del sistema eléctrico resultante del respectivo proceso de fijación tarifaria, es decir, en base a la energía no suministrada esperada. De acuerdo con el Informe Técnico Definitivo correspondiente a la Fijación de Precio de Nudo de Corto Plazo de enero 2020, el valor único representativo "se obtiene de calcular un precio de nudo de falla, definido como la valoración a costo marginal de falla, de la energía de falla esperada para todas las barras del sistema, dentro del horizonte de cálculo de precio de nudo".	Cada cuatro años se realiza un informe para cálculo de costos de falla. Valores se actualización semestral según indexación.	Art. 162 LGSE, DS 86 Art. 25° al 29° y 38°.
Disponibilidad de Combustibles	La Comisión modela la disponibilidad de Gas Natural a través de la información que le entrega el Coordinador en el corto plazo y tomando supuestos para el mediano y largo plazo.	Semestralmente	(-)
Plan de descarbonización	La Comisión considera toda la información más actualizada disponible en cuanto a anuncios de retiro de centrales a Carbón.	Semestralmente	(-)
Disponibilidad del parque	La disponibilidad del parque generador depende de la potencia máxima de cada central, reducida por un factor de indisponibilidad. (Debido al no modelamiento de fallas), y de la	Semestralmente	(-)

generador	disponibilidad del insumo principal o secundario. Para las centrales a gas, la disponibilidad depende del gas disponible en las distintas etapas, y en el caso de centrales renovables y sistemas de almacenamiento, depende del perfil de generación que está asociado al generador o almacenador (o combinación de estas). Para el caso de las centrales hidráulicas, la disponibilidad depende de las series hidrológicas, y para las centrales de embalse se agregan las reservas que dispongan estas centrales, descontando vertimientos por convenios de riego. También hay que considerar, que hay etapas donde se considera una menor disponibilidad o una indisponibilidad completa en caso de encontrarse dentro de un programa de mantenimiento.		
Programa de mantenimiento	La información se entrega por parte del Coordinador en un formato estandarizado elaborado por la Comisión de tal forma de poder agilizar el proceso. Los mantenimientos están considerados en bloques semanales de duración considerando cada mes con cuatro bloques. En el corto plazo los mantenimientos que se agregan son realizados con la información que entrega el Coordinador, mientras que para el resto del horizonte se considera en forma repetitiva el último año informado.	Semestralmente	Art. 10° bis de la REX N°641

3.3. Cálculo de precios de nudo de corto plazo

La siguiente figura muestra en forma ordenada el procedimiento y los conceptos necesarios para el cálculo del precio de nudo de corto plazo.

Figura 5 Proceso de Cálculo PNCP



El primer paso para calcular los precios de nudo de corto plazo es obtener de las simulaciones ya descriptas los costos marginales por barra, etapa y bloque de las primeras 48 etapas (meses) de la simulación. Adicionalmente, como resultado de la misma se obtiene la demanda de energía, también por barra, etapa y bloque asociada a las distintas barras en donde se calcularán los precios de nudo de corto plazo.

3.3.1 Precio Básico de la energía (PBE)

A partir de los resultados de la simulación realizada en el paso previos, se calcula el precio básico de energía, según la fórmula de cálculo establecida en el artículo 9° de la REX N°641.

$$Precio\ Básico\ Energía_{Nudo\ Básico\ Calculado} = \frac{\sum_{i=1}^{N} \frac{CMg_{Ncalculado\,i} \cdot E_{Ncalculado\,i}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^{N} \frac{E_{Ncalculado\,i}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:
Ncalculado: Nudo del sistema respectivo para el Precio de Nudo Básico de la Energía.
$CMg_{Ncalculado\ i}$: Costo Marginal Mensual en el mes i en el nivel de tensión y la subestación respectiva.
$E_{Ncalculado\ i}$: Energía Mensual en el mes i asociada a la subestación respectiva.
i: mes i-ésimo.
r: Tasa de actualización.
N: Número de meses del período de cálculo respectivo.

Dicho cálculo considerar una tasa de actualización (fijada en 10% anual) mensual, por lo cual es necesario convertir a tasa equivalente mensual la tasa del 10% anual fijada.

Las simulaciones son realizadas en dólares estadounidenses. Sin embargo, a partir de este punto los precios se calculan en moneda local (peso chileno). Para dicha conversión se utilizada el tipo de cambio promedio del mes de noviembre y mayo para los informes del primer y segundo semestre respectivamente.

El horizonte de tiempo que se utiliza actualmente es de 48 meses, lo cual es el máximo que permite el artículo 162° numeral 2 de la LGSE. Se destaca que la LGSE establece un período admisible de entre 24 y 48 meses.

De la revisión de planillas de cálculo de la Comisión, se aprecia también que al numerador de la formula del cálculo del PBE, se lo multiplica por un factor de sobrecostos por regulación de tensión (detallado en el capítulo 3.2.1). Es decir, a la sumatoria de los costos marginales multiplicada por su energía y descontadas a valor presente. Esto último cumple con lo dispuesto en el artículo 170° de la LGSE.

3.3.2 Precio Básico de la Potencia de punta (PBP)

La Comisión, como parte de los informes de precio de nudo de corto plazo, debe fijar los precios de potencia de las barras de referencia para cada subsistema que se haya identificado en el SEN.

Hay que tener en cuenta que la metodología con la que se calcula el precio de la potencia se determina cada cuatro años en un estudio que podrá ser contratado por la Comisión a un consultor independiente y es actualizado semestralmente por la CNE con la ocasión de la elaboración del informe de PNCP, o en caso de haber fluctuaciones de precios por indexación mayores al 10%. (Revisar sección 2.2.8)

3.3.3 Precio Medio Básico (PMB)

El Precio Medio Básico (PMB) se calcula como la suma entre el PBE ($CHL/kWh) y el PBP ($/kW/mes), donde el PBP debe ser transformado previamente a un valor unitario por energía (mismas unidades que el PBE). Para aquello se consideran los meses del año, las horas del año, y un factor de carga del sistema como se observa en la siguiente formula [DS N°86 Art 62].

$$PMB[\$/kWh] = PBE[\$/kWh] + PBP'[\$/kW/mes] \cdot \frac{12[mes]}{8.760[h] \cdot fc}$$

Donde:

PBE : Precio Básico de la Energía
PBP' : Precio Básico de la Potencia, referido a la Subestación Básica de Energía
fc : Factor de carga del respectivo sistema eléctrico, determinado por la Comisión en base a antecedentes históricos, de forma de representar adecuadamente el comportamiento de la demanda.

Este valor se utilizará luego como referencia para el cálculo de bandas del precio medio de mercado.

3.3.4 Precio Medio de Mercado (PMM)

El Precio Medio de Mercado es un proceso que se realiza mensualmente y es independiente del cálculo de precio de nudo de corto plazo. Sin embargo, es un insumo importante dentro del proceso del PNCP.

El precio Medio de Mercado se calcula con la información real de las distribuidoras y cliente libres, a partir de la suma de todas las facturaciones a distribuidoras y clientes libres considerando ítems como potencia, energía y transmisión, dividida en el total de la energía consumida. Como veremos en la siguiente sección, el PMM es luego utilizado para realizar el ajuste de bandas de Precios de Mercado.

La información para este cálculo se obtiene en base a la información que solicita la Comisión que se ve en la sección 2.3.3 de la Resolución Exenta N°247.

Cabe señalar que debido a que los PMM se calculan en base a la facturación real a clientes libres y regulados, la Ley 21185 (PEC) que "crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas" afectó los precios a facturar a clientes regulados desde noviembre de 2019. Por tal razón, la Comisión "corrige" los precios dando cumplimiento a lo establecido en el artículo N°2 de esta misma Ley conservando las cantidades de energía facturadas.

3.3.5 Cálculo de Bandas Precio de Mercado (BPM)

Las Bandas de Precio de Mercado (BPM) se calculan en base al Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado. La siguiente fórmula (establecida por Ley) establece el ancho de la banda con respecto al Precio Medio de mercado.

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

Donde $\Delta PMB = PMB - PMM$

3.3.6 Precio Medio Teórico (PMT)

Según lo establecido en la Ley, el PMT se obtiene del cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115° de la Ley, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas asociados al mismo periodo de cálculo que el PMM.

3.3.7 Precio Medio Teórico Ajustado (PMTA)

El PMTA, se obtiene a partir del PMT. Cuando este precio se encuentra fuera de la banda de precios de mercado, se tiene que, en forma iterativa, encontrar un factor que al

multiplicar el precio básico de la energía y re-hacer el procedimiento de ajuste del PMT dejando fijas las bandas, encuentre un valor de PMTA dentro de las bandas del precio medio de mercado. Una vez encontrado ese factor, los precios de nudo de corto plazo corresponderán a los precios básicos de la energía ponderados por dicho valor.

3.3.8 Cálculo de Factores de Modulación de Potencia y Energía

Para el cálculo de los factores de modulación de potencia y energía, se calcula el cociente entre el precio de energía y potencia de cada barra y el precio de energía y potencia, según corresponda, de la subestación Polpaico, que es el punto de suministro de referencia para la venta de energía a clientes regulados.

Es decir:

$$Factor\ Modulación\ Potencia_i = \frac{PBP_i}{PBP_{Polpaico}}$$

Donde:

$Factor\ Modulación\ Potencia_i$	Representa al Factor de Modulación de Potencia de la Barra i
PBP_i	Precio Básico de la Potencia en la barra i
$PBP_{Polpaico}$	Precio Básico de la Potencia en la barra Polpaico

$$Factor\ Modulación\ Energía_i = \frac{PBE_i}{PBE_{Polpaico}}$$

Donde:

$Factor\ Modulación\ Energía_i$	Representa al Factor de Modulación de Energía de la Barra i
PBE_i	Precio Básico de Energía de la barra i
$PBE_{Polpaico}$	Precio Básico de Energía de la barra Polpaico

Cabe señalar que la normativa vigente no indica explícitamente la fórmula a utilizar para calcular los factores de modulación. Lo descrito anteriormente es la metodología utilizada hasta el momento.

Por tal razón, por ejemplo, la ventana de cálculo de los PBE y PBP utilizadas en este proceso de cálculo podrían ser distintos a las que se utilizan para el cálculo de los precios de nudo de corto plazo.

3.3.9 Cálculo del Factor de Penalización de potencia

Para el cálculo de los factores de penalización de potencia se calcula el cuociente entre costo marginales medios en horas de pago de potencia de punta entre el nodo de cálculo y el nodo de referencia del subsistema.

Dicho costo marginal medio se calcula con la fórmula de cálculo utilizada para el PBE pero seleccionando sólo los bloques de horas de punta entro de las etapas que tienen horas de punta (Días hábiles entre abril y septiembre entre las 6 pm y 10 pm – Bloques 10 u 11).

Una vez obtenidos estos precios medios se pueden calcular los factores de penalización de potencia de las barras que se quieren obtener dividiendo el precio medio calculado de cada barra por el precio medio calculado de la barra de referencia del subsistema que corresponda.

Finalmente, los factores de penalización se multiplican por los factores de indisponibilidad de transmisión de la zona que corresponda para obtener los factores de penalización de potencia que se usan finalmente. Estos factores de indisponibilidad de transmisión se discuten en la sección 3.2.4.

3.4. Cargos por energía reactiva

En los informes de precio de nudo de corto plazo se incorporan actualizaciones a los valores de cargos de energía reactiva en base a las fórmulas de indexación que contempla variaciones de dólar promedio y la variación del valor real del dólar en adquisición de maquinaria eléctrica (IPM USA).

Los cargos están segregados para distintos niveles de tensión y rangos de factores de potencia, y se aplican a cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora o de otra empresa distribuidora de servicio público, horariamente, conforme al siguiente procedimiento:

1. Medir y registrar energía activa, reactiva inductiva y reactiva capacitiva.
2. Calcular el cociente entre energía reactiva inductiva y la energía activa.
3. Conforme al cociente anterior, y de acuerdo con el nivel de tensión del punto de compra, aplicar los cargos por energía reactiva para cada una de las horas del periodo comprendido entre las 08:00 y 24:00 hrs.
4. Se exceptúa la aplicación de los siguientes cargos sólo para aquellas horas correspondientes a los domingos o festivos.

Los mecanismos de aplicación de estos cargos se detallan en los decretos de PNCP.

3.5. Precios máximos licitaciones de corto plazo

Para efectos de establecer el valor máximo de las ofertas en caso de eventuales licitaciones excepcionales de corto plazo a las que se refiere el artículo 135° quinquies de la Ley, se debe establecer la compensación por indisponibilidad de suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios, según lo señalado en el artículo 5° del Decreto Supremo N° 31 del Ministerio de Energía, de 2017, que aprueba reglamento para la determinación y pago de las compensaciones por indisponibilidad de suministro eléctrico y para cualquier otro efecto a que haya lugar según la normativa aplicable. Para el cálculo de dicha penalidad se debe establecer la componente de energía del Precio Medio de Mercado para el SEN.

El valor de PMM que se utiliza es el que se fija en el decreto vigente, restándole la componente del precio básico de la potencia de la barra Polpaico utilizando la fórmula que se ve en la sección 2.3.9 para transformar la potencia en energía.

3.6. Cálculo de los precios estabilizados

Como se detalló en la sección 2.4 "Precios estabilizados para Pequeños Medios de Generación", la información para el cálculo de los precios estabilizados se obtiene de las mismas simulaciones correspondientes a los cálculos de precios de nudo de corto plazo.

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. Estos intervalos se observan en la siguiente tabla.

Numero de 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

De las mismas simulaciones de los Precio de Nudo de Corto Plazo 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 para ese proceso.

Con esta información, se calcula el precio básico de la energía por intervalo temporal para cada nodo según la formula descrita en el artículo 19° del DS88 como se ve en la sección 2.4.

Cada antecedente y resultado de la operación esperada presenta una granularidad temporal igual a los bloques de la simulación. 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.

$$CMg\ horario_{i,n,td,h} = CMg\ bloque_{i,n,td,b}$$

Donde:

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.

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

Donde:

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".
$Energía\ bloque_{i,n,td,b}$	Costo marginal esperado del bloque "b", en el horizonte temporal "i", para el nodo "n", en el tipo de día "td".
$horas\ asignadas_{i,td,b}$	Corresponde al total de horas asignadas del bloque "b", en el horizonte temporal "i", en el tipo de día "td".

c) Debido a que el mes es representado por dos tipos de días (hábiles y no hábiles), 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 ya fue explicado. 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 ($Energía\ horaria_{i,n,td,h}$) y de costos marginales esperados ($CMg\ horario_{i,n,td,h}$).

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

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

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

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

Una vez obtenidos los Precios Básicos de Energía, se amplifican en un valor igual al factor de sobrecostos por regulación de tensión obtenido en el cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo. El período de cálculo considerado en la fórmula anterior es el mismo que es utilizado para efectos de la determinación de los precios de nudo de corto plazo (48 meses).

Respecto al cálculo de precios estabilizados, una vez obtenidos los precios básicos de energía por intervalo temporal, se procede a calcular un precio básico de la energía promedio, es decir, el promedio ponderado de los seis tramos temporales de la barra de referencia, lo que es el punto de partida, equivalente a lo que es el Precio Básico de Energía en la metodología de cálculo de los precios de nudo de corto plazo.

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

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.

Se calcula un precio medio básico con el precio básico de la energía promedio y el precio básico de la potencia de punta. La fórmula se encuentra en el artículo 22° del DS 88 y se puede revisar en la sección 2.4.

De acuerdo con lo indicado en el inciso primero del artículo 23° del DS 88, se determina la diferencia porcentual entre el PMB y PMM.

Si la diferencia determinada por la expresión 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.

A continuación, se determina el Precio Medio Teórico, el que de acuerdo a lo estipulado en el numeral 2) del artículo 167° de la Ley, es igual al cuociente 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 cuociente 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 con 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 precios básicos de la energía calculados al inicio del procedimiento.
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, 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.

3.7. Procesos donde se utilizan los informes de PNCP

A continuación, se presentan los principales procesos en donde se utilizan los resultados del informe técnico de precio de nudo de corto plazo.

3.7.1 Transferencias de energía

El DS N°88 dejó un periodo transitorio donde los PMG y PMGD pueden someterse durante 165 meses desde la publicación de este decreto en octubre de 2020 al régimen de precio estabilizado siempre cuando hayan cumplido ciertos hitos de entrada en operación. De haberlos cumplido los precios estabilizados son los precios de nudo de corto plazo.

El Coordinador utiliza estos valores para los balances de energía.

3.7.2 Transferencias de potencia

El Coordinador utiliza los decretos y resoluciones exentas en caso de haber cambios en los precios de potencia por indexación tanto en los balances mensuales como en las reliquidaciones anuales que realiza para la transferencia económica de potencia entre empresas generadoras.

3.7.3 Decreto de Racionamiento

En caso de que se encuentre vigente un decreto de racionamiento, durante el periodo en que éste sea aplicable, para la determinación del Costo Marginal Real a utilizar para la

valorización de las transferencias de energía, deberá considerar lo indicado en el artículo 163° de la Ley, así como lo que se establezca en dicho decreto, donde el costo de racionamiento será el establecido en el **informe de precios de nudo** a que se refiere el artículo 162° de la Ley.

3.7.4 Referencia de precios en licitaciones

Actualmente se utilizan los factores de modulación de los PNCP para referenciar los precios de la energía cobrados por las empresas generadoras a empresas distribuidoras a otras barras del sistema. Esto debido a que los precios adjudicados en las licitaciones para suministrar energía a clientes regulados están referenciados a una barra de referencia.

3.7.5 Precios mínimos y máximos licitaciones excepcionales de corto plazo

El Decreto Supremo N°106 en su artículo 69°, dispone de límites inferiores y superiores para las ofertas de precios de suministro de licitaciones excepcionales de corto plazo. El precio no podrá ser inferior a la componente de energía del precio medio de mercado, establecido en el informe técnico definitivo asociado al Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento del llamado a Licitación, ni superior a dicho precio incrementado hasta en el 50%.

3.7.6 Decreto Supremo 23T

El Decreto Supremo 23T-2016 (DS 23T) fija instalaciones del sistema troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuadrienio 2016-2019.

Este decreto instruye anualmente al Coordinador a hacer públicos y comunicar a las empresas usuarias del sistema de transmisión troncal, los pagos por peaje de inyección y retiro que a cada una de ellas corresponda, de acuerdo a su uso esperado de las instalaciones del sistema de transmisión troncal, así como al ingreso tarifario esperado por tramo.

La base de datos para hacer estos cálculos es la de los informes técnicos de precios de nudo correspondiente a la fijación de octubre previa a cada año del periodo tarifario. Este proceso seguirá vigente hasta 2033 debido al artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N°20936 (Ley de Transmisión) que dispone de un traspaso gradual de los pagos por transmisión desde los generadores a los clientes finales.

3.7.7 Decreto Supremo 37

El decreto Supremo 37-2021 (DS37) que aprueba reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión.

Para el proceso de planificación de la transmisión, para los primeros diez años o menos, la disponibilidad de combustible corresponderá a la disponibilidad informada en el informe técnico definitivo del proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo que lleva a cabo la Comisión, correspondiente al primer semestre de cada año. Para los siguientes años se realizará un ejercicio de extensión de dicha información, el que deberá ser respaldado y justificado en el respectivo informe técnico. [Literal g. Art. 78 DS37]

3.7.8 Compensaciones por falla de suministro

De acuerdo al artículo 72°-20 de la Ley, sin perjuicio a sanciones que se puedan desencadenar por alguna falla en el sistema a los que resulten responsables, dará lugar a compensaciones en caso de indisponibilidad de suministros a usuarios finales que no se encuentre autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19.

En este sentido, para el caso de clientes no sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento, sujeta a los valores máximos a compensar que se estipulan en este mismo artículo.

4. Elaboración de Propuesta Metodológica

En esta sección se presentarán propuestas de mejora del proceso de cálculo de los precios de nudo de corto plazo y precios estabilizados, que no implican modificaciones en la regulación y/o normativa vigente, si no que se limitan a mejoras en las metodologías utilizadas para el cálculo.

A los efectos de analizar el impacto de las propuestas fue necesario emular las simulaciones que realiza actualmente la Comisión con el software OSE2000, utilizando la herramienta SDDP. Se consideró para el análisis la base de datos del proceso PNCP del segundo semestre 2022. Los supuestos se detallan en el Anexo 7.1.

4.1. Aspectos identificados en el proceso de simulación de la operación del SEN

4.1.1 Tiempos de cálculo del proceso

De las conversaciones realizadas con el equipo de trabajo de la Comisión que se encarga de las tareas asociadas al desarrollo de la simulación con un horizonte de 10 años de SEN, se concluyó que los modelos de simulación (OSE2000) son ejecutados en los ordenadores de la Comisión.

En la experiencia del consultor, la utilización de servicios de servidores online permite la utilización de una mayor cantidad de procesadores lo que resulta en una reducción en los tiempos de ejecución de hasta un 90%. Este equipo consultor en particular utiliza los servidores de Amazon para realizar sus simulaciones.

Esta potencial mejora en los tiempos de simulación permite al equipo de trabajo reducir los tiempos asociados entre la recepción de la información y la elaboración de los informes, acotar los tiempos de prueba de los cambios introducidos, etc.

Como contraparte, la utilización de estos servidores tiene un costo asociado, pero en la experiencia del equipo consultor, el costo adicional es de segundo orden en comparación con los beneficios obtenidos en reducción de tiempos.

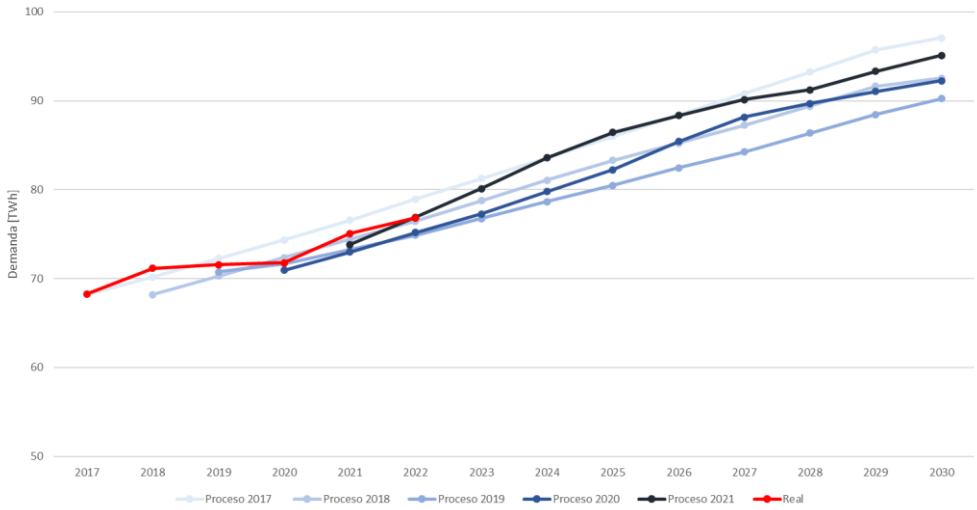
4.1.2 Temporalidad de los datos de entrada

Un aspecto que se ve potenciales mejoras es la temporalidad de los datos de entrada, para la elaboración del informe de precios de nudo de corto plazo. Actualmente tanto la previsión de demanda como la proyección de precios de combustibles se realiza de manera anual tomando en cuenta que el proceso se realiza de manera semestral estas proyecciones podrían ajustarse de la misma manera.

a) Previsión de demanda

En la siguiente figura se observa la previsión de demanda de los procesos 2017 al 2021 comparados con la demanda real resultante. La demanda del año 2022 se proyectó en base a los consumos registrados hasta el mes de agosto.

Figura 6 Procesos de previsión de demanda



*La demanda real es estimada para 2022

Se observa que en general, la previsión de demanda ha mostrado desviaciones con respecto a la demanda real de baja magnitud para el primer año menores al 2%, sin embargo, en la proyección realizada en 2018, el error fue de alrededor del 4,3% (error calculado como la diferencia entre la proyección realizada en 2017 para 2018 y el valor real de dicho año).

En la elaboración de los informes del segundo semestre, hay un desfasaje de varios meses entre el momento de realizar las simulaciones y la información con la que fue realizada la previsión de demanda. La información que se posee de la evolución de la demanda real del sistema en dicho plazo podría mejorar las predicciones haciendo ajustes en base al comportamiento que se ha visto durante lo que se lleva del año.

Para la realizar de este ejercicio, se revisan las ventas mensuales de energía según los registros del Coordinador que se pueden obtener de la página web descargando los reportes mensuales[6] y revisando en la sección resumen del mes, en las cuales aparecen las ventas estimadas del mes anterior. Esta información se puede contrastar contra las ventas de energía del año anterior en el mismo periodo de estos reportes y de esa forma estimar el crecimiento de demanda en lo que va del año. En la siguiente tabla, se revisan los crecimientos observados entre enero y mayo, que es la información que dispondría la Comisión a la hora de elaborar el informe PNCP del segundo semestre.

[6] https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/reporte-energetico/2022/

Tabla 4 Ventas Mensuales Coordinador

Año	Mes	Total (GWh)	Crecimiento [%]
2021	enero	6207	
	febrero	5695	
	marzo	6420	
	abril	5991	
	mayo	6332	
	junio	6235	
	julio	6556	
	agosto	6483	
	septiembre	6016	
	octubre	6298	
	noviembre	6236	
	diciembre	6621	
2022	enero	6542	5.4%
	febrero	5845	2.6%
	marzo	6459	0.6%
	abril	6073	1.4%
	mayo	6506	2.8%

La demanda de energía de enero a mayo de 2021 fue de 30,65 TWh que representa el 40,8% del consumo total de 2021. El mismo período en 2022 observa una demanda de 31,4 TWh (2.5% de crecimiento con respecto al mismo período del año anterior).

En base a este simple ejercicio, se puede comparar el crecimiento esperado en la proyección de demanda original versus el crecimiento real observado en el año. En este caso el crecimiento observado es de 2,5%, es decir, 1,7% más bajo de lo que se preveía en el informe de previsión de demanda del proceso 2021. La siguiente tabla muestre el ajuste sólo para el año inicial asumiendo luego los crecimientos a futuro del informe de 2021.

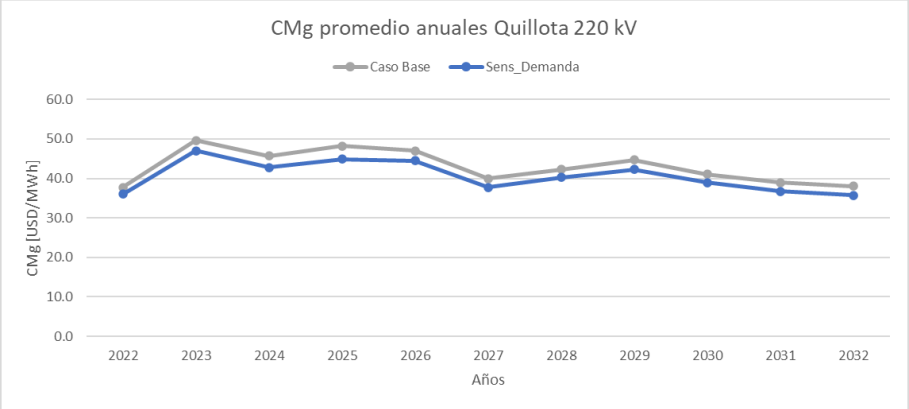
Tabla 5 Diferencia en proyección propuesta

	Proyección [MWh]		Proyección [%]	
Año	Actual	Propuesto	Actual	Propuesto
2022	76891	75696	4.2%	2.5%
2023	80121	78875	4.2%	4.2%
2024	83588	82289	4.3%	4.3%
2025	86456	85112	3.4%	3.4%
2026	88332	86959	2.2%	2.2%
2027	90147	88745	2.1%	2.1%
2028	91235	89816	1.2%	1.2%
2029	93315	91864	2.3%	2.3%
2030	95105	93626	1.9%	1.9%
2031	95446	93962	0.4%	0.4%
2032	97541	96024	2.2%	2.2%
2033	99796	98245	2.3%	2.3%

En consecuencia, el Consultor propone como metodología que en cada proceso de cálculo de los PNCP se haga un control del crecimiento de la demanda resultando del informe de proyección de demanda vigente en dicho momento versus el creciente real observado en los primeros meses estimados en dicho informe (y con los que ya se cuenta con información estadística real). Una vez contrastada dicha información, ajustar el primer año de estimación en función del crecimiento observado real y luego asumir los crecimientos de demanda establecidos por la Comisión en el informe de proyección de demanda vigente.

La siguiente figura muestra el impacto del ajuste de demanda propuesta en la proyección los costos marginales del sistema, tomando como barra de referencia para mostrar resultados la barra de Quillota.

Figura 7 Costos Marginales comparados entre caso base y sensibilidad en demanda



De los resultados, se observa una afectación promedio de 2,4 USD/MWh, con sólo modificar el crecimiento del primer año.

De las conversaciones con la Comisión se desprende que, en ocasiones excepcionales, como por ejemplo durante el año 2020 como efecto del COVID-19, se han hecho actualizaciones en la proyección de demanda.

Sin embargo, se recomienda realizar en cada fijación de PNCP dicho análisis, con especial énfasis en los procesos del segundo semestre, y no limitado a años excepcionales. Por ejemplo, en los informes del año 2022, se observa que los procesos del primer y segundo semestre asumen la misma proyección de demanda para el sistema, no considerando la nueva información disponible. Por otro lado, no se observan impedimentos legales para que las previsiones de demanda se elaboren con antelación para que pueda ser utilizados en los procesos preliminares de los informes de precios de nudo de corto plazo.

a.1) Revisión resultados

De acuerdo con el Reporte Energético SEN enero 2023[7] las ventas acumuladas del año 2022 fueron de 77.044 GWh, comparado con nuestra proyección utilizando estos mismos reportes fue de 77.004 (error de 0,051%), lo que da un crecimiento del año 2022 del

[7] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/01/CEN-Reporte-Energetico-SEN-ene23.pdf

2,6%. En términos de magnitud en el informe de previsión de demanda sería del orden de 75.737 GWh para 2022 versus los 76.891 GWh que se tenían en la previsión de demanda para 2022. (1,5% de error).

Si se realiza este mismo ejercicio, pero ahora para el año 2021, proyectando la demanda con la información que el Coordinador publica para consumos históricos[8], el consumo hasta mayo 2021 fue de 30.644 GWh versus los 29.992 GWh del consumo a mayo 2020, lo que representa un crecimiento de 2,17% versus el crecimiento de 4,61% que tuvo finalmente el año 2021. En estos casos hay que tomar con precaución las posibles correcciones que se puedan hacer tomando en cuenta que durante el año 2020 hubo una pandemia que afectó fuertemente al país y que 2021 tuvo una recuperación respecto a dicha pandemia para fines de ese año. En este contexto no parecería pertinente hacer correcciones de este tipo, y ameritaría hacer una nueva previsión de demanda tal cual como se realizó finalmente ese año.

b) Proyección costos de combustibles

La Comisión proyecta los costos variables de las unidades de generación térmica a partir de factores de modulación que representan la variación de los mismos ante variaciones en los precios de los combustibles. A dicho fin, hoy en día basa la proyección en los "Informes de Proyecciones de precios de combustibles" emitidos por la Comisión anualmente.

De la revisión de dichos informes se observa que la proyección de precios de combustibles realizada se basa en los pronósticos de precios de combustibles publicados por la US Energy Information Administration (EIA) anualmente.

Por ejemplo, para los procesos de cálculo de PNCP del primer y segundo 2022, se utilizó el "Informe de proyección de precios de combustibles 2022-2036" de la Comisión que se basó en la proyección de EIA de enero 2021, siendo que, en marzo 2022, EIA publicó un nuevo informe. En particular, cabe destacar que durante el año 2022 se han observado cambios abruptos en los precios internacionales de los combustibles como consecuencias del conflicto entre Rusia y Ucrania.

En base a esto se hizo una comparación entre una proyección realizada por el consultor, y la información utilizada por la Comisión en el 2do semestre de 2022. La proyección de precios de combustibles del consultor se basa en la proyección de precios de combustibles realizada por el Banco Mundial (WB) de abril 2022[9] en donde proyectó precios futuros para el período 2022-2024, y el informe del WB de octubre 2021[10] en donde se realizó una proyección de largo plazo incluyendo los años de corte 2025, 2030 y 2035. Más adelante se indica la metodología utilizada en este caso para lograr un empalme de ambas series.

Es decir, que para los fines de la comparación se consideraron los precios del informe de

---

[8] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/01/CEN-hist_ventas_de_energia.xlsx

[9] https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/37223/CMO-April-2022.pdf página 13 y 14.

[10] https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/36350/CMO-October-2021.pdf página 47 y 48 del informe.

abril 2022 para el período 2022-2024 y el informe de octubre 2021 para el período 2025 a 2033. Los precios entre los años de corte 2025, 2030 y 2035 se aproximaron linealmente.

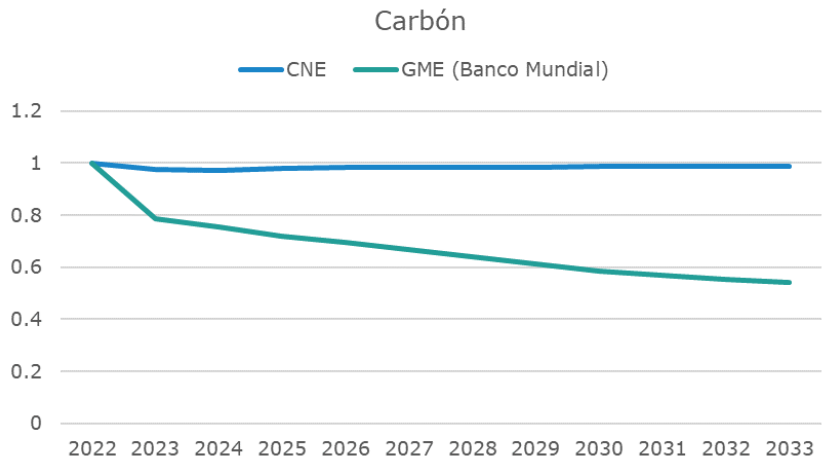
Las siguientes figuras (Figura 8) muestran la comparación entre los factores de modulación de combustible utilizados por la Comisión y los estimados por el Consultor a partir de los informes de Banco Mundial descriptos.

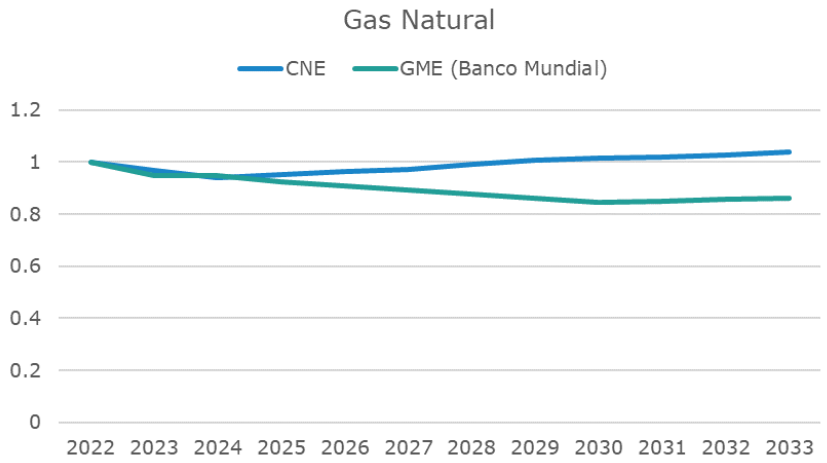
La comparación muestra la importancia de una actualización mayor en las proyecciones de precios utilizadas para la realización de las simulaciones. Las curvas utilizadas por la Comisión se basan en la mejor información con la que contaba EIA hacia fines de 2020 (el informe se publicó en enero 2021). Se observaba una tendencia de precios al alza para el gas natural y los combustibles líquidos.

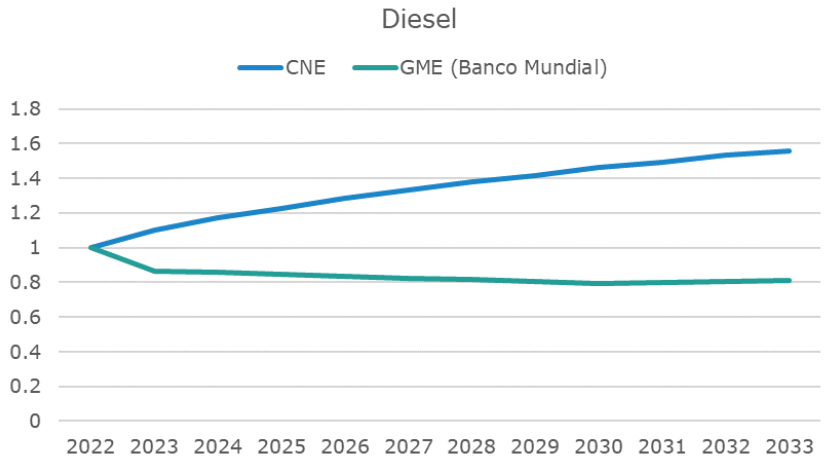
Sin embargo, el comportamiento actual de los mercados internacionales de combustibles muestra una evolución esperada distinta a la visión que tenían los mercados en enero 2021. Actualmente se observa un alza importante de precios en el corto plazo debido al conflicto entre Ucrania y Rusia y la baja oferta de combustibles en Europa, y una tendencia a la baja ante la visión de una normalización de dichos mercados.

Más allá de la diferencia puntual en los informes analizados, lo que muestra dicha comparación es la importancia de una mayor actualización del supuesto utilizado.

Figura 8 Factores de Modulación de Combustibles – Comparación PNCP 2 Semestre 2022 versus estimación del Consultor





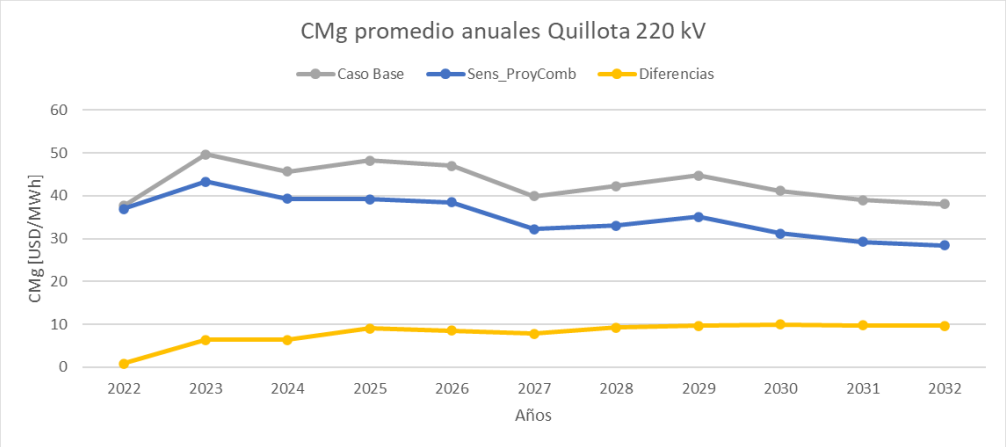


El caso más claro es el del Diesel, donde se observa en los factores aplicados por la Comisión un aumento del precio a lo largo de los años. Si se considera que el Costo Variable de Producción inicial asumido ya está reflejando las condiciones actuales, se está aplicando una tendencia alcista a los mismos cuando las proyecciones más actuales observan el comportamiento contrario.

Esto se debe a la temporalidad con que el estudio de EIA 2021 fue elaborado en la que no se consideró por ejemplo el conflicto en Ucrania. En consiguiente, se está aplicando factores de ajustes preguerra a precios post-conflicto, lo que genera la distorsión previamente mencionada.

A los fines de determinar el impacto, se hizo el ejercicio de simular la evolución esperada del SEN con el mismo supuesto de la Comisión y considerando la evolución estimada por el Consultor (en base a las proyecciones del Banco Mundial que estaban disponibles al momento de elaboración del Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo). La siguiente figura muestra el impacto del cambio de supuestos sobre los costos marginales determinados para Quillota 220kV.

Figura 9 Impacto del cambio en la proyección de precios de combustibles en los Costos Marginales (Quillota 220kV)



De la comparación, se observa que ambas simulaciones muestran costos marginales similares en el primer año de simulación lo que es lógico ya que dicho año el costo variable de producción de las unidades no ha sido afectad por el factor de modulación.

Sin embargo, a partir del segundo año de simulación se observa un impacto en los costos marginales por el efecto de las curvas de modulación. La diferencia entre ambas simulaciones es de 6 USD/MWh en 2023, es decir un 12,8% menos respecto del caso base de la Comisión. Hacia el final del periodo de simulación, se incrementa a casi 10 US/MWh, representando una diferencia entre los costos marginales promedio de alrededor de 25,3% menos respecto del caso base.

Como comentario final, de las observaciones de los agentes a los procesos de precio de nudo se observa la inquietud de que los factores de modulación de combustibles debieran aplicarse considerando la naturaleza de los contratos que tiene cada agente, y no sólo por el tipo de combustible. Indican que puede haber contratos con proveedores de combustibles que estén indexados a un combustible distinto a que se está utilizando en la estimación. Debido a la complejidad legal que pudiera generar utilizar los datos reales de los contratos de compra de combustibles (confidenciales), el Consultor sugiere continuar con fórmulas de cálculo promedio para realizar la indexación.

En términos de Precios Básicos de la Energía (PBE), para el caso base en la barra Quillota 220 kV el PBE es de 48,0 USD/MWh, mientras que, en el caso de sensibilidad realizado, el PBE es de 44,9 USD/MWh, una diferencia aproximada de 3,1 USD/MWh (No se consideraron factores de sobrecostos en la comparación) lo que muestra que el proceso de cálculo de los PBE disminuye el impacto de las diferencias.

b.1) Propuesta

Del análisis de los Informes "Informe de proyecciones de precios de combustibles" para la fijación de precios de nudo de corto plazo, se observa que la metodología utilizada por la Comisión es apropiada. Como se mencionó anteriormente, las diferencias surgen de los problemas de temporalidad entre la fecha de publicación de las fuentes internacionales (EIA), la fecha publicación de dicho informe y la fecha en que dicha información es utilizada posteriormente.

Por tal razón, la propuesta del Consultor es adaptar la publicación y frecuencia del "Informe de proyecciones de precios de combustibles". La fecha esperada de publicación del Annual Energy Outlook de la US Energy Information Administration es marzo 2023.

Se propone a la Comisión que publique una actualización del "Informe de proyecciones de precios de combustibles" en abril de cada año. De esta forma, para la fijación del segundo semestre de cada año la información estaría totalmente actualizada.

Esta propuesta cumple con el objetivo de mantener la estabilidad de las fuentes de información y metodologías utilizadas actualmente, sólo optimizando los tiempos de aplicación.

En el caso en que no fuera posible implementar la propuesta realizada, se propone en forma alternativa que el grupo de trabajo de la Comisión a cargo del proceso de fijación de los precios de nudos de corto plazo realice una actualización propia de dicha proyección. La metodología propuesta para esta alternativa se detalla en el Anexo 7.3.

4.1.3 Costos de Falla

De la revisión de la información presentada por la Comisión en el proceso de cálculo de los precios de nudo de corto plazo del primer y segundo semestre de este año, se observa que el costo de falla asumido es menor que el costo variable de generación del año 1 de simulación de algunas centrales térmicas. En la siguiente tabla muestra los costos de falla para las distintas profundidades de falla que se consideró en las simulaciones del segundo semestre de 2022.

Tabla 6 Costo de falla de larga duración

Profundidad de Falla	[$/kWh]	[US$/MWh]
0-5%	364,45	429,07
5-10%	390,64	459,90
10-20%	450,01	529,81
Sobre 20%	497,82	586,09

Por otro lado, en la siguiente tabla se observan las centrales con mayores costos variables en el sistema.

Tabla 7 Costos variables de último tramo de centrales diésel

Central	Tipo de Combustible	Costo de Comb.	Unidad Costo de Comb.	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico	C.Var. No Comb. [US$/MWh]	C. Var. [US$/MWh]
San Lorenzo U2	Diésel	1.293,3	US$/Ton	0,380	Ton/MWh	24,1	515,6
Tarapacá-TG DIE	Diésel	1.239,2	US$/Ton	0,410	Ton/MWh	0,4	508,5
El Salvador	Diésel	1.262,3	US$/Ton	0,337	Ton/MWh	45,6	471,0
San Lorenzo U1	Diésel	1.293,3	US$/Ton	0,342	Ton/MWh	24,1	466,4
Renca U1	Diésel	1.260,2	US$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	463,6
Renca U2	Diésel	1.260,2	US$/Ton	0,365	Ton/MWh	3,6	463,6
Esperanza TG1	Diésel	1.328,9	US$/Ton	0,340	Ton/MWh	9,1	460,9
Huasco-TG U1 DIE	Diésel	1.294,7	US$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	458,4
Huasco-TG U2 DIE	Diésel	1.294,7	US$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	458,4
Huasco-TG U3 DIE	Diésel	1.294,7	US$/Ton	0,348	Ton/MWh	7,9	458,4
Raso Power	Diésel	1.269,7	US$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	445,7
Raso Power Ampl	Diésel	1.269,7	US$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	445,7
Raso Power Ampl 3 y 4	Diésel	1.269,7	US$/Ton	0,327	Ton/MWh	30,5	445,7
Horcones DIE	Diésel	1.253,7	US$/Ton	0,347	Ton/MWh	10,0	445,0
Emelda U2	Diésel	1.543,5	US$/Ton	0,278	Ton/MWh	14,5	443,6
Diego De Almagro	Diésel	1.262,1	US$/Ton	0,337	Ton/MWh	6,6	432,0

De la comparación se observan centrales cuyos costos variables son incluso mayores al segundo escalón de profundidad de costos de falla.

Este efecto se ve agravado en el período de simulación, ya que el factor de modulación del diésel asumido ajusta los costos variables en forma ascendente a lo largo de la simulación. Como resultado, hacia final del periodo de simulación se observan 182 centrales con costos variables mayores al primer tramo de profundidad de fallas, siendo la central generadora Colmito Diésel la primera cuyo costo variable es superior al costo de falla (429,07 US$/MWh).

Desde la perspectiva de una simulación, esto significaría que el modelo en su optimización preferirá no abastecer a parte de la demanda (energía no suministrada) antes que abastecer dicha demanda a partir de la generación de las centrales con costo variable superior a dicho costo de falla.

De acuerdo con el artículo 27° del Reglamento DS86 dice lo siguiente

"Artículo 27º.- En base a los resultados de los estudios señalados en el artículo anterior, la Comisión deberá representar en al menos tres niveles de profundidad y costos asociados, el comportamiento de cada sistema ante situaciones de déficit, los cuales deberán estar incluidos en el Informe Técnico señalado en el artículo siguiente. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá elaborar o encargar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello." [Subrayado nuestro]

En base a este artículo, la Comisión tiene la potestad de elaborar o encargar a un tercero un nuevo estudio en tanto existan razones fundadas para ello. En dicho estudio debería considerarse la posibilidad de utilizar un costo de falla de larga duración definido como el máximo entre los valores del estudio y el costo variable de generación de la unidad de mayor costo variable (se puede considerar un límite definido por un porcentaje por sobre el costo de falla, por ejemplo) en una ventana de tiempo que se establezca en el estudio.

La problemática que se plantea en los párrafos anteriores justificaría analizar la realización de un nuevo estudio (o que la Comisión elaborase un análisis propio tomando como base al estudio anterior). En la normativa vigente no se establecen las condiciones a partir de las cuales la Comisión debe realizar un nuevo estudio. Sólo se fija la potestad de la

Comisión para realizarlo. Pero entiende el consultor que condiciones como las observadas (costos de falla menores a los costos variables de generación de un número importante de unidades de generación) debiera ser una condición a partir de la cual la Comisión debe analizar la representatividad del estudio de costos de falla vigente y la necesidad de realizar un nuevo estudio.

Debido al alza de costos de las materias primas e insumos que afectan a las industrias a causa del conflicto en Ucrania, se entiende que los resultados muy probablemente cambien significativamente si el cálculo se realizara nuevamente.

Se entiende que las fórmulas de indexación de los costos de falla planteadas en el último estudio realizado buscan capturar este efecto sobre las materias primas, pero en condiciones excepcionales como las observadas durante el último año puede no ser suficiente la indexación, y se justifica por lo menos analizar la problemática mediante un estudio. Otro aspecto a tener en cuenta es que dentro de los indexadores del costo de falla se considera las tarifas BT1 y AT4.3 de clientes regulados y clientes libres respectivamente, pero estas están actualmente afectadas por la Ley 21.472 (PEC2). En este sentido, la indexación de los costos de falla, al depender de una variable que está fija no recoge las variaciones reales de los precios de la energía lo que por lo menos debiese revisarse en un siguiente estudio.

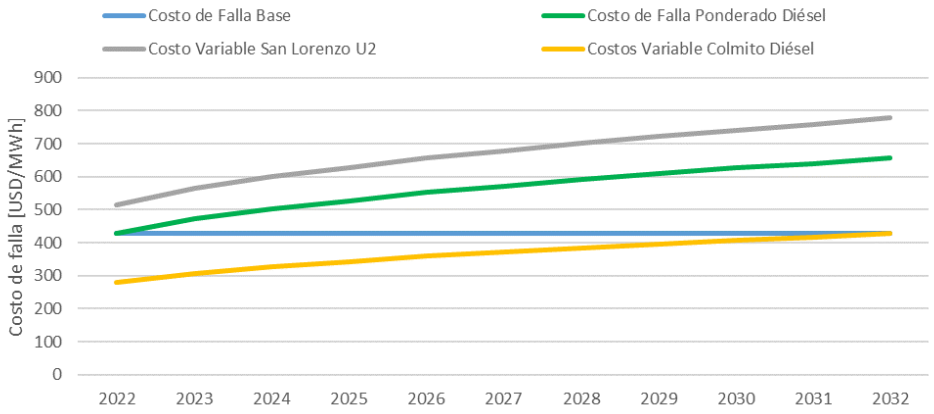
De la discusión, las condiciones habilitantes para la realización de un nuevo estudio no están definidas en la regulación, pero se deberían considerar las condiciones de operación del sistema donde durante 2022 se observa que centrales como San Lorenzo U1, San Lorenzo U2, Emelda, Diego de Almagro, entre otras, tuvieron inyecciones en el sistema, y al mismo tiempo son centrales cuyos costos variables son mayores a los costos de falla fueron operadas para abastecer la demanda.

El Consultor hizo dos ejercicios (a modo de prueba) a partir de simulaciones en SDDP. En el primero se indexó el costo de falla utilizando el factor de modulación del diésel. Y en el segundo, se utilizó un costo de falla siempre igual o mayor a la central más costosa del sistema.

De los resultados de las pruebas realizadas, no se percibe un impacto en los costos marginales entre las pruebas realizadas y el caso base. Esto se debe a que en el Caso Base no se observan casos de energía no suministrada.

La siguiente gráfica muestras los costos de falla asumidos en ambas simulaciones de prueba y los costos variables de la central más costosa del sistema (San Lorenzo U2) y la última central que pasa a tener mayor costo variable que el costo de falla plano (Colmitos Diésel) a lo largo de la simulación.

Tabla 8 Costos de falla simulados



En la prueba que considera costo de falla constante, hacia el final del periodo hay 182 centrales con mayor costo variable que el costo de falla, mientras que, al aplicar el factor de modulación del diésel al costo de falla, la cantidad de centrales no aumentan.

Actualmente, las indexaciones que fueron propuestas por la consultora que realizó el último estudio, si bien tiene una indexación que depende del promedio del costo del diésel de los cinco meses anteriores al mes en que se realiza la indexación, la variación final del costo de falla debido a la indexación del precio del Diesel no es significativa debido a que otras variables impactan en mayor medida la indexación. En este sentido, se propone que en el siguiente estudio de costos de falla se revise la pertinencia de considerar una indexación del costo de falla que considere una relación más directa con los costos actuales del brent y no un promedio de los cinco meses anteriores, al igual que el porcentaje en el que este incide sobre la variación del costo de falla.

4.1.4 Fecha de puesta en servicio de centrales

Respecto al Plan de Obras de generación, como ya se revisó en la sección (3.1.2f.1), la Comisión basa los supuestos de entrada en operación de centrales y sistemas de almacenamiento declaradas en construcción tomando como base las fechas estimadas de conexión determinadas en las resoluciones de declaración en construcción, publicadas mensualmente por la Comisión.

En base a información entregada por la Comisión, se indica que existe un departamento dentro de la Comisión encargado del seguimiento de las fechas de puesta de servicio de centrales, y de la revisión de los hitos importantes que deben cumplir las empresas generadoras dueñas de estos proyectos, y, en caso de incumplimientos, pueden llegar a perder el permiso de declaración en construcción. Además, la Comisión indicó que lleva una comunicación fluida con el Ministerio de Energía y el Coordinador sobre estos aspectos.

En este sentido, la información que utiliza la Comisión para el modelo, respecto a la entrada en operación de centrales generadoras, está actualizada y es la adecuada para las proyecciones de precio de nudo de corto plazo.

De todas formas, se sugiere que el departamento encargado de la elaboración del informe de precio de nudo de corto plazo compare, antes de la realización de los informes, el

seguimiento que lleva el Coordinador en la plataforma de Gestión de Proyectos o "PGP"[11] del Coordinador. De esta forma prevenir desfases temporales del traspaso de la información entre departamentos o entidades.

En la plataforma PGP el Coordinador lleva registro de todos los requisitos y revisiones de documentación que forman parte del proceso de interconexión de un proyecto. A través de un sistema de clasificación por colores se indica si los procesos que están finalizados (verde), abiertos o en revisión (amarillo) y aún no abiertos (gris).

La Figura 10 muestra un ejemplo de un proyecto de generación que está declarado en construcción: el Proyecto Las Salinas de 364 MW de potencia neta (revisado en plataforma PGP durante octubre 2022).

Figura 10 Revisión de proyecto de generación Las Salinas durante el mes de noviembre en plataforma PGP[12]

**El significado de cada sigla se pueden encontrar en el Anexo de este informe en el capítulo 7.7. De todas formas, la plataforma es interactiva y detalla el significado cuando se sostiene el ratón encima de ellas.*

Este proyecto según la Resolución N°527 de diciembre 2021 y según las tablas de declaración en construcción de septiembre 2022, entraría en operación en septiembre de 2022. En función de lo observado en el PGP durante octubre 2022, aún hay tramites que se deben realizar antes de entrar en operación, por lo que el Coordinador estimaba que la puesta en servicio de esta central sería el 12 de diciembre de 2022, y su entrada en operación comercial el 30 de junio de 2023.

La Tabla 9 detalla proyectos con sus fechas estimadas de entrada en operación de la

[11] https://pgp.coordinador.cl/irequests

[12] https://pgp.coordinador.cl/irequests/61e58d9b36d9ef290e5b1ca5

Comisión (en base a la tabla de declaración en construcción de septiembre 2022), del Ministerio (en base al informe de "Estado de Proyectos energéticos – agosto 2022"[13]) y la plataforma PGP del Coordinador que fue revisada durante octubre 2022, con las fechas de puesta en servicio (PES) y entrada en Operación comercial (COD).

Tabla 9 Diferencias de fechas de entrada en operación

			CNE Interconexión		Coordinador		Ministerio
Proyecto	Propietario	Potencia Neta [MW]	Original	Estimada	PES	COD	PES2
Planta Solar CEME 1	CEME 1 SpA	380.0	01/10/2023	01/10/2023	30/10/2023	-	01/10/2023
Las Salinas	Enel Green Power Chile S.A.	364.0	01/09/2022	01/09/2022	12/12/2022	30/06/2023	01/09/2022
Planta FV Tocopilla	Planta Solar Tocopilla SpA	200.3	01/02/2024	01/02/2024	-	-	-
Parque Eólico Atacama	Parque Eólico Atacama SpA	165.3	01/12/2022	01/12/2022	01/11/2022	15/02/2023	-
PE Llanos del Viento	AR Llanos del Viento SpA	156.1	01/08/2021	01/07/2022	24/10/2022	-	01/09/2022
Meseta de Los Andes	Tercera Región Solar SpA	152.5	01/09/2022	01/09/2022	30/12/2022	30/03/2023	01/09/2022
Los Cóndores	Enel Generación Chile S.A.	150.0	S/I	01/12/2023	-	-	01/12/2023
Parque Eólico Caman - Etapa 1	AR Caman SpA	145.7	01/07/2022	01/02/2023	30/01/2023	30/06/2023	01/09/2023
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	Tamarico Solar Dos SpA	144.7	01/12/2023	01/12/2023	30/12/2023	31/03/2024	-
Ñuble	Hidroeléctrica Ñuble SpA	136.0	S/I	01/06/2024	-	-	01/06/2024
Andes IV	Andes Solar SpA	130.0	01/06/2023	01/06/2023	02/10/2023	30/07/2024	-
Andes IIB	Andes Solar SpA	112.5	01/10/2021	01/08/2022	14/11/2022	01/03/2023	01/10/2022
Parque Eólico Ckhúri (ex Parque Eólico Ckani)	AR Alto Loa SpA	107.2	01/07/2021	01/05/2022	30/01/2023	30/03/2023	01/09/2022
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	El Sol de Vallenar SpA	100.0	01/12/2023	01/12/2023	-	-	-
Parque FV Willka	Inversiones Fotovoltaicas SpA	98.0	01/12/2021	01/07/2023	24/04/2023	10/09/2023	01/07/2023
Parque Fotovoltaico El Manzano	Enel Green Power Chile S.A.	87.0	01/10/2022	01/10/2022	30/08/2023	30/10/2023	-
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa, Fase I	Solar Elena SpA	67.5	01/06/2022	01/06/2023	31/12/2022	31/01/2023	01/06/2023
Campo Lindo - Etapa 1	Parque Eólico Campo Lindo Sp.	67.4	01/03/2022	01/01/2023	31/08/2022	21/01/2023	01/01/2023

En la tabla se aprecian algunas diferencias, pero pueden ser justificadas por el desfase temporal de las distintas fuentes.

Se realizó una simulación a los fines de entender el impacto de la actualización propuesta: retrasar la fecha de entrada en operación de algunos proyectos de generación en base a la información del Coordinador.

La siguiente tabla muestra los proyectos sobre los que se asumió un retraso en su entrada en operación a los fines del ejercicio.

Tabla 10 Ejercicio de retraso en entrada de operación de centrales generadora

Centrales	Capacidad [MW]	Fecha Caso Base	Fecha Atraso	Atraso [Meses aprox.]
Las Salinas	364	01/09/2022	12/12/2022	3
PE Llanos del Viento	156	01/07/2022	24/10/2022	4
Meseta de Los Andes	153	01/09/2022	30/12/2022	4
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	145	01/12/2023	30/12/2023	1
Andes IIB	113	01/07/2022	14/11/2022	5
Parque Eólico Ckhúri (ex Parque Eólico Ckani)	107	01/07/2022	30/01/2023	7

De la comparación de los costos marginales entre el Caso Base y la prueba realizada, no se aprecia un impacto significativo en los costos marginales. El impacto es leve y limitado a los primeros años de simulación en donde el desfase acumulado de entrada en operación de centrales solares alcanza un total de 892 MW entre septiembre y octubre 2022.

[13] El Ministerio de Energía publica mensualmente documentos de "Estados de Proyectos Energéticos", estos están elaborados en base con información del CBC, CEN, CNE y SEA. Este se encuentra en la página web del Ministerio, ingresando al buscador y luego a "Encuentra el documento que necesitas y descárgalo"

Figura 11 Diferencias marginales promedio por atraso de centrales de generación

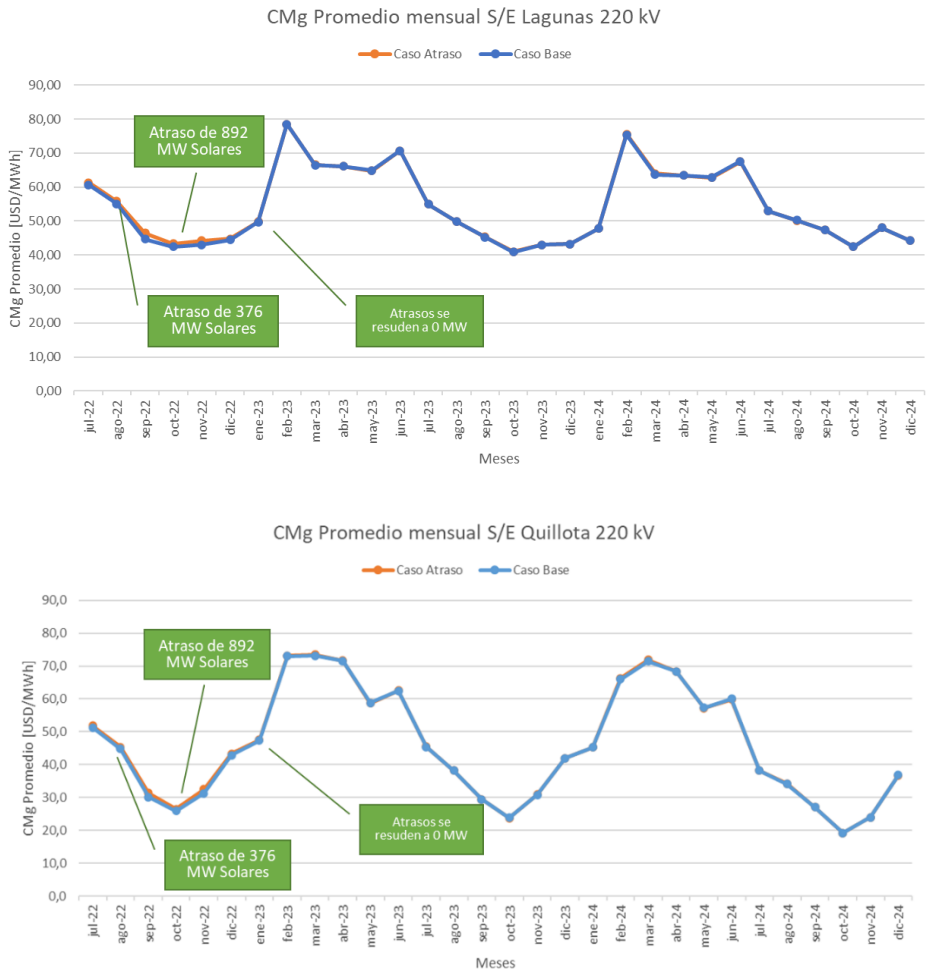
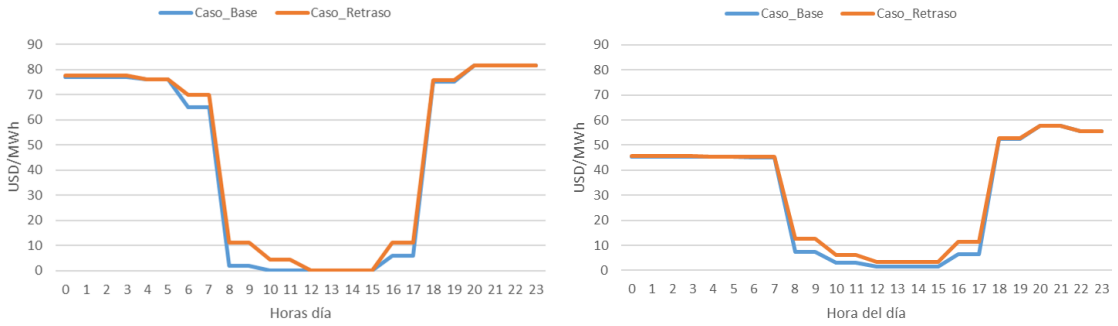


Figura 12 Costos Marginales diarios de un día hábil de septiembre 2022 para Lagunas y Quillota (de izquierda a derecha)



4.1.5 Fecha de puesta en servicio de líneas de transmisión

Con respecto a la entrada de puesta en servicio de infraestructura de transmisión, aparte de la comunicación continua que tiene la Comisión con el Coordinador y el Ministerio de Energía, se recomienda revisar, al igual que para las centrales de generación, la plataforma PGP, y la "Plataforma Web del Departamento que efectúa el Control y Supervisión de Obras de Transmisión en Ejecución licitadas por el Coordinador Eléctrico"[14].

En esta última plataforma se pueden encontrar las distintas obras licitadas por región y/o según el año del plan de expansión correspondientes y decreto en que fueron mandatadas al Coordinador a licitar.

Una vez que se ingresa a la obra que se desea revisar se puede encontrar una descripción de esta con su información general, la ubicación y un historial auditado y salud de la obra. En este último punto se hace una evaluación donde se contrasta el porcentaje de avance real versus el estimado y en base a esto se construye una gráfica que muestra la "salud de obra" del proyecto. En la Figura 13 se observa la tabla y el gráfico correspondiente para el proyecto Nueva Línea 2x220 kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito (a Enero 2023).

Figura 13 Historial auditado y Salud de la Obra Línea 2x220kV Lagunas – Nueva Pozo Almonte

Historial auditado y salud de la obra

Mes salud de obra Noviembre

Item	Peso Relativo %	Avance		Desviación
		Estimado %	Real %	
Ingeniería	10,00	91,79	89,52	-2,27
Gestión Ambiental	7,00	62,10	72,61	10,51
Contrato	1,00	90,35	89,97	-0,38
Gestión Territorial	7,00	65,16	44,26	-20,90
Suministros	15,00	0,00	18,94	18,94
Construcción	60,00	0,00	0,00	0,00
Total	100,00	18,99	20,87	1.88

Gráfico de salud

Historial auditado e Informes

De la figura se observa que el puntaje de "salud de obra" que se asigna es el resultado de un promedio ponderado de los diversos hitos de desarrollo y de la diferencia porcentual entre el avance estimado (que debería llevar la obra) y real.

A continuación, en la tabla se hace una comparación entre las fechas de puesta en servicio estimadas de acuerdo con la PGP (enero 2023), la tabla de declaración en construcción de diciembre 2022 de la Comisión y la información de la plataforma de seguimientos de obras de transmisión del Coordinador.

[14] https://seguimientoejecucionobras.coordinador.cl/

Tabla 11 Proyectos de Obras Nuevas de Transmisión

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	PGP	Plataforma Seguimiento Proyectos
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	sep-23	abr-22
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	nov-22	oct-23	oct-23
Nueva S/E Seccionadora Roncacho	jun-23	mar-23	jun-23
Nueva S/E Seccionadora Agua Amarga	jun-23	may-23	-

*Nueva Línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA según el PGP contiene dos etapas siendo la etapa 2 la que se presenta en esta tabla, la etapa 1 tenía fecha para diciembre 2022.

**"-" indica sin información en la plataforma.

A continuación, se muestran los gráficos de salud para cada uno de estos proyectos.

Figura 14 Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA

Figura 15 Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 kV.

Figura 16 Nueva Seccionadora S/E Roncacho

Figura 17 Nueva Seccionadora S/E Agua Amarga

De la Tabla 11 y los gráficos de salud, se observa que la plataforma de seguimiento detalla con mayor precisión la información y pareciera la mejor fuente de referencia para solicitar al Coordinador directamente estimaciones de entrada en operación de infraestructura de transmisión. En este sentido la propuesta va por el lado de tomar las fechas del PGP de puesta en operación, y revisar ambas plataformas para solicitar actualizaciones al Coordinador.

4.1.6 Representación de la generación hidroeléctrica y sus restricciones.

De la revisión de las planillas de entrada disponibles del modelo OSE2000 en la página web de la Comisión, se observa que la información sobre la características y restricciones de operación de las centrales hidráulicas se introduce en varios archivos de entrada (csv) en donde se ingresa la definición de parámetros como potencias máximas, afluentes, rendimientos, conectividad hidráulica, etc. La mayoría de estos archivos están descritos en el manual[15] de Kas con sus parámetros. A continuación, se observa una tabla describiendo

[15] Todos los parámetros de este archivo se encuentran en: http://www.kasing.cl/mose/sistema.html

estos archivos.

Tabla 12 Datos de Entrada Modelo OSE2000 para Generación Hidroeléctrica

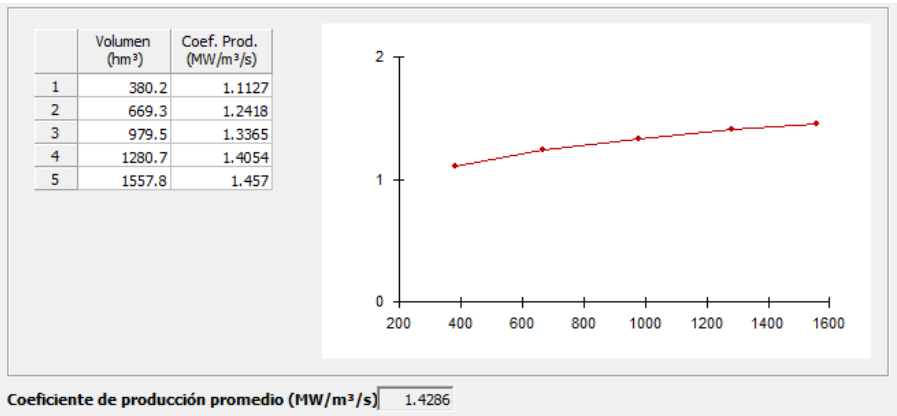
Archivo	Descripción
EmpDatParOpt.csv	Este archivo contiene los principales parámetros de los distintos lagos y embalses del sistema, relacionados a la central generadora, sus vertimientos y filtraciones, cotas mínimas, máximas y rendimientos, entre otras variables. Además, existen dos parámetros de regulación, que permite transportar energía entre bloques o etapas en el modelo de optimización que están acorde a la naturaleza del embalse o lago. Se aprecia que el rendimiento es fijo, y no se encuentra en ningún archivo de entrada que existan rendimientos variables según la cota o volumen del embalse, pero puede que esto este modelado de forma interna en el programa de optimización, así como el caso del modelo PLP. Se aprecia que los parámetros de pérdidas por evapotranspiración están fijados como falso, en base a conversaciones con la Comisión estos están considerados dentro de los caudales que elaboró la consultora meteodata en su estudio.
EmbDatEtaCot.csv	Se distinguen las trayectorias de cotas mínimas de los distintos lagos y embalses del sistema, además de la cota máxima del embalse Colbún para los distintos meses del año. Esta información en su mayoría es proporcionada por el Coordinador como parte de los antecedentes a que hace referencia la Resolución Exenta CNE N°641.
EmbDatEtaRie.csv	Se aprecian distintos caudales para los distintos meses del año del lago Laja. Además, se aprecian datos desde 2009 al 2020 para 51 series hidrológicas distintas. (no se encuentra en la descripción del manual)
EmbDatCnv.csv	Se encuentran las conversiones de las distintos embalses y lagos de cota a volumen y de volumen a cota entregando los coeficientes de conversión de los polinomios asociados a estas.
RieLajPar.csv	Se entregan varias variables asociadas al lago Laja, y centrales asociadas, variables de riego entre otros (no se encuentra en la descripción del manual)
RieMauPar.csv	Se encuentran variables asociadas a la cuenca del Maule, lagos y embalses, centrales y variables de riego entre otros. (no se encuentra en la descripción del manual)
AflBioBioEtaSemRal.csv",	En estos archivos se encuentran los caudales semanales de

Archivo	Descripción
"AflChapoEtaSem.csv", "AflLajaEtaSem.csv", "AflMauleEtaSem.csv" y "AflRapelEtaSem.csv"	los principales caudales de las distintas cuencas que son considerados para la generación de centrales hidráulicas asociadas a estas. En el archivo se encuentran 34 series hidrológicas para cada año, desde 2021 a 2049.
EnePasEtaMen.csv	Se encuentra los caudales afluentes de distintas centrales hidráulicas de pasada que no se encuentran asociados a embalses, estás están de forma mensual para 34 hidrologías.
IndLajaEtaSem.csv, IndMauleEtaSem.csv y IndRapelEtaSem.csv.	Estos archivos contienen etapas semanales y la asignación de las 34 hidrologías de distintos embalses, lagos, bocatomas, riegos entre otros. (no se encuentra en la descripción del manual)
CenPasMan_SIC.csv, CenPasMan_SING.csv, CenEmbMan_SIC.csv y CenSerMan_SIC.csv	Contiene mantenimientos semanales con reducción de potencia de centrales hidroeléctricas para el SIC y SING, dependiendo del sufijo, la central puede ser de pasada "Pas", embalse "Emb" o serie "Ser".
CenPasPar_SIC.csv, CenPasPar_SING.csv, CenEmbPar_SIC.csv y CenSerPar_SIC.csv.	Contiene las distintas centrales con sus parámetros, como potencia máxima, barra de conexión, para el caso de las centrales en serie y embalse, las cuencas de conexión donde se vierte o turbinan los caudales entre otros.

A opinión del Consultor, de la revisión de los archivos descrito anteriormente, se concluye que se considera todo lo necesario para una correcta representación de las centrales hidroeléctricas y sus restricciones dentro del modelo.

El único parámetro que no fue posible identificar son curvas de rendimiento volumen-rendimiento o cota-rendimiento del tipo que se muestran en la siguiente figura.

Figura 18 Curva de Coeficientes de Producción de Central Colbún[16]



[16] Curva de rendimiento hidráulica del Modelo SDDP del Consultor.

Fuente: Representación propia del Consultor.

Por lo que de no estar consideradas podría considerarse como una oportunidad de mejora para la modelación de sistemas de embalse.

4.1.7 Representación de la generación térmica y sus restricciones.

De la revisión de las planillas de entrada disponibles del modelo OSE2000 en la página web de la comisión, se observa que los datos de entrada de los parámetros técnicos y restricciones de las centrales térmicas se realizan a partir de varios archivos (con formato csv). En los mismos se definen las potencias máximas, barra de conexión, tecnología, rendimientos, térmicos, etc. Muchos de estos archivos están descritos en el manual de Kas con sus parámetros. A continuación, se observa una tabla describiendo estos archivos.

Tabla 13 Datos de Entrada Modelo OSE2000 para Generación Térmica

Archivo	Descripción
CenTerPar_SIC.csv, CenTerPar _SIC_GNL.csv y CenTerPar_SING.csv	Contiene el nombre de las centrales térmicas, con salida de operación de centrales a carbón, rendimientos térmicos, costos variables iniciales, potencias máximas y barras de conexión entre otros, en el caso del SIC, se encuentran modeladas las centrales que utilizan GNL en un archivo distinto al principal.
CenTerMan_SIC.csv y CenTerMan_SING.csv	En este archivo se encuentran el inicio y fin de mantenimientos de centrales térmicas con sus limitaciones de potencia durante estos periodos en fases semanales.
CenTerEtaCVar_SIC.csv y CenTerEtaCVar_SiNG.csv	Se observan los costos variables de las centrales a lo largo de la simulación, divididos en etapas y años.
CenTerEtaPMax_GNL_SIC.csv y CenTerEtaPMax_GNL_SING.csv	Se modelan las potencias máximas para las distintas configuraciones de centrales GNL dividido en semanas por año.
CenTerEtaPMin_SIC.csv y CenTerEtaPMin_SING.csv	En estos archivos se modelan mínimos técnicos para algunas centrales y la habilitación se realiza desde el archivo OseCasDat.

En general se observa una correcta modelación de centrales térmicas para el nivel de detalle que requiere un modelo hidrotérmico de largo plazo y con resolución por bloques.

Un desafío por analizar es la incorporación a futuro de las rampas de generación térmicas. Cuando se acentúen los efectos de la integración de centrales solares fotovoltaicas al sistema eléctrico, las rampas serán una importante restricción que puede cambiar los resultados del modelo.

Por otro lado, la incorporación de rampas implica que para una correcta representación el

modelo debe considerar un modelado horario. Un modelado horario implica un problema de una dimensión mayor (reemplazando 288 bloques por año por 8760 horas) lo que implica tiempos de cálculo que no alineados en los tiempos actuales para el proceso de cálculo del precio de nudo de corto plazo. Por tal razón, esta sugerencia debería considerarse luego de haber buscado alternativas para reducir los tiempos de cálculo de la simulación (por ejemplo, con el uso de servidores externos).

Por otro lado, se observa que sólo algunas centrales tienen incorporado en el modelo las restricciones de operación asociadas a sus mínimos técnicos. En este sentido, se propone que se detalle dicha restricción (mínimo técnico) de todas las centrales que precisen más de seis horas para entrar en operación desde de la instrucción de sincronización al sistema del Coordinador. Esto implicaría agregar al modelo los mínimos técnicos de centrales que incluyen en su configuración turbinas a vapor.

4.1.8 Disponibilidad de gas natural

Actualmente el supuesto de disponibilidad de gas natural (licuado y por ducto) que utiliza la Comisión se basa en la información de disponibilidad de gas provista por el Coordinador y que tiene un horizonte aproximado de 2 a 3 años. A continuación se presenta la disponibilidad de gas del informe PNCP del segundo semestre 2022 e informe PNCP primer semestre 2023.

Figura 19 Disponibilidad de gas natural por fuente (PNCP 2° Semestre 2022)

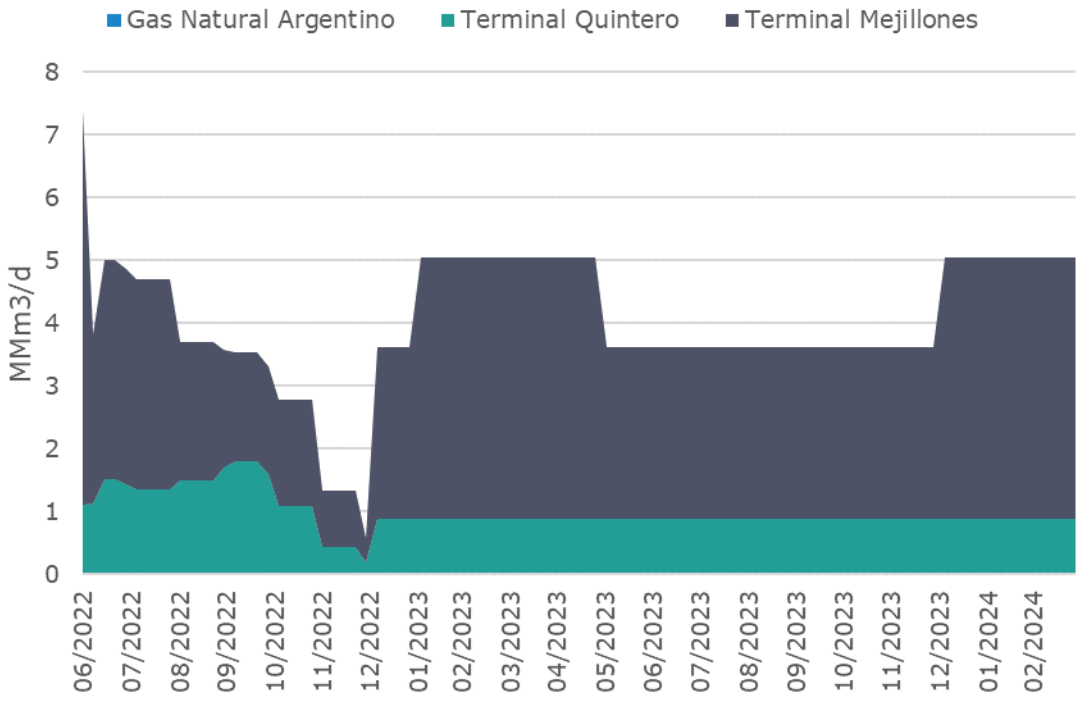
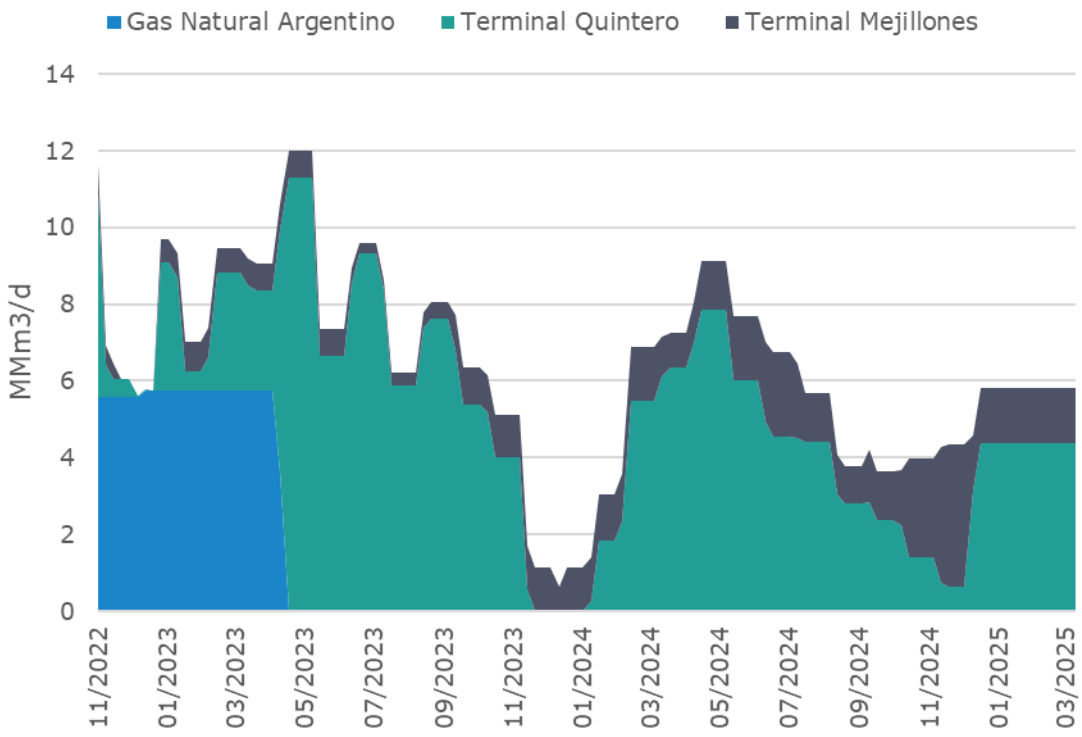


Figura 20 Disponibilidad de gas natural por fuente (PNCP 1° Semestre 2023)



Para el tercero y cuarto o cuarto año de simulación, según lo descripto por la Comisión en sus informes, se repite del último año de información disponible, y para el quinto año en adelante se considera disponibilidad completa para las centrales San Isidro 1 y 2, Quintero 1 y 2, Nueva Renca, Nehuenco 1 y 2, Candelaria 1 y 2, U16, CTM3 y Kelar.

Se observa en las Figura 19 y Figura 20 que la disponibilidad de gas natural de Argentina es nula en el proceso del segundo semestre de 2022 y sólo se limita a 6 meses en el proceso del primer semestre de 2023.

a) Disponibilidad de Gas Natural Licuado

Con respecto a las estimaciones de la disponibilidad de Gas Natural Licuado, el Consultor considera que la metodología considerada para los primeros años de simulación es adecuada, ya que la información que entrega el Coordinador es en base a contratos y embarques comprometidos al sistema.

A partir de dicho período, entiende el Consultor que una mayor disponibilidad debiera estar asociada a la evolución de las capacidades físicas de las terminales de regasificación de Mejillones y Quintero, o de una potencial nueva terminal.

Dado el hecho de que a la fecha no hay un informe oficial actualizado en donde se determine fechas comprometidas para la ampliación de dichas terminales, y que la información disponible en el mercado no muestra un desarrollo firme de dichos planes, el Consultor propone mantener en este caso las restricciones de disponibilidad durante todo el período de simulación.

Igualmente se propone hacer un seguimiento de los planes de desarrollo de futuras

ampliaciones en dichas terminales o una potencial nueva terminal. En el caso de observarse que existen un plan cierto de ampliación de la capacidad de regasificación (ampliación de terminal existente o nueva terminar), se debe estimar la capacidad adicional de la terminal y la capacidad adicional que ya está comprometida con otros destinos finales (distribución de gas natural o consumo industrial), determinándose por diferencia la disponibilidad para el sector eléctrico.

En caso de existir contratos firmados entre generadores y las terminales por dicha capacidad adicional, se les asigna la disponibilidad adicional a dichas centrales. En caso de no existir un contrato por dicha capacidad adicional, dicho gas debe ser considerado disponible para todas las centrales que pueden abastecerse de dicha terminal, quedando la utilización del mismo determinada por el despacho económico de las centrales.

En todo caso, se destaca que la estimación realizada para el quinto año de simulación en adelante impacta especialmente en los costos marginales de dicha ventana temporal (año 5 a 10) que se encuentran fuera de la ventana de los 48 meses utilizada para el cálculo de los precios básicos de la energía.

b) Disponibilidad de Gas Natural de Argentina

Como se mencionó anteriormente, la información que el Coordinador presentó a la Comisión asociados a los procesos de cálculo de precios de nudo de corto plazo del segundo semestre de 2022 y primer semestre de 2023, sólo consideró disponibilidad de gas natural de origen argentino en el informe del primer semestre de 2023, acotado al período de enero-abril, por un volumen máximo de entre 5.58 MMm3/d y 5.76 MMm3/d.

Existen actualmente siete gasoductos que permiten la exportación de gas natural de Argentina a Chile, pero sólo cuatro de ellos pertenecen a la zona abarcada por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile: Del Pacífico, Gas Andes, Norandino y Gas Atacama.

La Figura 21 muestra las exportaciones totales mensuales de gas natural de Argentina a Chile asociadas a los cuatro gasoductos mencionados. La información detallada en dicha figura no discrimina el uso final de dicho gas, sino que son volúmenes totales.

Cabe mencionar que en el período enero de 2015 a noviembre de 2018, las exportaciones de gas natural no representaron un volumen importante. A partir de diciembre 2018 se observa un importante aumento en los niveles de exportaciones que alcanzan un máximo en diciembre 2022.

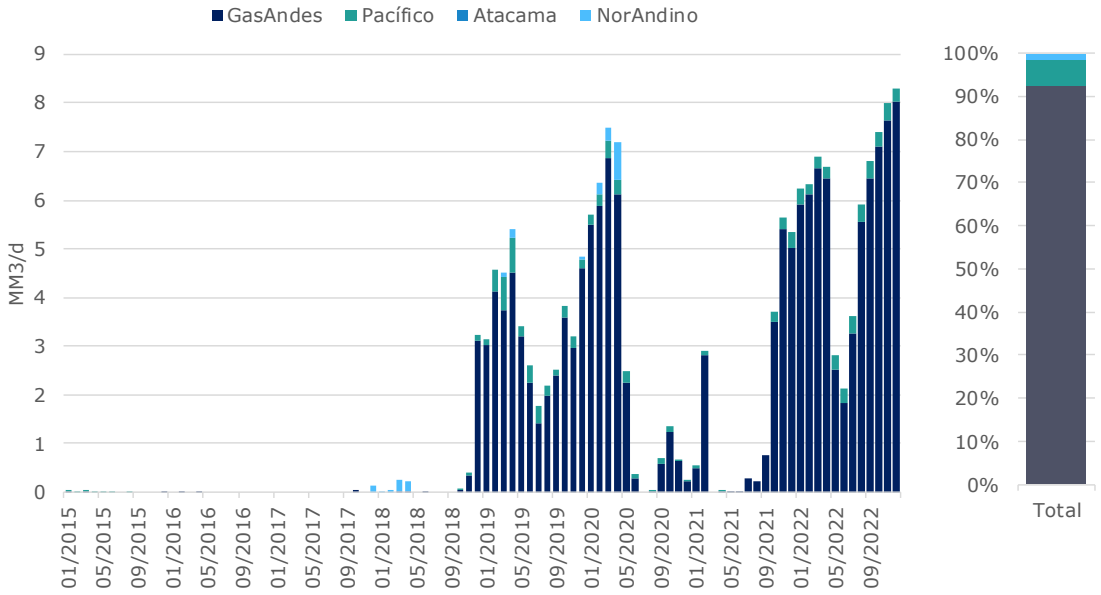
Se observa entre junio de 2020 y octubre 2021 el período de menor nivel de exportaciones fundamentado en una menor producción de gas natural en las cuencas del Comahue de Argentina.

Se destacan las siguientes conclusiones preliminares:

- La mayor disponibilidad de gas natural de Argentina se produce en los meses de verano en donde la demanda de gas natural de dicho país se reduce sustancialmente (especialmente el sector residencial).
- El 93% de las exportaciones se dieron a través del gasoducto Gas Andes y el 6% a través del gasoducto Pacífico, demostrando que la disponibilidad de gas natural de Argentina está vinculada a la zona central del país.
- El año 2022 se caracterizó por un aumento importante de exportaciones con

volúmenes mínimos en invierno del orden de los 2 MMm3/d.

Figura 21 Exportaciones de Gas Natural de Argentina a Chile (Región SEN) (Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina)[17]



La Figura 22 muestra el consumo de gas natural del sector eléctrico del SEN (Fuente: CEN) por tipo (gas natural licuado y gas natural argentino) y su contraste con las exportaciones de gas natural anuales ya detalladas. En 2021 y 2022, el consumo de gas para generación eléctrica explica el 55% y 75% de las importaciones de Chile respectivamente.

Un aspecto importante que mencionar es lo ocurrido durante 2022. De acuerdo con el mercado regulatorio argentino, la exportación de gas natural es última en prioridad con respecto a las distintas fuentes de consumo de gas natural. En primer lugar, se abastece al consumo regulado, luego la industria y gas vehicular, último a nivel local al sector eléctrico local y finalmente el remanente se destina a exportaciones. Es decir, que Argentina sólo exporta gas en la medida que tenga excedentes que no pueden ser utilizados localmente.

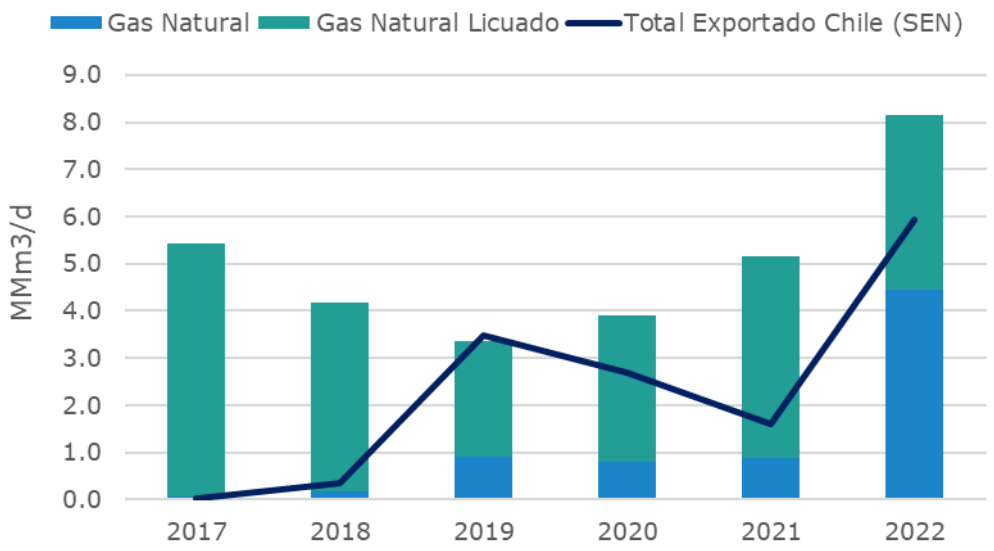
Esto explica porque históricamente la disponibilidad de gas exportable en Argentina se reduce en invierno cuando crece la demanda local por calefacción.

---

[17] Fuente: ENARGAS – Partes diarios de Exportación. Consulta: 01/01/2015 a 31/12/2022. Exportaciones por fuera del sistema de transporte: https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/partes-diarios-exp-imp-consulta.php?tipo=exp_fuera

Exportaciones por dentro del sistema de transporte: https://www.enargas.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/partes-diarios-exp-imp-consulta.php?tipo=exp_dentro

Figura 22 Consumo de Gas Natural del sector eléctrico por tipo[18]



Fuente: CEN

Sin embargo, se observa en la Figura 23 que, durante el año 2022 hubo gas disponible que fue exportado a Chile mientras el sistema eléctrico argentino utilizaba combustibles líquidos para generar energía. La razón por la cual se exportaba gas natural, aún con indisponibilidad de gas para generación local, está asociada al hecho que la restricción local (que produjo indisponibilidades en la generación local de argentina) de gas natural se debía a restricciones de transporte en los gasoductos que transportan gas de Comahue (especialmente Vaca Muerta) hacia los grandes centros de consumo.

De haber habido capacidad de transporte de gas local, probablemente dicho gas hubiera sido utilizado para generación eléctrica local, no siendo autorizada su exportación a Chile.

Actualmente está en construcción el Gasoducto Nestor Kirchner que en su primera etapa unirá Tratayén con Saliqueló, lo que permitirá incrementar la disponibilidad de gas natural en la zona Buenos Aires y Litoral (ver Figura 24). El incrementar la disponibilidad para generación eléctrica local, la capacidad remanente de exportación a Chile se espera que se reduzca, siguiendo el comportamiento histórico observado en los momentos en que las restricciones de transmisión sólo se limitaban a algunas semanas por año (por ejemplo durante 2019).

[18] Fuente: CEN – Informe "Resumen Ejecutivo" de novedades del CDC del último día de cada mes. https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/novedades-cdc/

Figura 23 Consumo de combustibles del Sector Eléctrico Argentino en MMm3/d equivalente de gas natural[19]

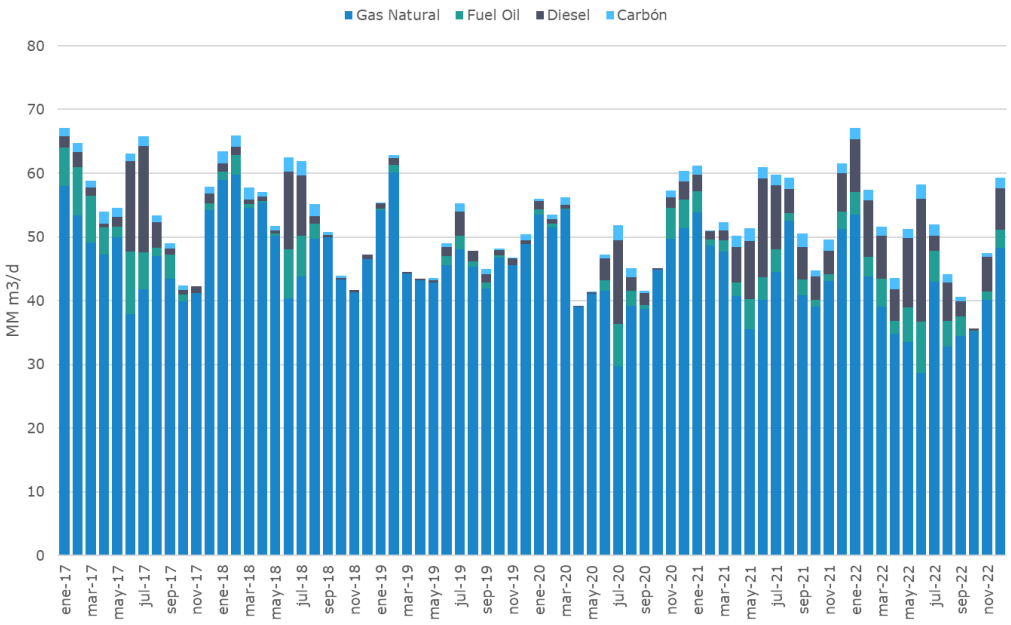
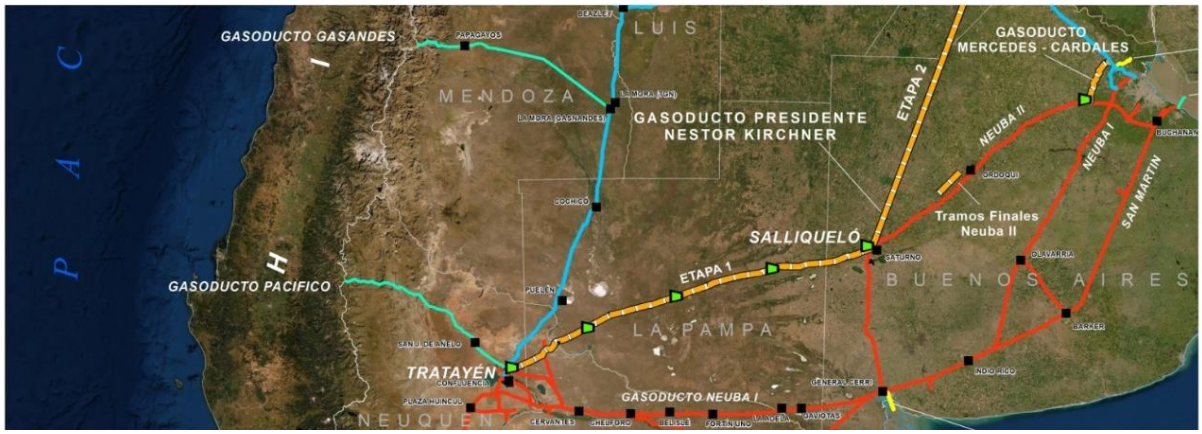


Figura 24 Gasoducto Nestor Kirchner[20]



Otra fuente de información a considerar es la información que publica la Secretaría de Energía de Argentina con respecto a los certificados de autorización de exportación de Gas Natural. La Tabla 14 y Figura 25 detalla la lista de autorizaciones vigente a enero 2023.

---

[19] Fuente: CAMMESA – Informes Mensuales https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/

[20] Fuente: Energía Argentina https://gpnk.energia-argentina.com.ar/

Se destaca:

- Las autorizaciones de exportación firme se limitan al muy corto plazo y los meses de verano (hasta abril). Siendo a partir de mayo 2023 nulo el volumen autorizado. Este concepto está alineado a la información suministrada por el CEN a la comisión son respecto a la disponibilidad de gas natural de argentina.
- Existen autorizaciones de exportación de gas natural de carácter interrumpible vigentes hasta 2025, que cubre el período invernal. Esto demuestra que en la medida que existen remanentes de gas no utilizado en el mercado local, el plan del Gobierno y las empresas argentinas es exportar dichos volúmenes a Chile.

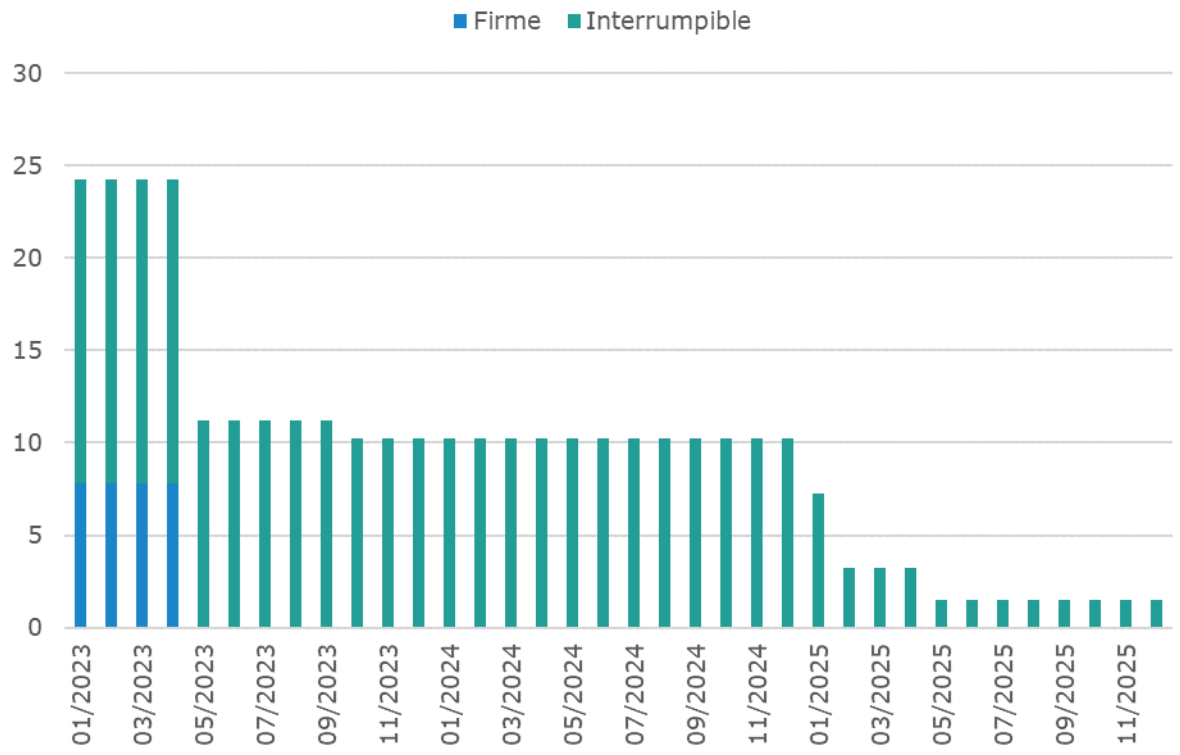
Tabla 14 Autorizaciones de exportación de Gas Natural de Argentina a Chile a empresas de generación eléctrica (Vigentes al 20/1/2023)[21]

Vendedor	Comprador	Publicación	Volumen MMm3/d	Condición	Vigencia Inicio	Vigencia Fin	Punto de Exportación
Tecpetrol	Enel Generacion Chile	28/10/2022	3.00	Interrumpible	Sin Certificado	1/1/2024	Gas Andes
Total Austral	GM Holding	8/9/2022	2.00	Interrumpible	20/9/2022	1/1/2025	Gas Pacifico
Pluspetrol	Enel Generacion Chile	8/9/2022	1.00	Interrumpible	1/8/2022	30/9/2023	Gas Andes
Compañia General De Combustibles	Enel Generacion Chile	27/8/2022	0.50	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pampa Energía	Enel Generacion Chile	3/8/2022	0.32	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pan American Energy	GM Energy	3/8/2022	0.48	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Tecpetrol	Enel Generacion Chile	3/8/2022	1.50	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pampa Energía	Colbún	3/8/2022	0.53	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pampa Energía	Colbún	3/8/2022	1.17	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Wintershall Dea Argentina	Enel Generacion Chile	1/7/2022	0.97	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pluspetrol	Colbún	30/6/2022	0.33	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Total Austral	Enel Generacion Chile	21/6/2022	0.15	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Total Austral	Colbún	21/6/2022	1.00	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pluspetrol	Enel Generacion Chile	21/6/2022	0.85	Firme	1/10/2022	30/4/2023	Gas Andes
Total Austral	Colbún	14/6/2022	2.00	Interrumpible	24/6/2022	1/1/2025	Gas Andes
Tecpetrol	GM Holding	13/6/2022	1.74	Interrumpible	24/6/2022	30/4/2025	Gas Andes
Pan American Energy	Colbún	19/4/2022	1.00	Interrumpible	1/5/2022	30/4/2023	Gas Andes

[21] Fuente: https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural

Vendedor	Comprador	Publicación	Volumen MMm3/d	Condición	Vigencia Inicio	Vigencia Fin	Punto de Exportación
Tecpetrol	Colbún	19/4/2022	3.00	Interrumpible	1/5/2022	30/4/2023	Gas Andes
Tecpetrol	Enel Generacion Chile	19/4/2022	1.50	Interrumpible	1/5/2022	31/12/2025	Gas Andes
ENEL Trading	Enel Generacion Chile	8/2/2022	0.20	Interrumpible	17/2/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pan American Energy	GM Holding	20/1/2022	1.00	Interrumpible	27/1/2022	30/4/2023	Gas Andes
Pampa Energía	Engie Energía Chile	14/1/2022	1.50	Interrumpible	24/1/2022	31/12/2024	Gas Andes
Pampa Energía	Engie Energía Chile	14/1/2022	1.50	Interrumpible	24/1/2022	31/12/2024	Nor Andino

Figura 25 Volúmenes autorizados de exportación de gas natural de Argentina a Chile a empresas de generación eléctrica, por tipo[22]



A partir del análisis de la información presentada el Consultor propone:

- Ante la falta de información por parte del Coordinador que abarque por lo menos una ventana similar al gas natural licuado o de un plan de largo plazo del gobierno de Argentina y/o Chile en donde se detalle la disponibilidad de gas natural para

[22] Fuente: https://www.minem.gob.ar/exportacion-gas-natural

Chile, hacer un seguimiento de la información pública y de mercado sobre la situación esperada.

- Realizar un seguimiento de las fuentes de información descriptas en este capítulo a los fines de entender la situación esperada para los próximos años:
    - Fuente: ENARGAS – Partes diarios de Exportación
    - Fuente: CEN – Informe "Resumen Ejecutivo" de novedades del CDC del último día de cada mes.
    - Fuente: CAMMESA – Informes Mensuales
    - Fuente: Secretaría de Energía – Autorizaciones de exportación de gas natural
    - Fuente: Energía Argentina (Gasoducto Nestor Kirchner) https://gpnk.energia-argentina.com.ar/
- Dado que actualmente la disponibilidad de gas natural asociada al período de "verano" muestra que Argentina está en condiciones de exportar volúmenes firmes, se recomienda:
    - En la medida que el Coordinar haya informado volúmenes disponibles para los primeros meses de la ventana de cálculo, considerar dichos volúmenes como válidos.
    - Durante el resto de la ventana de simulación, mantener los volúmenes informados por el Coordinador para el último verano informado.
    - Considerar como verano el período de noviembre a abril. Para el período noviembre/diciembre en caso de no contar con disponibilidad informado por el Coordinador, considerar características similares a marzo/abril.
- Para los meses de invierno, se espera que en la medida que la primera etapa del Gasoducto Nestor Kirchner no esté finalizada, existan volúmenes exportables hacia Chile. Por tal razón:
    - Hacer un seguimiento de las fechas esperadas de entrada en operación del gasoducto.
    - Mientras el gasoducto no esté operativo, asumir una disponibilidad similar a los volúmenes de gas natural consumidos para generación eléctrica durante el período mayo a octubre 2020.
    - Una vez comenzado a operar el gasoducto, asumir disponibilidad nula.

4.1.9 Plan de las obras de generación y transmisión comprometidas. Planes de retiro de unidades.

Como se mencionó en el capítulo 3.1.2 f), se pueden clasificar las centrales consideradas en el plan de expansión de la generación como centrales en construcción, comprometidas e indicativas. Las centrales en construcción fueron analizadas en el punto 4.1.4.

En el caso de las centrales comprometidas, como por ejemplo centrales que forman parte del proceso de licitaciones de suministro de clientes regulados, es razonable considerar estas obras con las fechas en operación que fueron comprometidas.

En base a lo expuesto por la Comisión, esta realiza un seguimiento periódico al estado de avance de este tipo de proyectos por lo que las fechas que se definen son las mejores estimaciones que se tienen disponibles.

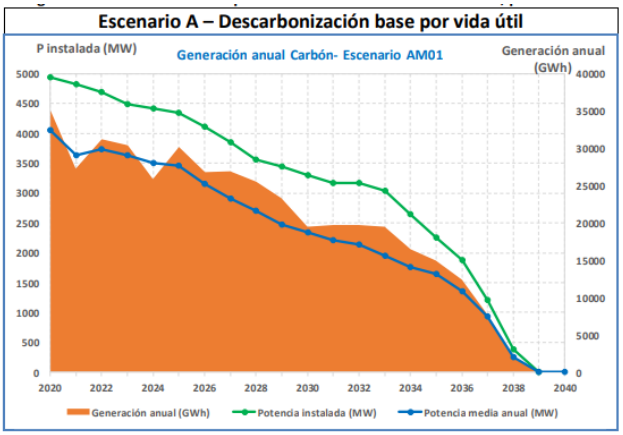
Para la definición de proyectos que tienen elevada incertidumbre debido a que falta tiempo para que inicien su construcción, como por ejemplo, periodos mayores a cinco años, en

particular para obras como la Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, es razonable asumir las fechas comprometidas de los proyectos, sin perjuicio que se pueda actualizar dicha información en base a los estados de avance de estos.

a) Plan de retiro de centrales a carbón

En cuanto al retiro de centrales térmicas a carbón, ya en diciembre 2018 en el contexto de la mesa de descarbonización, el Coordinador realizó un estudio[23] de factibilidad de descarbonización a 2040, en base al estudio, el escenario A supone un cronograma de retiro de centrales termoeléctricas a carbón por cumplimiento de vida útil técnica o económica de las centrales, la Figura 26 es el escenario de estudio propuesto.

Figura 26 Escenario de descarbonización por vida útil



Si bien aún no todas las centrales a carbón han comprometido una fecha de retiro/conversión, se entiende que lo harán a futuro ya que el plazo máximo de retiro es hasta 2040.

Una de las alternativas que se verá como propuesta será utilizar este criterio para buscar estimar una fecha de retiro se debe considerar tanto la vida útil de las plantas como los compromisos contractuales que tienen las empresas dueñas de estas centrales en torno a su activo.

En la Tabla 15 se observan todas las centrales a Carbón, en rojo las centrales retiradas, en amarillo centrales comprometidas.

23 https://energia.gob.cl/sites/default/files/12_2018_coordinador_estudio_impacto_sistema_electrico_informe_principal.pdf

Tabla 15 Listado de centrales a Carbón

Central	PES	Años	Potencia [MW]
TER VENTANAS U1	1964	59	135
TER BOCAMINA I	1970	53	128
TER VENTANAS U2	1977	46	257
TER TOCOPILLA 12 y 13	1983	40	170
TER TOCOPILLA 14 y 15	1987	36	268
TER GUACOLDA U1	1995	28	177
TER NORGENER U1	1995	28	157
TER GUACOLDA U2	1996	27	177
TER MEJILLONES CTM1	1996	27	188
TER NORGENER U2	1997	26	157
TER MEJILLONES CTM2	1998	25	197
TER GUACOLDA U3	2009	14	179
TER NUEVA VENTANAS U1	2010	13	330
TER GUACOLDA U4	2010	13	179
TER ANDINA U1	2011	12	167
TER ANGAMOS U1	2011	12	330
TER ANGAMOS U2	2011	12	330
TER HORNITOS U1	2011	12	167
TER SANTA MARIA U1	2012	11	468
TER BOCAMINA II	2012	11	460
TER CAMPICHE U1	2013	10	330
TER GUACOLDA U5	2015	8	179
TER COCHRANE U1	2016	7	330
TER COCHRANE U2	2016	7	330
TER IEM U1	2019	4	442

En base a la información detalla en la tabla anterior, hay diez centrales a carbón que no han fijado fecha de retiro que totalizan 2330 MW (46% de la capacidad instalada de centrales a carbón a diciembre 2022).

Si consideramos sólo la vida útil de las unidades, se podría asumir un plan de retiro de centrales no comprometidas comenzando por Guacolda U1 junto a Norgener U1, luego Guacolda U2 y así hasta llegar a 2040 sin centrales a Carbón.

Propuestas:

A continuación, se presentan tres alternativas, la primera es básicamente seguir de la forma que actualmente la Comisión realiza los retiros de centrales a carbón dentro de sus simulaciones y las últimas dos consistirían en realizar un plan indicativo de retiro, lo cual está sujeto a las atribuciones que tendría la Comisión para realizar algo de este estilo.

a.1) Alternativa N°1.-

Ante la imposibilidad o problemática que puede traer la consideración de salida de centrales que no se han comprometido, esta alternativa es seguir realizando lo que la Comisión ha hecho hasta el momento, es decir, considerar la salida de centrales carboneras a medida que estas son anunciadas por las empresas dueñas de dichos activos.

La salida de centrales de esta forma trae el inconveniente que es posible que, a futuro, si el año 2040 se encuentra dentro de la ventana de la simulación, el efecto de no agregar centrales que se supone que van a ser retiradas antes de 2040 puede ir creciendo, a medida que nos acerquemos a esas fechas.

a.2) Alternativa N°2.-

Consiste en elaborar un plan de retiro indicativo (indicativo ya que el compromiso es voluntario por parte de las empresas dueñas de estas centrales) con un objetivo de retiro total a 2040. Para armar este plan de retiro indicativo, se propone a la Comisión hacer un listado con las centrales que no poseen fecha comprometida para su retiro en base a la antigüedad de las plantas, de tal forma de ir retirando gradualmente en base a este criterio.

Bajo este criterio a continuación se observa en la Tabla 16 una propuesta de cómo podría ser este programa indicativo de retiro.

Tabla 16 Propuesta de retiro indicativa de centrales

Central	PES	Años	Potencia [MW]	fecha Retiro
TER MEJILLONES CTM1	1996	27	188	dic-24
TER MEJILLONES CTM2	1998	25	197	dic-24
TER ANDINA U1	2011	12	167	dic-25
TER HORNITOS U1	2011	12	167	dic-25
TER IEM U1	2019	4	442	dic-25
TER NUEVA VENTANAS U1	2010	13	330	abr-29
TER ANGAMOS U1	2011	12	330	abr-29
TER ANGAMOS U2	2011	12	330	abr-29
TER CAMPICHE U1	2013	10	330	abr-29
TER GUACOLDA U1	1995	28	177	dic-30
TER NORGENER U1	1995	28	157	dic-31
TER GUACOLDA U2	1996	27	177	dic-32
TER NORGENER U2	1997	26	157	dic-33
TER GUACOLDA U3	2009	14	179	dic-34
TER GUACOLDA U4	2010	13	179	dic-35
TER SANTA MARIA U1	2012	11	468	dic-36
TER GUACOLDA U5	2015	8	179	dic-37
TER COCHRANE U1	2016	7	330	dic-38
TER COCHRANE U2	2016	7	330	dic-39

*En amarillo centrales ya comprometidas.

Se sugiere complementar este plan de retiro programado con estudios de seguridad de abastecimiento como el ya mencionado que realizó el Coordinador en diciembre de 2018.

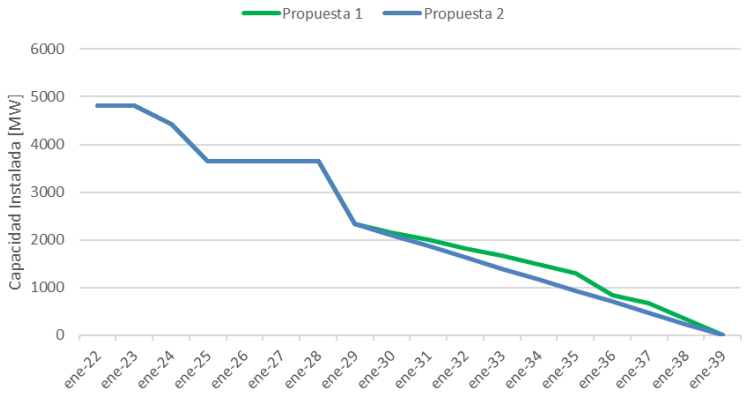
a.3) Alternativa N°3.-

Consiste en una reducción lineal de la capacidad máxima de inyección de las centrales que aún no hayan sido comprometidas, esta metodología tiene la ventaja que no se asigna ninguna central en específico para que sea retirada. Al igual que la alternativa anterior debe venir acompañada de un estudio.

Centrales por retirar	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32	dic-33	dic-34	dic-35	dic-36	dic-37	dic-38	dic-39
TER GUACOLDA U1	177	159	141	124	106	88	71	53	35	18	0
TER NORGENER U1	157	141	125	110	94	78	63	47	31	16	0
TER GUACOLDA U2	177	159	141	124	106	88	71	53	35	18	0
TER NORGENER U2	157	141	125	110	94	78	63	47	31	16	0
TER GUACOLDA U3	179	161	143	125	107	89	72	54	36	18	0
TER GUACOLDA U4	179	161	143	125	107	89	72	54	36	18	0
TER SANTA MARIA U1	468	421	374	328	281	234	187	140	94	47	0
TER GUACOLDA U5	179	161	143	125	107	89	72	54	36	18	0
TER COCHRANE U1	330	297	264	231	198	165	132	99	66	33	0
TER COCHRANE U2	330	297	264	231	198	165	132	99	66	33	0
Total	2330	2097	1864	1631	1398	1165	932	699	466	233	0

En la siguiente figura se observa la capacidad instalada de centrales a carbón en el sistema, comparando la alternativa 1 con la 2.

Figura 27 Capacidad instalada de centrales a carbón



Al respecto, no se realizaron pruebas de impacto de la propuesta realizada debido a que la misma afecta sólo los últimos años de simulación del estudio. Esto se debe a dos consideraciones:

- Los cambios propuestos afectan sólo los últimos años de simulación con una afectación mínima de los primeros 48 meses (período de cálculo utilizado para el cálculo del PBE).
- Cambios en la oferta de largo plazo incrementarían los precios lo que implicaría una señal a nuevas inversiones en el mercado, lo que compensa dicha alza volviendo a los precios de equilibrio del mercado. En un mercado equilibrado, en el largo plazo los precios están alineados con el costo de desarrollo de la generación eficiente en dicho mercado.

Sin embargo, para el retiro de estas centrales se debe tener a la vista que las condiciones de seguridad, suficiencia y eficiencia operacional del sistema lo permitan.

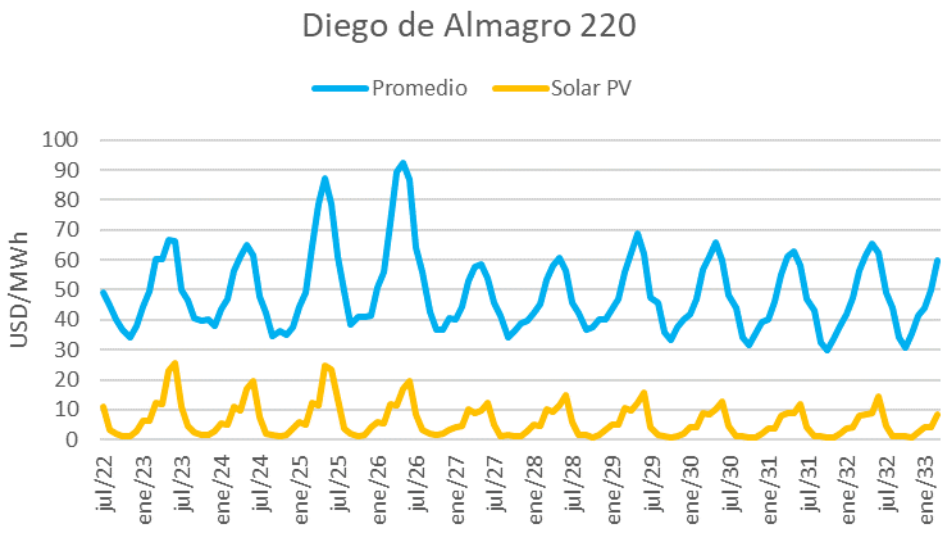
4.1.10 Plan de obras de generación y transmisión indicativos de largo plazo

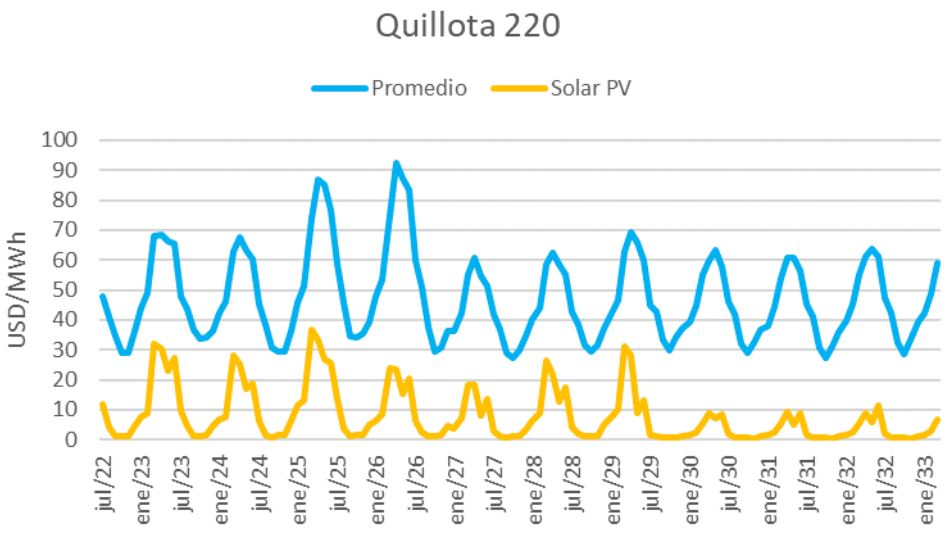
Como se detalló en el capítulo 3.1.2f.3), la Comisión define un plan de obras de generación indicativo teniendo en cuenta las tecnologías disponibles de expansión, costos unitarios de inversión por tecnología, metas de generación renovable, costos marginales, costos de

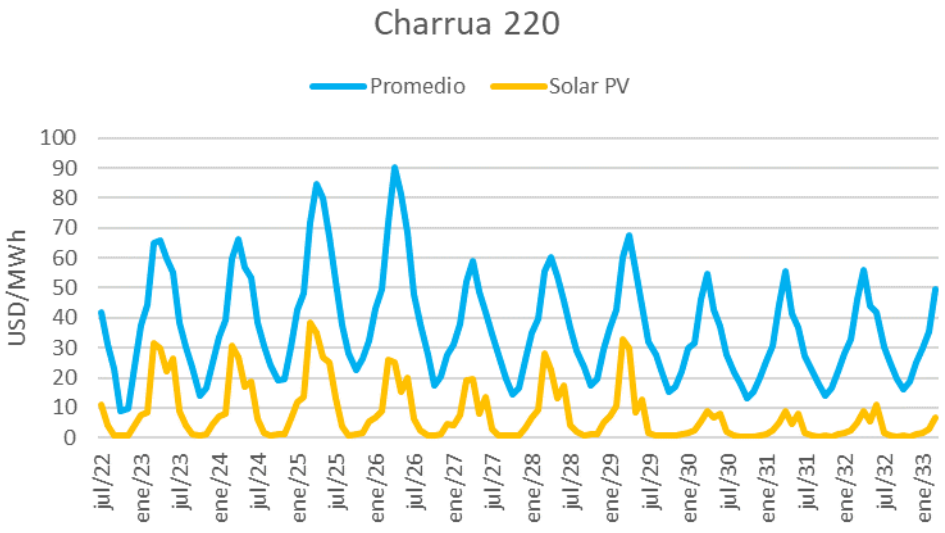
operación, entre otros aspectos. En dicho proceso, no se utilizan modelos adicionales que permitan determinar un plan de obras óptimo que minimice los costos totales de abastecimiento (inversión, operación y falla).

En las siguientes gráficas se observan los Costos Marginales Promedio Mensual y los costos marginales promedio "capturados" por una central solar (precio promedio ponderado por generación solar). Es decir, el precio promedio que obtendría una central solar vendiendo en el mercado de corto plazo (spot).

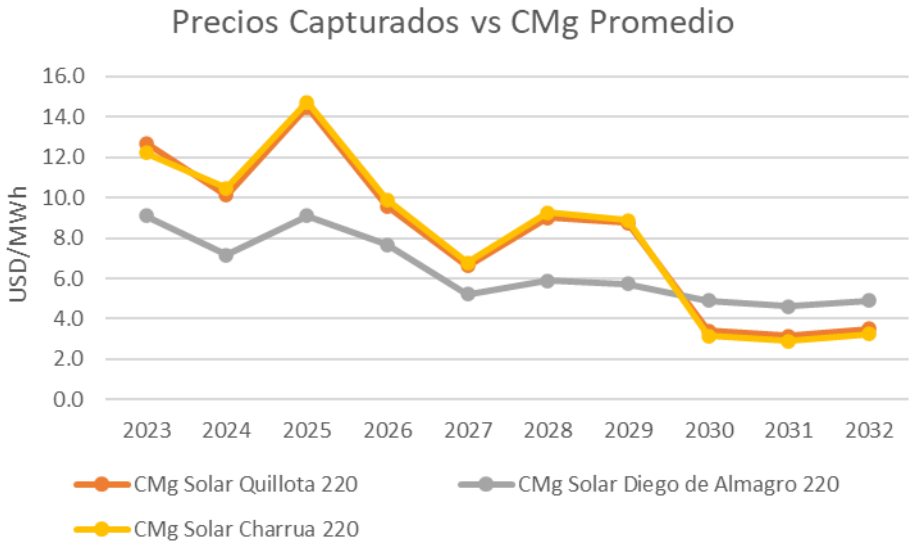
Este ejercicio se realizó para tres barras del sistema, Diego de Almagro, Quillota y Charrúa, con su correspondiente perfil de generación solar asociados.







La siguiente figura muestra los precios promedio anuales capturados en cada ejercicio. Se puede observar que en los últimos años del período, el proyecto solar indicativo tiene un precio medio de venta de entre 4 y 5 USD/MWh para Diego de Almagro, y menor a 4 US/MWh en Quillota y Charrúa.



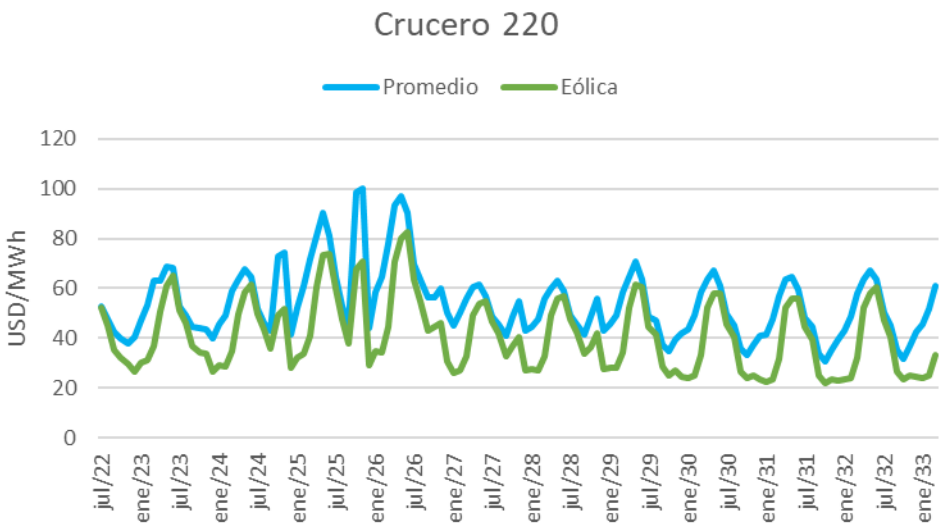
En un sistema eléctrico en equilibrio, los ingresos de los diversos proyectos indicativos debieran ser suficiente para repagar las inversiones necesarias para su desarrollo, sus costos operativos y una rentabilidad razonable para el inversor que desarrolla el proyecto.

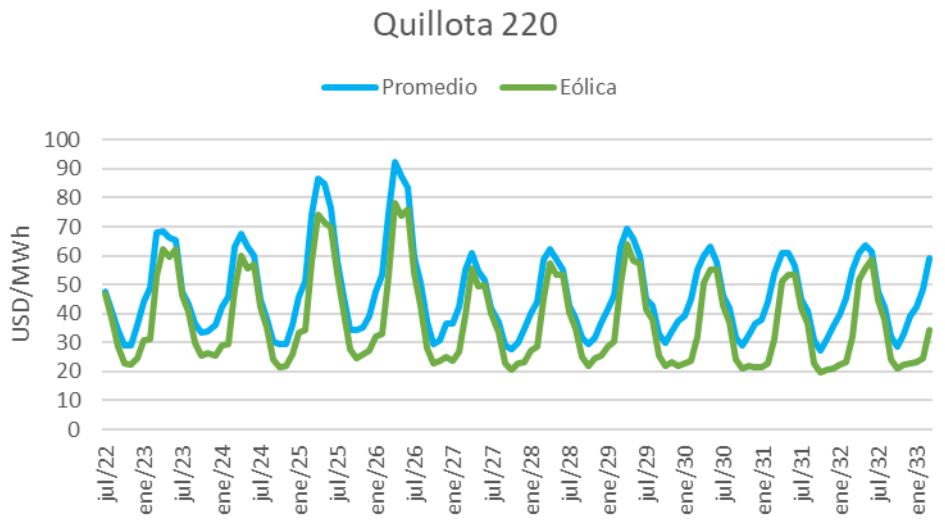
Es decir, que los precios medios asociados a la venta de energía, más otros potenciales ingresos (venta de potencia de suficiencia, servicios complementarios, certificados, etc.) sean suficientes para cubrir el costo de desarrollo del proyecto (costos de inversión, operación y la rentabilidad requerida sobre el capital).

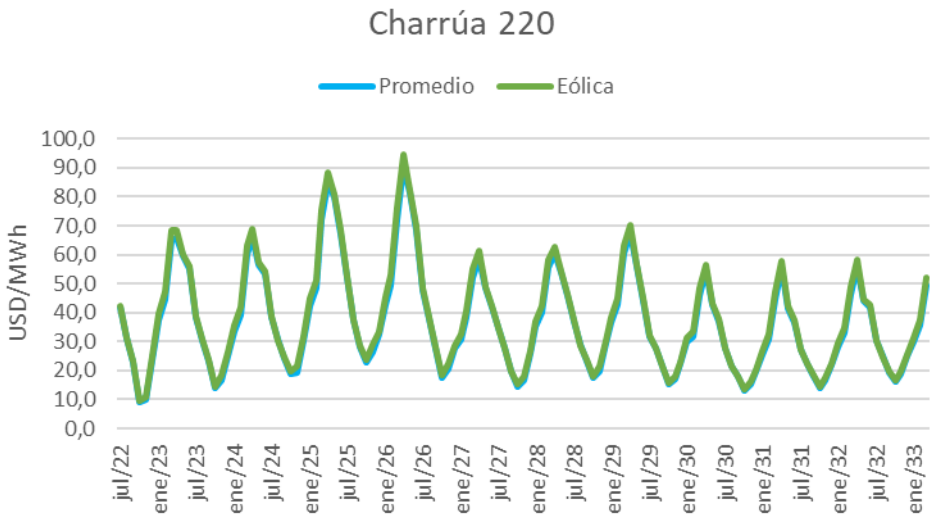
Con el nivel de precios observado las nuevas centrales solares que se han considerado eventualmente podrían no recuperar sus costos. No obstante, se debe tener en cuenta que el plan de obras indicativo considera la incorporación de sistemas de almacenamiento, por

lo que las referidas centrales fotovoltaicas debieran ser analizadas considerando una componente de almacenamiento, tal como se expone más adelante donde se identifica que los ingresos serían suficientes para permitir la entrada de esta tecnología.

Un análisis similar se realizó para las centrales eólicas indicativas, considerando un perfil promedio por bloque y etapa, para las barras Crucero, Quillota y Charrúa. Las siguientes figuras muestran la comparación entre los costos marginales promedio 24hs y los precios "capturados" por los proyectos.

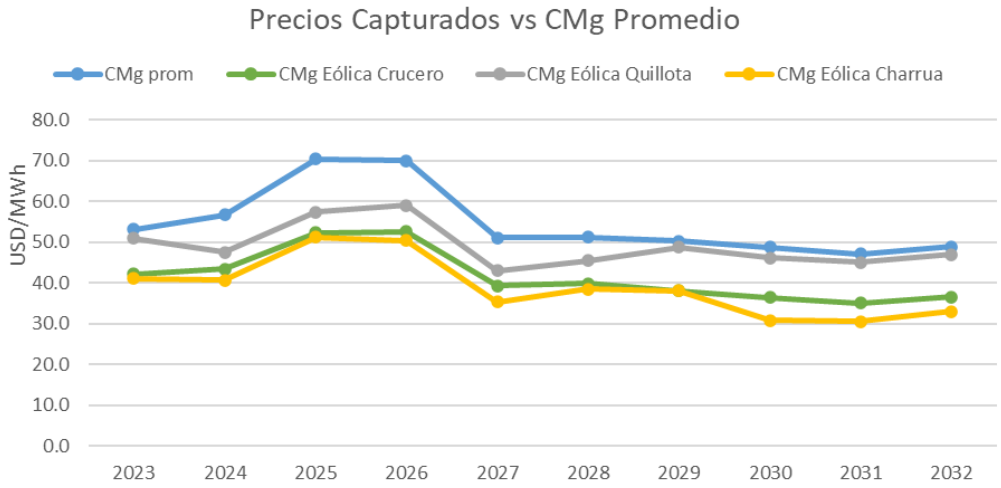






La Figura 28 muestra los valores promedio anuales, siendo el costo marginal promedio el de la barra de referencia Quillota.

Figura 28 Precios anuales promedio capturados por centrales eólicas

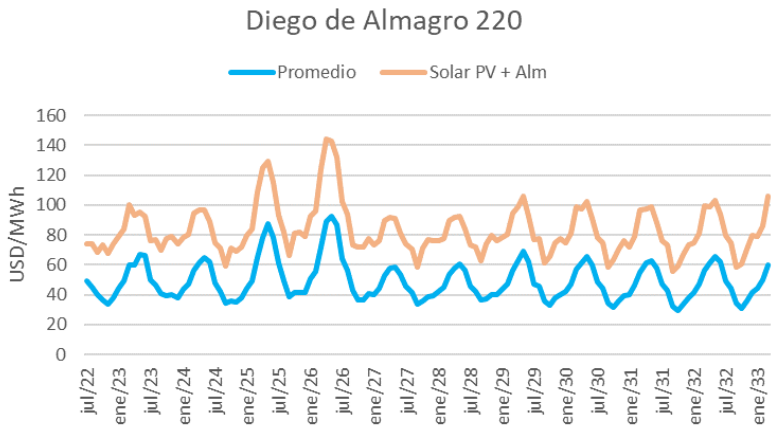


Si se observa el informe de la consultora Lazard "Lazard's levelized cost of energy analysis — version 15.0"[24] de octubre 2021, los costos de desarrollo (LCOE) de la generación eólica se sitúan entre 26 USD/MWh y 50 USD/MWh, por lo cual los precios capturados promedio se encuentran dentro de los rangos lógicos observados, mostrando que a priori dichos proyectos recuperarían sus costos de las señales de corto plazo.

De acuerdo con los reportes de Lazard, en particular "Lazard's levelized cost of storage

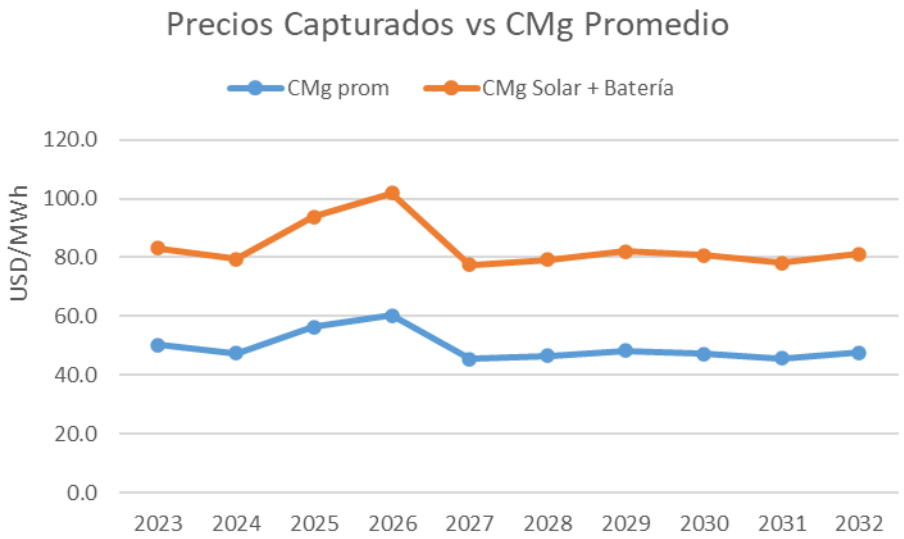
[24] https://www.lazard.com/media/451905/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf

analysis—version 7.0"[25] los sistemas de almacenamiento más solar fotovoltaica necesitan capturar precios entre 85 USD/MWh y 158 USD/MWh (configuración 50 MW/200 MWh) para recuperar los costos de inversión, entendiendo que el caso de Chile, debido a sus altos factores de carga solares está representado por el límite inferior.



En la siguiente figura se observan los valores promedio anuales del precio capturado por un proyecto solar fotovoltaico más almacenamiento.

Figura 29 Precios anuales capturados por un proyecto Solar + Almacenamiento



En base a este análisis para razonable que la expansión del sistema sea a través de centrales eólicas, solares con baterías y sistemas de almacenamiento.

El consultor considera que existen dos formas alternativas en las que se pueda mejoras este proceso. La primera es la utilización de modelos de optimización del plan de generación en sistemas hidrotérmicos lo que asegura que el plan de expansión obtenido

[25] https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf

cumple con la condición de mínimo costo.

Estos modelos son herramientas computacionales que determina la expansión de mínimo costo (generación e interconexiones regionales) de un sistema hidrotérmico multirregional. La operación del sistema se representa de manera detallada tomando en cuenta la incertidumbre en los caudales, las restricciones de emisión de gases de efecto invernadero y las restricciones de capacidad mínima, de entre otros aspectos. El modelo es utilizado tanto por planificadores en ambientes de decisiones centralizadas, como por reguladores e inversionistas para la modelación de ambientes competitivos.

Estos modelos cuentan con una cartera de potenciales proyectos de inversión con sus costos de inversión y operación determinados, y lo que hace el modelo es seleccionar de la cartera de proyectos el mix que asegura la minimización de los costos totales de abastecimiento (inversión, operación, falla y emisiones si es que corresponde). Los programas de este tipo funcionan de manera similar a un programa que optimiza operación, solo que estos tienen en cuenta el costo total de inversión como variable de optimización. Estos programas suelen tener altos tiempos de simulación por lo que se recomienda utilizar sistemas más simplificados. Una vez obtenidos los resultados, se corren con estas condiciones los modelos normales de operación.

Ante la falta de una herramienta como la descripta en los párrafos previos, una segunda opción es la utilización de metodologías heurísticas que permitan una aproximación a la solución de un problema.

En este caso, utilizando el modelo de despacho hidrotérmico actual, lo que se busca es que los precios capturados por cada uno de los nuevos proyectos de largo plazo sean suficientes para recuperar sus costos de desarrollo. En cuanto a la tolerancia de la metodología, no existe una ciencia exacta para incorporar este tipo de obras, dada la incertidumbre de las obras a futuro y su impacto en lo que son los precios de nudo de corto plazo parece razonable pensar en una tolerancia del ± 10%, lo que es coherente con este tipo de estudios. En anexo se describirá la metodología en cuestión.

Cabe señalar, que el mix de generación que se escoge para la expansión de largo plazo, finalmente va a ser de todas las centrales que, mediante este algoritmo de razonabilidad económica, logren entrar al sistema, es decir, no hay una sola tecnología que se escoge y todas son potenciales candidatas.

4.1.11 Diseño de bloques de representación de demanda y generación. Representación de los perfiles de generación renovable.

La decisión de la cantidad de bloques a utilizar en una simulación es siempre un balance entre los tiempos de cálculo del proceso y el detalle en la representación obtenida. En condiciones ideales se buscaría realizar una simulación horaria para todo el horizonte de simulación, pero eso conlleva tiempos de proceso no compatibles con los tiempos disponibles para la realización de este proceso de cálculo.

El diseño de bloques impacta en la representación del perfil de la demanda y de la inyección renovable no convencional.

Por tal razón, se buscan soluciones adecuadas que permitan un balance adecuado de la representación obtenida (demanda y generación renovable) y los tiempos asociados a la simulación.

La representación utilizada actualmente de 24 bloques es adecuada. Tomar bloques horarios secuenciales de tal forma de que cada bloque represente dos horas de un día, permite modelar fácilmente los sistemas de almacenamiento, perfiles solares, eólicos y de concentración solar.

A futuro se sugiere evaluar una mayor granularidad, debido principalmente al ingreso de inyecciones al sistema de centrales fotovoltaicas al amanecer y la salida de estas al atardecer, esto probablemente genere la necesidad de modelar salidas y entradas de generación de centrales de apoyo para mantener el sistema en equilibrio. En ese sentido se podría ampliar la cantidad de bloques asociados a las horas de amanecer y atardecer (utilizando bloques de una hora para dichas transiciones).

Esta mayor granularidad se implementaría junto con la representación de las rampas de subida y bajada tanto de centrales térmicas como hidráulicas.

A modo ejemplo, se utilizó un perfil solar de la Comisión y se distribuyó de forma horaria considerando el porcentaje de generación de cada bloque, como se ve en la siguiente Tabla.

Tabla 17 Inyección solar por bloque modelado

Hora	Bloque	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5	3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
6	3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
7	4	28,1%	17,7%	0,0%	0,0%	1,9%	0,6%	0,5%	2,5%	15,3%	41,4%	51,2%	45,8%
8	4	28,1%	17,7%	0,0%	0,0%	1,9%	0,6%	0,5%	2,5%	15,3%	41,4%	51,2%	45,8%
9	5	87,4%	83,9%	49,4%	37,2%	52,6%	51,2%	49,6%	59,9%	81,4%	93,3%	94,3%	92,7%
10	5	87,4%	83,9%	49,4%	37,2%	52,6%	51,2%	49,6%	59,9%	81,4%	93,3%	94,3%	92,7%
11	6	95,7%	92,9%	88,0%	77,5%	68,1%	65,4%	65,8%	70,8%	86,6%	96,2%	99,8%	95,9%
12	6	95,7%	92,9%	88,0%	77,5%	68,1%	65,4%	65,8%	70,8%	86,6%	96,2%	99,8%	95,9%
13	7	91,5%	89,8%	89,0%	77,6%	66,1%	62,8%	64,3%	69,1%	84,9%	96,0%	97,8%	95,9%
14	7	91,5%	89,8%	89,0%	77,6%	66,1%	62,8%	64,3%	69,1%	84,9%	96,0%	97,8%	95,9%
15	8	92,7%	92,7%	87,9%	77,5%	67,7%	65,6%	67,3%	71,8%	86,0%	93,8%	96,7%	94,4%
16	8	92,7%	92,7%	87,9%	77,5%	67,7%	65,6%	67,3%	71,8%	86,0%	93,8%	96,7%	94,4%
17	9	84,1%	82,7%	87,3%	73,9%	34,3%	33,6%	38,1%	49,4%	66,5%	75,2%	81,8%	85,8%
18	9	84,1%	82,7%	87,3%	73,9%	34,3%	33,6%	38,1%	49,4%	66,5%	75,2%	81,8%	85,8%
19	10	24,0%	19,9%	37,8%	17,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	2,0%	5,6%	12,2%	20,7%
20	10	24,0%	19,9%	37,8%	17,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	2,0%	5,6%	12,2%	20,7%
21	11	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
22	11	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
23	12	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
24	12	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Se aprecian grandes diferencias porcentuales entre bloques continuos (representado por las diferencias entre los colores de verde a rojo en tres bloques continuos) 8-9-10 para los meses entre mayo y junio y, 9-10 y 11 para el resto de los meses en el atardecer y de forma similar pasa con el amanecer. Por lo que para estos casos se podría simular cada hora como un bloque aparte, de esta forma quedaría mejor representada las ramplas que se observan al amanecer y atardecer.

Este diseño permitiría representar mejor la inyección solar en el modelo. Con respecto a la inyección eólica, la misma muestra una mayor variabilidad y perfiles horarios más variables que el caso solar. Por tal razón, entiende el consultor que abordar el problema a partir de

crónicas de viento es una solución razonable al problema de modelado.

Por otro lado, en caso de incorporación de sistemas de almacenamiento donde el programa optimice las inyecciones y retiros, es un desafío incorporar la secuencialidad de estos bloques, ya que lo modelos no son capaces de tomar en cuenta esto a la hora de cargar y descargar baterías.

4.1.12 Representación de los medios de almacenamiento

En base a lo que se conversó con la Comisión, actualmente no se representan sistemas de almacenamiento optimizables por el software ya que aún no está implementado, pero se hará en un futuro.

Por tal razón se proponen dos mejoras sobre la representación actual:

- En una segunda instancia, realizar cambios en el modelo para permitir que la inyección y retiro de las unidades de almacenamiento sea optimizada por la herramienta. Cabe señalar que de momento la propuesta no presenta efectos significativos en la determinación de los PNCP, en atención al periodo de cálculo e ingreso de los proyectos indicativos.
- Para el modelo indicado en el párrafo anterior, tener en consideración los aspectos característicos de los sistemas de almacenamiento como podrían ser rampas, eficiencia del siclo de cargas y descargas, desgastes, etc.

4.1.13 Modelización del Control de Tensión.

Como se revisó en la sección 3.2.1 la regulación de tensión se modela mediante el uso forzado de centrales generadoras. Esta manera de regular tensión es una de las medidas que puede aplicar el Coordinador para cumplir con este objetivo, pero hay diversas formas de regular tensión. Los principales recursos disponibles en el Sistema Eléctrico Nacional para el Control de Tensión (CT) corresponden a los siguientes:

a) Unidades generadoras sincrónicas con despacho normal.
b) Unidades generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de SyCS.
c) Condensadores sincrónicos.
d) Condensadores y reactores conectados en derivación, y Equipos de Compensación de Energía Reactiva.
e)
f) Controladores Estáticos de Reactivos (CER, SVC, STATCOM).
g) Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
h) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

Al revisar el informe "Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva" de junio 2022, se observa en primer lugar que el Coordinador identifica áreas a lo largo del SEN para la regulación de tensión que dada su naturaleza tiene un carácter que es local. Las áreas identificadas en el estudio son las siguientes:

Área Norte Grande: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos hacia el norte. Al interior de esta, se distinguen dos subáreas de CT, una subárea Sur correspondiente a

Domeyko que se compone principalmente por las SSEE Andes, Nueva Zaldívar, Domeyko y Puri 220 kV, y una subárea Norte/Centro que se compone por las SSEE ubicadas al norte de las SSEE O'Higgins y Laberinto 220 kV.

Área Norte Chico: comprende las instalaciones desde la S/E Los Changos 500 kV, por el norte, hasta las SS/EE Polpaico 500 kV y Los Vilos 220 kV, por el sur. Se distingue una subárea de CT, correspondiente al subsistema de 220 kV entre las subestaciones Paposo, Illapa y Cumbre 220 kV.

Área Centro: comprende las instalaciones desde S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV hasta la S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV. Se distinguen dos subáreas de CT, una subárea correspondiente a la Región Metropolitana 220 kV y 110 kV, y una subárea correspondiente a la Quinta región Costa 220 kV y 110 kV.

Área Centro-Sur: comprende las instalaciones entre las subestaciones Alto Jahuel 500 kV, 220 kV, y 154 kV y Cautín 220 kV. Se distinguen dos subáreas de CT, la zona de 154 kV que corresponde al subsistema de 154 y 66 kV entre las subestaciones Alto Jahuel e Itahue 154kV, y la zona de Concepción, la que se extiende desde la S/E Concepción hacia el sur hasta la S/E Coronel.

Área Sur: comprende las instalaciones desde la S/E Cautín 220 kV hacia el sur.

Los resultados del estudio muestran lo siguiente:

Tabla 18 Regulación de Tensión - Zonas

Área	Subárea	Observación
Área Norte Grande	Subárea Norte	Los recursos más eficaces para el control de tensión corresponden a las unidades de las centrales Cerro Dominador, Norgener, Cochrane, U16, Angamos y la unidad IEM, los cuales tienen mayor influencia sobre barras más cercanas a ellos, pero que comparten la labor de control de tensión de las barras ubicadas de S/E Changos hacia el norte.
	Subárea Sur	SVC Domeyko
Área Norte Chico	Subárea Norte	SVC Plus de Diego de Almagro.
	Subárea Centro-Sur	CER de Cardones, el CER de Maitencillo, los CER de Pan de Azúcar y la central Los Molles (esta última muy limitada)
Área Centro Norte	Subárea de 500 kV y 220 kV	STATCOM en Cerro Navia y el CER de Polpaico, y las unidades térmicas de la S/E San Luis.
	Subárea Región Metropolitana	Centrales de Alfalfal 1-2 y Las Lajas 1-2.
	Subrea Quinta Región	Nueva Ventanas, Campiche y Los Vientos
Área Centro-Sur	Subárea de 500 kV y 220 kV	En el sistema de 500 kV entre las SS/EE Ancoa y Charrúa los recursos con mayor efectividad en el CT son centrales Santa María, Mampil, TER Laja (U1-U2), Antuco y Cholguán. En el caso de la S/E Ancoa 500 kV a las anteriores centrales se le suma la efectividad de la central Colbún. Para la S/E Alto Jahuel las

Área	Subárea	Observación
		mayores efectividades en el CT están dadas por las centrales Coya, Candelaria, Santa María y Chacayes. En el sistema de 220 kV se concluye lo siguiente: entre las SS/EE Alto Jahuel y Candelaria los recursos de CT más efectivos son las centrales Candelaria, Coya, Chacayes y Sauzalito; en las SS/EE de Colbún y Ancoa los recursos más efectivos para el CT son las centrales de Colbún, Machicura, Pehuenche y Providencia; en la barra de la S/E Charrúa se destacan como recursos eficientes las centrales Santa María, TER Laja U1-U2, Cholguán y Antuco, mientras que las barras al sur de la S/E Charrúa los recursos con mayor eficiencia para el CT son las centrales Angostura, Santa María y Ralco.
	Subárea de 154 kV	Dentro del grupo de recursos internos de CT los que entregan una mayor efectividad en las distintas barras del sistema 154 kV son las Centrales Ancoa, Convento Viejo, San Ignacio, Pacífico, Licanten y Lircay.
	Subárea Concepción	Central Cogeneradora Bío Bío (ex Petropower), la unidad 2 de la central Bocamina, y a la central MAPA, mientras que el resto del soporte proviene de recursos externos, por lo tanto, los requerimientos de esta subárea son totalmente dependientes del estado de operación de estas unidades.
Área Sur	-	Central Rucatayo es el recurso más efectivo desde la barra de Ciruelos hasta Rahue, mientras que en segundo lugar resulta ser más efectivo controlar tensión con el CER de Puerto Montt, en tercer lugar, se encuentra la central Mocho cuya efectividad se mantiene relativamente constante desde Ciruelos hasta Chiloé y por último, se encuentra la Central Valdivia que desde Ciruelos hasta Chiloé va disminuyendo su efectividad. Desde Puerto Montt hacia el sur, el CER de Puerto Montt pasa a ser el recurso más efectivo, mientras que la central Rucatayo pasa a segundo lugar.

Por otro lado, de la revisión de los Registros de Instrucciones de Operación (RIO)[26] que publica el Coordinador de forma diaria a su página web, se determinó cuáles eran las centrales que han estado proveyendo de regulación de tensión en el sistema en dicho período. Esto se detalla para cada día del año en las planillas en la pestaña "MOV-SSCC" en la columna "Instrucción Requerida" bajo la sigla CT.

De la revisión de estos archivos del año 2022, se aprecia la importante presencia de centrales renovables con fuente variable en la provisión del servicio de regulación de tensión.

Otra conclusión es que no ha sido necesario forzar centrales generadoras a operar para regular tensión, y son las mismas centrales que están operando las que regulan tensión por instrucción del Coordinador.

Esto se ve reforzado con el hecho de que en los balances de SSCC[27], en las planillas "4_REMUNERACIÓN_SC_CO_CCA_YPAGOS_RETIROS_xxxx_def.xlsx" (donde xxxx es la fecha como año y mes, por ejemplo 2208), en la pestaña "PAGO_CENTRALES", y filtrando por tipo de sobrecostos, no existe ningún sobrecosto por control de tensión (SCCT) de centrales termoeléctricas.

Para el caso de las centrales renovables con generación variable, existen sobrecostos asociados a la prestación del servicio de control de tensión sólo cuando, por razones técnicas, se ven en la necesidad de retirar energía del sistema para seguir prestando el servicio.

Este concepto se expone como "Costo de Operación de unidades generadoras para prestar el SSCC de Control de Tensión en ausencia del recurso primario" (REA) en los balances de servicios complementarios se pueden encontrar las centrales que han tenido estos sobrecostos en la planilla "6_REMUNERACIÓN_REA_Y_CO_ERNC_xxxx_Definitivo" en la pestaña "CALCULO_REA_CENTRAL". Del análisis de los costos históricos, se observa que durante 2022 tan sólo las centrales fotovoltaicas El Romero y El Pelícano han prestado el servicio de control de tensión realizando retiros de energía del sistema (REA), las demás centrales ERNC que han entregado el servicio de control de tensión ha sido dentro de la operación normal de dichas centrales. Cabe señalar que ambas centrales se encuentran conectadas a la subestación Don Héctor 220 kV, ubicada en la comuna de Vallenar en la región de Atacama. En conjunto, las dos centrales regularon tensión durante 436 horas del año 2022, es decir 4,98% de las horas del año, a través de retiros de energía del sistema. En promedio, durante los periodos de prestación del servicio, se retiraron 1,2 MWh por hora.

Es importante señalar que, si se revisan los datos históricos de los años 2020 y 2021, se observan otras centrales, aparte de las dos ya mencionadas, entregando regulación de frecuencia bajo esta modalidad: PE San Gabriel, PE Valle de Los Vientos, PFV Huatacondo,

---

[26] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/

[27] https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/balances-sscc/2022-balances-sscc/

PE Renaico, PFV Usya y PE Taltal, entre otras.

A continuación, se detalla en una tabla la cantidad de instrucciones que recibió cada central por control de tensión durante el año 2022.

Tabla 19 Cantidad de Instrucciones por regulación de tensión – Año 2022

N	Central	Total	N2	Central3	Total4	N3	Central4	Total5
1	PFV MALGARIDA	437	46	PFV SAN PEDRO	28	91	MEJILLONES IEM	3
2	PFV HUATACONDO	290	47	ANGOSTURA	27	92	CONFLUENCIA	2
3	PFV EL ROMERO	282	48	NEHUENCO 1	27	93	PE MALLECO SUR	2
4	PFV GRANJA SOLAR	261	49	PE SAN JUAN	26	94	PE TALINAY ORIENTE	2
5	PE TALTAL	228	50	PE RENAICO	25	95	PFV CRUCERO	2
6	PFV EL PELICANO	220	51	RUCATAYO	24	96	PFV DIEGO DE ALMAGRO	2
7	PFV ALMEYDA	218	52	PE SARCO	22	97	PFV MARIA ELENA	2
8	PFV BOLERO	192	53	PE CABO LEONES II	21	98	PFV SALVADOR	2
9	PFV CERRO DOMINADOR	192	54	PE CABO LEONES I	20	99	PFV Sol de los Andes	2
10	PFV ATACAMA SOLAR II	183	55	PE CABO LEONES III	19	100	QUINTERO 1	2
11	CANUTILLAR	159	56	PE CALAMA	18	101	PFV-LUZDELNORTE	2
12	PE SIERRA GORDA ESTE	159	57	PFV SANTA ISABEL	17	102	ISLA	2
13	PFV LUZ DEL NORTE	109	58	PFV LA CRUZ SOLAR	16	103	PULLINQUE	2
14	PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR	108	59	PFV USYA	15	104	PFV JAMA	2
15	PFV FINIS TERRAE	107	60	PE SAN PEDRO	13	105	PFV PAMPA TIGRE	2
16	PFV ATACAMA SOLAR	102	61	PFV LA CRUZ	12	106	CELCO	2
17	PFV SOL DEL DESIERTO	102	62	PFV CARRERA PINTO	11	107	PFV SOLDELOSANDES	2
18	PE TCHAMMA	101	63	PFV GRANJASOLAR	11	108	PFV TAMAYA	2
19	ATACAMA	75	64	ANDINA	10	109	PFV-SOLDELOSANDES	2
20	PFV DIEGODEALMAGROSUR	73	65	BOCAMINA 2	10	110	ANTILHUE	1
21	IEM	70	66	COLBUN	10	111	NEHUENCO 2	1
22	PANGUE	69	67	HORNITOS	10	112	PE-SIERRAGORDA	1
23	PFV LALACKAMA	67	68	MEJILLONES CTM 2	8	113	PE-SIERRAGORDAESTE	1
24	ANTUCO	66	69	PE San Pedro II	8	114	PFV HUATACANDO	1
25	TOCOPILLA	64	70	MEJILLONES CTM 1	7	115	PFV NUEVO QUILLAHUA	1
26	PFV NUEVO QUILLAGUA	62	71	PE CERRO TIGRE	7	116	PFV-SAN PEDRO	1
27	SANTA MARIA	62	72	SAN ISIDRO 2	7	117	RUCUE	1
28	CTM3	61	73	PE TALINAY PONIENTE	6	118	PFV-LALACKAMA	1
29	RALCO	60	74	PFV LACRUZSOLAR	6	119	CIPRESES	1
30	ANGAMOS	57	75	PE EL ARRAYAN	5	120	PFV LA HUAYCA II	1
31	PFV PAMPA SOLAR NORTE	57	76	MEJILLONES CTM3	5	121	PFV URIBE SOLAR	1
32	COCHRANE	56	77	PE MALLECONORTE	4	122	PFV TCHAMMA	1
33	NUEVA RENCA	56	78	PE MALLECOSUR	4	123	PFV TAMAYA	1
34	PE AURORA	51	79	PE TOLPANSUR	4	124	PFV CHAÑARES	1
35	PEHUENCHE	51	80	PFV NUEVA QUILLAGUA	4	125	PFV DOMEYCO	1
36	GUACOLDA	44	81	SAN ISIDRO 1	4	126	PLANTA VALDIVIA	1
37	PE SAN GABRIEL	43	82	PFV SANPEDRO	4	127	PFV JAMA U1	1
38	PFV CONEJO SOLAR	41	83	SAN IGNACIO	4	128	PFV JAMA U2	1
39	ELTORO	40	84	PFV LACRUZ	4	129	SANJAVIER	1
40	TALTAL	40	85	TOCOPILLA U16	4	130	PFV SAN PEDRO SOLAR	1
41	PE TOLPAN	39	86	CURILLINQUE	3	131	PFV QUILAPILUN	1
42	PFV SOLDELDESIERTO	39	87	LA HIGUERA	3	132	NUEVAALDEA_BL1+BL2+BL3_COGEN	1
43	KELAR	36	88	PE San Pedro I	3	133	PFV NUEVOQUILLAGUA	1
44	PE VALLE DE LOS VIENTOS	30	89	QUINTERO 2	3	134	PFV CAPRICORNIO	1
45	NORGENER	28	90	PE LOS OLMOS	3			

De la tabla, se observa en que hay centrales térmicas e hidráulicas que han sido instruidas a regular tensión, pero en menor medida que centrales renovables. De la revisión más detallada de los RIO, estas operaciones se observan que fueron instruidas dentro del despacho económico del sistema sin necesidad de ser convocadas por despacho forzado por el Coordinador para regular tensión, esto no significa que no haya centrales forzadas a operar a mínimo técnico, ya sea por despacho económico o por regulación de frecuencia

Por otro lado, de la revisión de los informes de SSCC[28] que el Coordinador realizar al menos una vez al año, se destaca que el Coordinador hace un análisis de los requerimientos de

[28] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/isscc/

regulación de tensión a futuro.

Propuesta

A la vista que actualmente la regulación de tensión es abordada por el Coordinador de diferentes formas y de que no es necesario forzar la operación de centrales para regular tensión, se sugiere no seguir modelando centrales forzadas para la regulación de tensión

Debido a los bajos retiros de energía requeridos para la regulación de tensión en la zona de Vallenar, entiende el Consultor que su representación no tendría un impacto significativo en los resultados obtenidos. Sin embargo, a futuro el Coordinador podría incrementar los retiros requeridos por lo que se propone la siguiente metodología de trabajo.

A continuación, se observa una matriz de consumo energético distribuidos en bloques y etapas en la barra Don Hector 220 kV con el propósito de regular tensión. En caso de entender la Comisión que los volúmenes asociados merecen su representación en el proceso, se propone incorporar la demanda adicional que resulta del análisis de las instrucciones realizadas por el Coordinador durante el último año. Dada la cantidad de información que es preciso compilar y analizar, se propone realizar este proceso sólo para los procesos de fijación del segundo semestre de cada año (a los fines de asegurar que la información del año anterior es completa y que pueda ser procesada y analizada).

Tabla 20 Matriz de energía retirada desde la subestación Don Héctor por bloque y etapa en MWh por REA

Bloque	Etapas (mes)-Retiros en MWh para control de tensión barra Don Héctor 220 kV											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,0	2,6	0,0	10,4	1,4	10,8	5,0	0,0	9,8	12,9	0,5	0,0
2	0,0	2,6	0,0	10,1	0,0	10,8	8,6	0,0	12,6	17,5	0,5	0,0
3	0,0	2,5	0,0	14,3	0,0	17,0	10,4	0,0	14,6	14,4	0,5	0,0
4	0,0	2,6	0,0	14,9	0,0	20,3	10,4	0,0	16,5	15,1	0,3	0,0
5	0,0	0,0	1,4	6,8	0,0	4,0	1,7	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	6,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,0	0,0	0,0	8,8	2,7	14,2	0,0	0,0	12,1	11,3	0,0	0,0
12	0,0	1,1	0,0	12,7	2,7	13,3	1,1	0,0	14,3	19,8	0,5	0,0
13	0,0	0,0	0,0	4,8	0,7	2,5	2,8	0,0	2,5	10,4	1,3	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,3	2,7	6,4	0,0	0,0	0,0	3,5	2,0	0,0
15	0,0	0,0	0,0	2,5	2,7	6,4	0,0	0,0	0,0	7,9	0,0	0,0
16	0,0	0,0	0,0	2,5	2,6	6,4	0,0	0,0	0,3	7,1	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	1,1	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,3	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	2,5	3,7	0,0	2,6	7,9	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	2,5	2,8	0,0	2,6	11,5	0,0	0,0

**Para los bloques del 13 al 24 se consideraron sólo fin de semanas (no se consideraron días festivos).*

***Elaboración propia a partir de balance SSCC del Coordinador*

A diferencia de la utilización de generación forzada que produce una posible disminución de los costos marginales (pero la necesidad de pago de un sobrecosto), si la regulación de tensión es modelada como una demanda, no sería necesario incorporar factores de sobrecostos debido a que por sí solos se verían reflejados en los costos marginales del

sistema como resultado de una mayor demanda sistémica.

Igualmente se propone realizar anualmente un seguimiento de la información analizada a los fines de determinar en el futuro cambios en las decisiones del Coordinador.

4.1.14 Modelación del Control de Frecuencia

Como se revisó en la sección 3.2.2, actualmente la Comisión considera en su modelo de despacho que el sistema debe soportar la salida de operación de una unidad de 390 MW. Luego asigna estas reservas a prorrata de las potencias máximas de las centrales Ralco, Colbún, Pehuenche, El Toro, Canutillar, Rapel, Pangue, Angostura y Cipreses.

Para el análisis se consideraron dos fuentes del Coordinador adicionales al informe de servicios complementarios. La primera fuente revisada son los Registros de Instrucciones de Operación (RIO) del año 2022 que detalla la operación real del sistema y que publica el Coordinador de forma diaria en su página web. La segunda fuente revisada es la programación de la operación[29] del año 2022, que detalla el predespacho que genera el Coordinador el día previo a la operación, en donde selecciona las centrales que deberán operar y asigna las reservas necesarias, entre otras cosas.

Se consideraron en el análisis las reservas primarias y secundarias de subida, no considerándose la regulación terciaria de subida (relacionada con la restauración de las reservas del sistema en casos de desvíos en la programación, y que no necesariamente son provistas por centrales que están en giro).

En cuanto a los RIO se revisó cuáles eran las centrales que han provisto de regulación de frecuencia primaria de subida (CPF+) y regulación secundaria de subida (CSF+) al sistema. Esto se puede ver para cada día del año en las planillas publicadas por el Coordinador en la pestaña "MOV-SSCC" filtrando la columna "Instrucción Requerida" bajo la sigla "CPF+" o "CSF+" según corresponda.

En la siguiente tabla se observan todas las centrales que fueron instruidas a regular frecuencia primaria de subida durante el año 2022. En dicha tabla se cuantificaron la cantidad de instrucciones que recibió cada central (en verde las centrales que la Comisión está considerando en su modelo actualmente).

[29] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/

Se debe seleccionar día, mes y año para descargar en donde dice "Programa de Operación y Lista de Prioridades [ZIP]". Una vez descargado el archivo se debe ingresar al archivo Excel "PRGaammdd.xlsx" y revisar las pestañas "Reservas CPF" y Reservas CSF".

Tabla 21 Cantidad de instrucciones mensuales CPF(+) del Coordinador a distintas centrales

Central	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total
ELTORO	294	212	452	626	308	302	288	264	262	196	0	96	3300
CANDELARIA	171	262	553	424	385	273	246	200	74	112	94	66	2860
NORGENER	319	326	356	360	352	232	268	172	30	102	154	121	2792
QUINTERO	241	308	570	401	106	140	4	86	196	226	210	224	2712
RALCO	137	90	134	196	252	208	276	400	270	250	215	246	2674
PEHUENCHE	166	108	78	116	258	275	236	294	274	280	246	292	2623
COLBUN	14	0	0	69	154	278	376	298	216	248	296	312	2261
RAPEL	0	0	0	42	172	283	352	404	378	8	0	16	1655
CANUTILLAR	10	0	8	38	104	196	44	8	50	226	266	326	1276
ATACAMA	123	194	155	166	86	221	104	24	16	22	36	64	1211
ANGOSTURA	0	0	0	0	0	130	122	96	104	195	374	130	1151
MEJILLONES	82	172	0	0	16	86	96	114	100	132	158	98	1054
ANDINA	116	92	88	62	112	142	96	0	20	112	84	120	1044
HORNITOS	92	126	69	16	68	8	168	86	0	36	124	170	963
COCHRANE	342	104	194	56	0	0	0	0	0	0	0	0	696
TALTAL	2	44	148	125	48	120	136	4	14	20	4	22	687
ANGAMOS	216	142	178	61	0	0	0	0	0	0	0	0	597
NUEVARENCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	152	124	276
TOCOPILLA	29	22	4	104	74	0	0	0	0	0	0	16	249
KELAR	10	0	16	14	46	44	10	14	24	16	20	12	226
CIPRESES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22
GUACOLDA	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4

A diferencia del control de tensión, las instrucciones de CPF (+) son más dinámicas, registrándose centrales iniciar y finalizar la prestación de este servicio varias veces en un mismo día. A continuación, se muestra la cantidad de días en que estas centrales participaron en dicho servicio, ordenadas de mayor a menor en cuanto a su total.

Tabla 22 Cantidad de días de participación en CPF(+) mensuales.

Centrales	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total
RALCO	27	27	30	29	31	29	29	28	27	29	30	30	346
PEHUENCHE	27	26	23	19	31	29	30	29	27	30	30	29	330
NORGENER	28	28	31	29	31	29	30	27	9	23	27	19	311
CANDELARIA	24	21	31	29	30	28	27	27	14	29	30	10	300
QUINTERO	17	25	31	27	24	24	1	14	23	30	30	30	276
ELTORO	24	26	31	29	18	19	30	29	27	20	0	11	264
COLBUN	6	0	0	13	28	29	30	29	27	31	30	30	253
ANDINA	21	23	20	19	30	29	16	0	4	23	20	21	226
MEJILLONES	13	19	0	0	2	17	30	29	26	31	23	26	216
HORNITOS	19	28	17	6	17	3	29	14	0	7	29	30	199
ANGOSTURA	0	0	0	0	0	23	28	27	27	26	30	25	186
ATACAMA	16	24	21	25	12	21	17	4	7	5	11	13	176
CANUTILLAR	3	0	1	5	12	19	6	2	6	30	30	30	144
RAPEL	0	0	0	4	18	24	29	28	22	2	0	3	130
TALTAL	1	9	21	20	9	26	21	2	3	5	1	4	122
ANGAMOS	27	28	31	18	0	0	0	0	0	0	0	0	104
COCHRANE	28	21	31	13	0	0	0	0	0	0	0	0	93
KELAR	2	0	4	5	12	12	3	3	6	6	3	4	60
TOCOPILLA	6	5	1	20	18	0	0	0	0	0	0	5	55
NUEVARENCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	25	47
CIPRESES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
GUACOLDA	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

A continuación se realiza el mismo ejercicio pero considerando la regulación de frecuencia secundaria de subida. Se detallan en la siguiente tabla tanto en cantidad de instrucciones como en cantidad de días donde fueron solicitadas a proveer esta reserva.

Tabla 23 Cantidad de instrucciones mensuales CSF(+) del Coordinador a distintas centrales

Centrales	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total
GUACOLDA	286	328	486	464	398	170	154	150	136	118	232	70	2992
CANDELARIA	178	252	540	418	292	363	218	222	74	138	128	48	2871
SANISIDRO	302	430	244	256	218	377	254	162	184	92	86	207	2812
COCHRANE	306	144	256	206	292	202	126	224	116	344	198	164	2578
PEHUENCHE	144	128	100	106	234	308	234	332	344	248	186	166	2530
COLBUN	6	6	0	28	48	320	374	258	210	318	304	346	2218
ANGAMOS	182	338	304	110	122	24	54	96	164	186	102	268	1950
RALCO	34	22	100	20	116	176	234	184	213	250	238	300	1887
CANUTILLAR	0	0	0	0	96	210	30	0	60	258	262	320	1236
QUINTERO	26	48	48	6	2	0	0	0	140	262	354	244	1130
CIPRESES	0	0	0	2	212	186	42	124	192	56	58	0	872
TOCOPILLA	59	78	154	172	46	48	80	74	76	22	24	14	847
NEHUENCO	190	106	0	0	0	0	0	0	52	124	122	92	686
NUEVAVENTANAS	0	0	54	120	158	50	68	54	18	0	8	44	574
ATACAMA	38	36	86	88	20	6	14	0	8	2	6	0	304
CAMPICHE	83	72	110	0	0	0	0	0	0	0	0	12	277
PFV-LUZDELNORTE	40	128	58	32	14	0	0	0	0	0	0	0	272
NUEVARENCA	0	0	0	0	86	22	10	50	24	58	2	0	252
LOSVIENTOS	4	8	30	86	6	26	2	0	4	0	0	0	166
MEJILLONES	45	40	0	0	4	10	4	6	0	0	6	2	117
BOCAMINA	0	0	0	0	60	24	0	0	0	0	0	0	84
ANTILHUE	13	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
KELAR	2	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	14
TALTAL	0	4	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	12
ALFALFAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8
RAPEL	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	2	0	6

Tabla 24 Cantidad de días de participación en CPF(+) mensuales.

Centrales	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total
PEHUENCHE	27	27	31	25	30	29	29	29	27	30	28	25	337
COCHRANE	28	21	31	28	31	28	21	27	20	31	26	28	320
SANISIDRO	27	27	29	29	31	28	23	24	25	19	21	29	312
CANDELARIA	26	23	31	29	28	28	26	28	13	27	30	10	299
ANGAMOS	27	28	31	28	27	10	20	20	20	31	27	27	296
GUACOLDA	26	28	30	26	30	13	17	22	23	22	26	17	280
RALCO	7	9	14	7	18	25	30	24	27	31	30	30	252
COLBUN	3	2	0	6	8	28	30	29	27	31	30	30	224
TOCOPILLA	9	16	25	25	13	10	18	21	21	8	7	5	178
NUEVAVENTANAS	0	0	7	23	27	15	20	19	7	0	3	9	130
QUINTERO	6	7	9	3	1	0	0	0	15	27	30	30	128
CANUTILLAR	0	0	0	0	10	18	5	0	7	30	28	30	128
CIPRESES	0	0	0	1	22	18	13	25	25	9	12	0	125
NEHUENCO	14	9	0	0	0	0	0	0	12	29	26	17	107
ATACAMA	11	11	19	20	7	2	5	0	3	1	2	0	81
NUEVARENCA	0	0	0	0	15	7	5	12	9	17	1	0	66
CAMPICHE	22	12	22	0	0	0	0	0	0	0	0	5	61
PFV-LUZDELNORTE	10	20	15	10	5	0	0	0	0	0	0	0	60
LOSVIENTOS	2	2	5	19	3	8	1	0	1	0	0	0	41
MEJILLONES	12	12	0	0	1	4	1	1	0	0	2	1	34
BOCAMINA	0	0	0	0	13	5	0	0	0	0	0	0	18
ANTILHUE	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
KELAR	1	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	4
TALTAL	0	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	4
RAPEL	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	1	0	3
ALFALFAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3

Por otro lado, el Coordinador elabora al menos una vez al año los informes de SSCC en donde prevé la cantidad de reservas requeridas. Para el "Informe de servicios complementarios año 2023 – de diciembre 2022"[30] en la página 29 y 30 se ven los requerimientos que estima en base a tres variables, la inercia sistémica, la generación bruta, y la potencia desconectada, todo esto con un tiempo de respuesta de 10 segundos.

Tabla 25 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 400 [MW]

Gx Bruta Total SEN	Inercia Sistémica [GVAs]						
[MW]	30	35	40	45	50	55	60
7000	321	293	268	245	224	204	187
7500	309	280	254	231	210	190	173
8000	297	268	242	218	197	177	160
8500	286	256	230	206	184	165	148
9000	275	245	218	194	173	154	137
9500	265	234	207	183	162	143	127
10000	254	224	197	173	152	134	117
10500	245	214	187	163	142	124	109
11000	236	204	177	154	134	116	101

Tabla 26 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 350 [MW]

Gx Bruta Total SEN	Inercia Sistémica [GVAs]						
[MW]	30	35	40	45	50	55	60
7000	251	223	203	185	169	154	137
7500	239	210	189	171	155	140	123
8000	227	198	177	158	142	127	110
8500	216	186	165	146	129	115	98
9000	205	175	153	134	118	104	87
9500	195	164	142	123	107	93	77
10000	184	154	132	113	97	84	67
10500	175	144	122	103	87	74	59
11000	166	134	112	94	79	66	51

Tabla 27 Reservas requeridas CPF+ para CPF@10s [MW] en función de la Generación Bruta Total del SEN y la Inercia. Potencia desconectada 300 [MW]

Gx Bruta Total SEN	Inercia Sistémica [GVAs]						
[MW]	30	35	40	45	50	55	60
7000	181	153	138	125	114	104	87
7500	169	140	124	111	100	90	73
8000	157	128	112	98	87	77	60
8500	146	116	100	86	74	65	48
9000	135	105	88	74	63	54	37
9500	125	94	77	63	52	43	27
10000	114	84	67	53	42	34	17
10500	105	74	57	43	32	24	9
11000	96	64	47	34	24	16	1

De las tablas se aprecia que el caso más crítico contemplado, y por ende donde se necesitan

[30] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/12/2022.12.20-Informe_SSCC_2023.pdf

más reservas, es el caso de una baja demanda de 7.000 MW, una baja inercia sistémica de 30 GVAs y una potencia desconectada de 4.000 MW. Para este caso el Coordinador contempla necesaria una reserva de 321 MW.

En relación con la regulación secundaria de frecuencia, el informe de SSCC del Coordinador detalla la información contenida en la siguiente tabla en donde se describen las cantidades de reservas estimadas para 2023 en base a bloque de generación, estacionalidad y si corresponde a un día hábil o no hábil.

Tabla 28 Reservas requeridas para CSF

Bloque Horario	Estacionalidad Otoño - Invierno				Estacionalidad Primavera - Verano			
	Día Laboral		Día No Laboral		Día Laboral		Día No Laboral	
	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]	RCSF (-) [MW]	RCSF (+) [MW]
Bloque 1 (22:00 - 01:59)	-146	146	-117	117	-161	161	-138	138
Bloque 2 (02:00 - 06:59)	-149	149	-136	136	-147	147	-115	115
Bloque 3 (07:00 - 09:59)	-242	154	-228	139	-223	146	-232	139
Bloque 4 (otoño-invierno 10:00 - 15:59) (primavera-verano 10:00 - 16:59)	-166	166	-200	200	-152	152	-153	153
Bloque 5 (otoño-invierno 16:00 - 18:59) (primavera-verano 17:00 - 19:59)	-173	255	-176	261	-176	255	-158	255
Bloque 6 (otoño-invierno 19:00 - 21:59) (primavera-verano 20:00 - 21:59)	-160	188	-144	200	-188	188	-120	181

La condición más crítica corresponde a 261 MW de reserva necesarias en día no laboral de otoño-invierno entre las 17:00 y 19:59 horas.

a) Propuesta:

A falta de un modelo de co-optimización que pueda entregar resultados en tiempos razonables compatibles con la elaboración del estudio de PNCP, la propuesta del Consultor es mantener la forma en que se modelan las reservas en la simulación (a través de una reducción de las potencias máximas netas de las plantas). Sin embargo, modificar la metodología con la cual se establece la cantidad de reservas a considerar y las centrales que se les tiene que distribuir dicha reserva.

Se sugiere realizar la asignación de reservas al menos una vez al año con la información del último informe de SSCC que realiza el Coordinador, hay que tener en cuenta que la legislación establece que este informe debe realizarse al menos una vez al año por lo que durante el año puede sufrir modificaciones en base a actualizaciones que puede realizar el coordinador. Normalmente el Coordinador publica dichos informes durante el mes de diciembre del año previo al año que se estudia (por ejemplo, el informe de diciembre 2022 corresponde al informe de SSCC 2023).Se propone definir la cantidad de reserva a considerar en la simulación como la suma del promedio anual de CPF (+) y el promedio anual de CSF (+) que se obtiene de la revisión de los programas de operación históricos (considerando una ventana histórica anual). Para dicho proceso es necesario descargar todos los programas de operación de la ventana que se desea analizar (para este ejemplo se utilizó el promedio anual del año 2022). En base a lo expuesto anteriormente, considerando los informes de 2022, la reserva necesaria sería de 394,8 MW que consisten en 253,8 MW de control primario y 141,0 MW de control secundario.

En cuanto a la asignación idealmente el proceso puede realizarse mediante modelos de despacho que permitan la co-optimización de las reservas y energía despachada. De no

ser posible, se propone asignar las reservas en función de la cantidad de días en que participa cada central en la regulación de frecuencia primaria de subida que se expuso en la Tabla 22.

Para la elaboración de la tabla de asignación es necesario descargar los RIO del último año (ejemplo 2022). Este proceso puede ser realizado a través del desarrollo de un programa que permita su descarga y filtrado automático o en su defecto solicitar el Coordinador el armado de la misma.

Una vez desarrollada la tabla de frecuencia (en días) donde las distintas centrales participaron en la prestación del servicio de control primario de frecuencia de subida, se ordena las centrales de mayor a menor en termino de días registrados, y se realiza una suma acumulada para luego calcular el porcentaje acumulado como se observa en la siguiente Tabla.

Tabla 29 Selección de centrales candidatas para el CPF (+)

N°	Centrales	Total	Acum.	Acum. [%]
1	RALCO	346	346	9,00%
2	PEHUENCHE	330	676	17,59%
3	NORGENER	311	987	25,68%
4	CANDELARIA	300	1287	33,49%
5	QUINTERO	276	1563	40,67%
6	ELTORO	264	1827	47,54%
7	COLBUN	253	2080	54,12%
8	ANDINA	226	2306	60,01%
9	MEJILLONES	216	2522	65,63%
10	HORNITOS	199	2721	70,80%
11	ANGOSTURA	186	2907	75,64%
12	ATACAMA	176	3083	80,22%
13	CANUTILLAR	144	3227	83,97%
14	RAPEL	130	3357	87,35%
15	TALTAL	122	3479	90,53%
16	ANGAMOS	104	3583	93,23%
17	COCHRANE	93	3676	95,65%
18	KELAR	60	3736	97,22%
19	TOCOPILLA	55	3791	98,65%
20	NUEVARENCA	47	3838	99,87%
21	CIPRESES	4	3842	99,97%
22	GUACOLDA	1	3843	100,00%

Finalmente se debe definir un criterio de corte para saber que centrales se considerarán dentro de la simulación. Como criterio se propone definir un umbral del 90%, y con este umbral, serían catorce las centrales que se considerarían para la gestión de reserva siendo Rapel la última de ellas.

La prorrata en base a su potencia sería la siguiente, en este ejemplo no se hizo una revisión

pero, es importante que la potencia asignada a reservas no sobrepasen las potencias máximas que cada central puede ofrecer en base a la información del Coordinador:

Tabla 30 Centrales consideradas para el CPF (+) y cálculo de reservas a prorrata de capacidades máximas de centrales

Centrales	Pmax [MW]	Reserva [%]	Reducción	Final
RALCO	690	13%	34	656
PEHUENCHE	570	11%	28	542
NORGENER	276	5%	13	263
CANDELARIA	250	5%	12	238
QUINTERO	257	5%	13	244
ELTORO	450	9%	22	428
COLBUN	467	9%	23	445
ANDINA	177	3%	9	168
MEJILLONES	288	6%	14	274
HORNITOS	174	3%	8	166
ANGOSTURA	324	6%	16	308
ATACAMA	732	14%	36	696
CANUTILLAR	172	3%	8	163
RAPEL	378	7%	18	360
Total	5205	100%	254	4951

Se utilizaron las potencias máximas brutas que se observan en la plataforma de infotécnica[31] del Coordinador. En el caso de Mejillones, se utilizó la potencia máxima de la central CTM3 e IEM que son las centrales de Mejillones que han aportado CPF (+).

Para la asignación del control secundario de frecuencia, se asignará considerando las potencias máximas ya reducidas del control primario de frecuencias. La siguiente tabla se encuentra la participación, en base a la cantidad de días que fueron utilizadas las centrales para CSF (+).

[31] https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras

Tabla 31 Selección de centrales candidatas para el CSF (+)

N°	Centrales	Total	Acum.	Acum.[%]
1	PEHUENCHE	337	337	9,63%
2	COCHRANE	320	657	18,78%
3	SANISIDRO	312	969	27,69%
4	CANDELARIA	299	1268	36,24%
5	ANGAMOS	296	1564	44,70%
6	GUACOLDA	280	1844	52,70%
7	RALCO	252	2096	59,90%
8	COLBUN	224	2320	66,30%
9	TOCOPILLA	178	2498	71,39%
10	NUEVA VENTANAS	130	2628	75,11%
11	QUINTERO	128	2756	78,77%
12	CANUTILLAR	128	2884	82,42%
13	CIPRESES	125	3009	86,00%
14	NEHUENCO	107	3116	89,05%
15	ATACAMA	81	3197	91,37%
16	NUEVARENCA	66	3263	93,26%
17	CAMPICHE	61	3324	95,00%
18	PFV-LUZDELNORTE	60	3384	96,71%
19	LOSVIENTOS	41	3425	97,89%
20	MEJILLONES	34	3459	98,86%
21	BOCAMINA	18	3477	99,37%
22	ANTILHUE	8	3485	99,60%
23	KELAR	4	3489	99,71%
24	TALTAL	4	3493	99,83%
25	RAPEL	3	3496	99,91%
26	ALFALFAL	3	3499	100%

Se propone utilizar el mismo umbral de corte del 90%. Para este ejemplo, se tienen catorce centrales que se considerarán para la regulación de frecuencia secundaria de subida. Luego, distribuyendo los 141 MW de reserva a prorrata de sus potencias máximas, considerando la reducción potencia máxima de las centrales que participan en el control primario de frecuencia, se obtiene la siguiente tabla.

Tabla 32 Centrales consideradas para el CSF (+) y cálculo de reservas a prorrata de capacidades máximas de centrales considerando reducciones por CPF (-)

Centrales	Pmax*[MW]	Reserva [%]	Reducción	Final
PEHUENCHE	542	9%	12	530
COCHRANE	550	9%	12	537
SANISIDRO	767	12%	17	749
CANDELARIA	238	4%	5	232
ANGAMOS	558	9%	13	546
GUACOLDA	764	12%	17	746
RALCO	656	10%	15	642
COLBUN	445	7%	10	435
TOCOPILLA	567	9%	13	555
NUEVA VENT/	267	4%	6	261
QUINTERO	244	4%	5	239
CANUTILLAR	163	3%	4	160
CIPRESES	98	2%	2	96
NEHUENCO	411	7%	9	402
Total	6270	100%	141	6129

**Se obtienen de la potencia bruta máxima de la infotécnica del Coordinador y se considera la potencia máxima reducida por control primario de frecuencia.*

*** Se considera la potencia máxima de Nehuenco 2.*

El resultado de las reservas se observa en las diferencias entre la potencia bruta máxima original y la final que se muestra en la Tabla 33.

Tabla 33 Resultado de metodología de asignación de reservas

Centrales	Pmax original [MW]	Pmax final [MW]	Diferencia [MW]	Diferencia [%]
PEHUENCHE	570	530	40	7,0%
COCHRANE	550	537	12	2,2%
SANISIDRO	767	749	17	2,2%
CANDELARIA	250	232	18	7,0%
ANGAMOS	558	546	13	2,2%
GUACOLDA	764	746	17	2,2%
RALCO	690	642	48	7,0%
COLBUN	467	435	33	7,0%
TOCOPILLA	567	555	13	2,2%
NUEVA VENTANAS	267	261	6	2,2%
QUINTERO	257	239	18	7,0%
CANUTILLAR	172	160	12	7,0%
CIPRESES	98	96	2	2,2%
NEHUENCO	411	402	9	2,2%
NORGENER	276	263	13	4,9%
ELTORO	450	428	22	4,9%
ANDINA	177	168	9	4,9%
MEJILLONES	288	274	14	4,9%
HORNITOS	174	166	8	4,9%
ANGOSTURA	324	308	16	4,9%
ATACAMA	732	696	36	4,9%
RAPEL	378	360	18	4,9%
Total	9187	8792	395	4,3%

En total serían 22 centrales que se considerarían para la regulación de frecuencia primaria y secundaria de subida que se implementarían en el modelo.

4.1.15 Indisponibilidad del parque de generación

El consultor entiende que la metodología actual en donde se consideran las indisponibilidades medias como una reducción en la potencia inyectable de las unidades es razonable.

Una forma distinta de modelar las fallas sería a través de las indisponibilidades no programadas utilizando sorteo de fallas. Esto se hace generalmente en sistemas pequeños donde la salida de una central de gran tamaño genera un gran impacto debido a que proporcionalmente la generación de ciertas centrales representa gran parte del parque generador, esto se utiliza en países como Panamá o República Dominicana.

Simular con sorteo de fallas, implica la necesidad de utilizar muchos escenarios de fallas (normalmente están asociados a las crónicas hidrológicas / eólicas) para obtener una adecuada representación de la distribución probabilística de fallas, lo que aumenta de forma considerable los tiempos de simulación (tiempos no compatibles con el tiempo

requerido para el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo). Por lo cual entiende el Consultor que las potenciales mejoras en la representación son menores al costo a nivel tiempo de procesamiento que implicaría la misma.

a) Propuesta

Este consultor sugiere seguir utilizando la reducción de disponibilidad de los recursos en base a la reducción en la potencia inyectable de las unidades. Esto debido a los altos tiempos computacionales que requieren simulaciones del estilo Montecarlo. Es por esto que es importante evaluar a futuro, si los modelos pueden incorporar este tipo de simulaciones en tiempos y con costos razonables. En este sentido se podría revisar una vez cada cuatro años, con ocasión del estudio de fallas de transmisión.

4.1.16 Indisponibilidad en transmisión.

Con base en las conversaciones con la Comisión, la metodología descrita en los informes de precio de nudo de corto plazo se detalla en la sección 3.2.4. Al respecto, la Comisión solicitó al consultor analizar la metodología en detalle

Como punto de partida, se puede obtener las probabilidades de falla de las líneas del sistema sobre la base de información histórica que publica el Coordinador. En la página del Coordinador, se pueden obtener las estadísticas de Estados de Operación (EO) de las líneas del sistema[32], seleccionando el año, el mes y el enlace "IndispLíneas MMAA", el cual descarga el archivo "IndisoLíneas_MMAA-SEN.xlsx.

En dicha planilla se pueden distinguir los distintos tramos del sistema con su longitud, tensión y fecha de entrada en operación (ENS). Además, se incorpora un conteo en horas para los distintos estados de operación (EO) que ha tenido cada tramo del sistema desde su entrada en operación. Los EO más relevantes son el "N" que hace referencia a la operación Normal del tramo, "DF" que es la Desconexión Forzada, "DP" que es la Desconexión Programada y "MM" Mantenimientos Mayores.

Es así como se puede calcular una probabilidad de falla que es igual al cociente entre estado operativo DF y la suma de todos los estados operativos. (Columna "M" dividida en la sumatoria de las columnas "I" a "R" de dicha planilla).

Para las líneas nuevas o las que no tengan estadísticas de falla, se recomienda considerar la probabilidad de falla promedio de las otras líneas del sistema nacional, separándolas entre las menores y mayores a 100 km. Para el último informe disponible (noviembre 2022), el resultado se observa en la siguiente tabla.

Tx Nacional	< 100 km	=>100 km
Cantidad	131	27
Probabilidad	0,00039514	0,00113356

La propuesta consiste en realizar, utilizando modelos de largo plazo como el OSE2000 o el

[32] https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/indices-de-desempeno/calidad-de-suministro-indices-de-indisponibilidad/

PLP, una simulación con y sin sorteo de fallas de las líneas de transmisión para un período de 10 años (similar al utilizado en el proceso de cálculo de los PNCP).

Dado que la realización de este tipo de simulaciones implica proceso de cálculo computacionales de larga duración (deben simularse una cantidad de estados "crónicas" para poder representar las curvas de probabilidad asociadas) la propuesta es realizar el estudio una vez cada cuatro[33] años (período similar al utilizado por la Comisión en otros procesos) o cuando haya razones que justifiquen una actualización.

Esta sugerencia queda condicionada a que los modelos de largo plazo utilizados por la Comisión contemplen la posibilidad de realizar sorteo de fallas.

Para la realización de la simulación, se propone acotar el sorteo de fallas sólo a las líneas del sistema nacional o mayores a los 220kV. A cada una de las líneas modeladas se le debe asignar su probabilidad de falla de acuerdo a lo ya descrito.

Por el hecho de que se deben generar una cantidad de crónicas importantes, se propone ampliar la cantidad de crónicas a 1020, repitiendo cada crónica hidrológica/eólica 30 veces (combinando distintas condiciones eólica e hidráulicas). De esta forma, considerando más de 1000 crónica, 24 bloques y 120 meses, la baja probabilidad de falla de cada línea simulada puede ser capturada en el análisis.

Como se mencionó, luego se debe asignar la probabilidad de falla de cada tramo del sistema nacional de transmisión. Esta probabilidad de falla tiene que ser calculada a partir de las probabilidades de falla calculadas anteriormente con la información del Coordinador teniendo en cuenta las restricciones operacionales que tienen las líneas por temas de seguridad de suministro. Es decir que, si un tramo está siendo operado con restricciones N-1, la probabilidad de falla del tramo finalmente va a ser la probabilidad conjunta de la falla de dos líneas en el caso de tramos de doble circuito.

A partir de este modelado, se simula el sistema eléctrico para un período de 10 años, con y sin sorteo de fallas, a los fines de obtener los costos marginales esperados en cada caso.

Finalmente se propone calcular un factor de sobrecostos que se aplicará a los PBE de forma similar a como actualmente se aplica el factor de sobrecostos por regulación de tensión. Este factor se calculará como el cuociente entre el PBE del caso con fallas y el PBE del caso sin fallas resultando en un valor constante, este se podría realizar por barras o respecto a un único factor calculado desde una barra de referencia. El análisis por barra sería menos simple, pero consideraría los efectos locales de la indisponibilidad de líneas.

4.1.17 Nuevas tecnologías de transmisión en los modelos de optimización

Los modelos de despacho hidrotérmico tienen como objetivo determinar el mix de abastecimiento de mínimo costo del sistema eléctrico. Para dicho modelado, se considera siempre la capacidad de transmisión operativa de cada línea bajo condiciones normales de operación.

---

[33] Debido a la poca variabilidad que se ve entre procesos en la infraestructura de transmisión

En este sentido, la inclusión de nuevas tecnologías, aplicadas sobre la red de transmisión, al modelo debe realizarse en base a la capacidad de transmisión de cada circuito modelado y no sobre un cambio metodológico. Es decir, si una nueva tecnología permite un mayor flujo por la relajación de restricciones de seguridad como pueden ser las condiciones N-1, esto debería ser reflejado en la capacidad de transmisión de dicho circuito.

4.2. Aspectos identificados en el proceso de cálculo de los PNCP y Precios Estabilizados

4.2.1 Ventana de cálculo de los Precios Básicos de Energía (PBE)

Como se revisó en la sección 2.3.5, la regulación vigente deja a la Comisión la posibilidad de escoger la ventana de cálculo del PBE para escoger entre 24 y 48 meses. Este cambio afectaría directamente a los PBE, pero también afectaría a los PBP al afectar los factores de penalización.

Como primer ejercicio, se consideró un periodo de cálculo reducido considerando la proyección de costos marginales del Informe Técnico Definitivo de Precio de Nudo de Corto Plazo (ITD PNCP) del segundo semestre de 2022 para Quillota 220 y Polpaico 220.

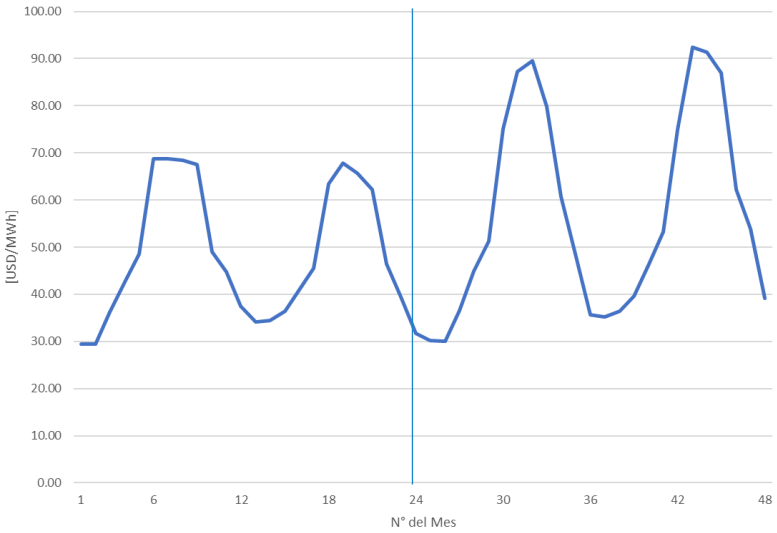
Si se reduce la ventana de 48 meses a 24 meses, el Precio Básico de la Energía disminuye como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 34 Precios Básicos de la Energía [$/kWh]

Barra	48 m	24 m	var [%]
Quillota 220	44,677	41,065	-8,1%
Polpaico 220	41,696	38,196	-8,4%

Este efecto es claro, y es resultado de que los costos marginales para el tercer y cuarto año de simulación aumentan en comparación a los resultados de los dos primeros años para la barra Quillota 220 kV.

Tabla 35 costos Marginales equivalentes barra Quillota 220 kV [USD/MWh]



En conclusión, la reducción de la ventana de cálculo permite una mejor representación de

las condiciones esperadas en el muy corto plazo.

Ahora bien, ¿cuánto significa esto a la hora de calcular los PNCP?,

Tabla 36 Precios de Nudo de Corto Plazo [$/kWh][34]

Barra	48 m	24 m *	var [%]
Quillota 220	52,987	52,391	-1,1%
Polpaico 220	49,452	48,731	-1,5%

La metodología de cálculo de los PNCP atenúa las variaciones que se ven en las proyecciones de costos marginales, debido al proceso de ajuste a las bandas. Esto se observa claramente cuando se hace el ejercicio de comparar las magnitudes de la variación de los PNCP ante variaciones en cierto porcentaje de los PBE (en el ejemplo anterior, las variaciones son del 8% de diferencia en los PBE y cercanos al 1% de variación para los PNCP)

Si se considera la ventana de 48 meses la diferencia PMB y PMM es del -31.8%, mientras que si se reduce la ventana a 24 meses es de -36,2%.

La consideración de una ventana de 24 meses tiene la ventaja de que los precios obtenidos dependerán en mayor medida de los primeros dos años de simulación sobre los cuales se tiene más certeza sobre los supuestos asumidos y más cercanos a las condiciones actuales del mercado. Es decir, hay una mayor probabilidad de que los supuestos de la simulación se asemejen a lo que será la realidad. Si se suma a esto que los proyectos renovables tienen periodos de desarrollo y puesta en servicio menores a dos años, la ventana de cuatro años tiene la desventaja de que es muy probable que en la misma haya una incertidumbre importante en los planes de expansión de generación debido a proyectos sobre los que aún no se tiene conocimiento.

De acuerdo con la estadística provista por la comisión, los periodos de puesta en servicio de proyectos declarados en construcción, en promedio han sido desarrollados en poco más de un año debido a retrasos en su puesta de servicio.

La siguiente tabla muestra detalle sobre el tiempo de desarrollo y puesta en servicio en meses desde su declaración en construcción. Se compara en la misma el plazo original que había sido propuesto versus el real.

[34] PNCP de la barra Polpaico de 24 meses se estimó calculando el PMT = PMB + 8,282. Para la barra Quillota se utilizó el resultado del PNCP de Polpaico y se le aplicó un factor de referencia entre la barra Quillota y Polpaico que se obtiene de los PBE.

Tabla 37 Meses de puesta en servicio promedio de proyectos desde su declaración en construcción, meses reales, y originales del proyecto

	Cantidad de Proyectos [N°]	Puesta en Servicio Real [Meses]	Puesta en servicio Original [Meses]
PMGD Fotovoltaico	151	8,9	4,3
Solar Fotovoltaico	25	17,1	10,7
Eólico	16	16,1	11,2

En las Tabla 38 y Tabla 39 se observan las diferencias obtenidas, para todos los nodos donde se calculan los precios básicos de la energía y los precios de potencia respectivamente, considerando las ventas de 24 y 48 meses.

De los resultados, se observan diferencias entre los valores mínimos y máximos de los PBE mayores en el caso del cálculo con la ventana de 48 meses. Para el caso de los factores de penalización de potencia, si bien se observa un efecto parecido al anterior, las diferencias obtenidas varían entre las barras, pero son siempre menores al 4%.

En términos de la estabilidad de los resultados obtenidos en los procesos de cálculo de PNCP, optar por continuar con una ventana de 48 meses resulta en resultados más estables entre procesos.

Pero por otro lado y en base a lo expuesto en este capítulo, se observa que una ventana de 24 meses tiene ventaja en términos de la compatibilidad con los tiempos de puesta en servicio de centrales que están en construcción en la actualidad, además que muestra diferenciales de precios debido a congestiones que se están observando en la actualidad, como sucede con Puerto Montt.

Además, si bien el cálculo de factores de modulación, con los cálculos de los precios básicos de energía no tienen por qué tener ventanas temporales iguales, como se observa en el informe del primer semestre de 2023 sería recomendable que así lo fueran, es por esto y por motivos expuesto previamente que este consultor propone la utilización de una ventana de 24 meses.

Tabla 38 Precios Básicos de la energía según metodología 24 y 48 meses

NUDO	TENSIÓN [kV]	PBE 48 meses [$/kWh]	PBE 24 meses [$/kWh]	FACTORES 48 meses Energía	FACTORES 24 meses Energía	PRECIO NUDO POTENCIA [$/kW/mes]	Diferencia Nodo 24 m vs 48 m [%]	Diferencia Factor Energía 24 m vs 48 m [%]
PARINACOTA	220	56,307	48,095	1,1973	1,1239	8.701,99	-14,6%	-6,1%
POZO ALMONTE	220	57,459	49,1131	1,2218	1,1477	8.409,76	-14,5%	-6,1%
CONDORES	220	54,448	46,3727	1,1578	1,0836	8.448,82	-14,8%	-6,4%
TARAPACA	220	55,696	47,0671	1,1843	1,0999	8.375,59	-15,5%	-7,1%
LAGUNAS	220	55,229	46,6430	1,1744	1,0899	8.302,36	-15,5%	-7,2%
NUEVA VICTORIA	220	54,888	46,3239	1,1671	1,0825	8.256,33	-15,6%	-7,3%
CRUCERO	220	53,387	45,4433	1,1352	1,0619	7.749,28	-14,9%	-6,5%
ENCUENTRO	220	53,624	45,8906	1,1403	1,0724	7.726,27	-14,4%	-6,0%
CHUQUICAMATA	220	54,710	46,7199	1,1634	1,0917	7.894,35	-14,6%	-6,2%
CALAMA	220	55,571	46,5995	1,1817	1,0889	7.980,14	-16,1%	-7,8%
EL TESORO	220	52,788	46,3473	1,1225	1,0830	7.703,95	-12,2%	-3,5%
ESPERANZA SING	220	52,741	46,3424	1,1215	1,0829	7.698,37	-12,1%	-3,4%
ATACAMA	220	54,407	45,9011	1,1569	1,0726	7.987,81	-15,6%	-7,3%
EL COBRE	220	52,145	44,4896	1,1088	1,0396	7.871,34	-14,7%	-6,2%
LABERINTO	220	50,467	43,5964	1,0731	1,0188	7.837,86	-13,6%	-5,1%
O'HIGGINS	220	50,158	42,9761	1,0666	1,0043	7.786,95	-14,3%	-5,8%
D. DE ALMAGRO	220	46,576	42,7646	0,9904	0,9993	7.404,05	-8,2%	0,9%
CARRERA PINTO	220	46,245	42,4413	0,9834	0,9918	7.355,23	-8,2%	0,9%
CARDONES	220	46,272	42,6199	0,9839	0,9959	7.322,45	-7,9%	1,2%
MAITENCILLO	220	44,123	40,6766	0,9382	0,9505	7.051,84	-7,8%	1,3%
PUNTA COLORADA	220	44,074	40,5685	0,9372	0,9480	7.044,17	-8,0%	1,2%
PAN DE AZUCAR	220	45,212	41,6116	0,9614	0,9724	7.172,50	-8,0%	1,1%
LOS VILOS	220	44,009	39,9949	0,9358	0,9346	7.087,41	-9,1%	-0,1%
NOGALES	220	47,027	42,7937	1,0000	1,0000	6.974,43	-9,0%	0,0%
QUILLOTA	220	44,677	41,0655	0,9500	0,9596	7.090,20	-8,1%	1,0%
POLPAICO	220	41,696	38,1964	0,8866	0,8926	7.119,49	-8,4%	0,7%
EL LLANO	220	45,328	41,5912	0,9639	0,9719	7.060,21	-8,2%	0,8%
LOS MAQUIS	220	45,236	41,4897	0,9619	0,9695	7.057,42	-8,3%	0,8%
LAMPA	220	41,177	38,8347	0,8756	0,9075	6.703,82	-5,7%	3,6%
CERRO NAVIA	220	40,693	36,9261	0,8653	0,8629	7.122,28	-9,3%	-0,3%
MELIPILLA	220	41,969	38,6268	0,8924	0,9026	7.129,96	-8,0%	1,1%
RAPEL	220	41,878	38,5322	0,8905	0,9004	7.101,36	-8,0%	1,1%
CHENA	220	39,917	35,5022	0,8488	0,8296	7.106,94	-11,1%	-2,3%
MAIPO	220	41,176	36,0702	0,8756	0,8429	6.899,10	-12,4%	-3,7%
ALTO JAHUEL	220	41,794	36,4343	0,8887	0,8514	6.929,09	-12,8%	-4,2%
ITAHUE	220	37,805	33,7495	0,8039	0,7887	6.528,76	-10,7%	-1,9%
ANCOA	220	39,767	35,0180	0,8456	0,8183	6.329,29	-11,9%	-3,2%
CHARRUA	220	36,625	32,2840	0,7788	0,7544	6.078,21	-11,9%	-3,1%
COLBUN	220	39,769	35,0193	0,8456	0,8183	6.329,29	-11,9%	-3,2%
CANDELARIA	220	41,935	36,7211	0,8917	0,8581	6.802,86	-12,4%	-3,8%
HUALPEN	220	37,671	33,2469	0,8010	0,7769	6.207,24	-11,7%	-3,0%
LAGUNILLAS	220	37,573	33,1928	0,7990	0,7756	6.171,67	-11,7%	-2,9%
CAUTÍN	220	33,030	28,4239	0,7024	0,6642	5.101,79	-13,9%	-5,4%
TEMUCO	220	31,531	27,1319	0,6705	0,6340	5.110,86	-14,0%	-5,4%
CIRUELOS	220	36,739	44,5071	0,9878	0,9629	7.012,19	21,1%	-2,5%
VALDIVIA	220	39,968	48,8598	1,0746	1,0570	7.023,95	22,2%	-1,6%
RAHUE	220	36,949	45,5713	0,9934	0,9859	6.574,99	23,3%	-0,8%
PUERTO MONTT	220	37,194	46,2243	1,0000	1,0000	6.535,12	24,3%	0,0%
MELIPULLI	220	37,195	46,2259	1,0000	1,0000	6.535,12	24,3%	0,0%
CHILOE	220	38,171	47,6903	1,0263	1,0317	6.609,62	24,9%	0,5%

Tabla 39 Resultados de Precios de Potencia según metodología 24 y 48 meses

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO POTENCIA 48 meses [$/kW/mes]	PRECIO NUDO POTENCIA 24 meses [$/kW/mes]	FACTORES 48 meses Potencia	FACTORES 24 meses Potencia	Diferencia Nodo 24 m vs 48 m [%]	Diferencia Factor Potencia 24 m vs 48 m [%]
PARINACOTA	220	8702,0	8645,9	1,2476	1,2397	-0,6%	-0,6%
POZO ALMONTE	220	8409,8	8332,1	1,2057	1,1947	-0,9%	-0,9%
CONDORES	220	8448,8	8376,8	1,2113	1,2011	-0,9%	-0,8%
TARAPACA	220	8375,6	8166,2	1,2008	1,1709	-2,5%	-2,5%
LAGUNAS	220	8302,4	8085,9	1,1903	1,1594	-2,6%	-2,6%
NUEVA VICTORIA	220	8256,3	8039,6	1,1837	1,1527	-2,6%	-2,6%
CRUCERO	220	7749,3	7601,5	1,1110	1,0899	-1,9%	-1,9%
ENCUENTRO	220	7726,3	7628,6	1,1077	1,0938	-1,3%	-1,3%
CHUQUICAMATA	220	7894,4	7792,9	1,1318	1,1174	-1,3%	-1,3%
CALAMA	220	7980,1	7824,9	1,1441	1,1219	-1,9%	-1,9%
EL TESORO	220	7704,0	7870,8	1,1045	1,1285	2,2%	2,2%
ESPERANZA SING	220	7698,4	7870,5	1,1037	1,1285	2,2%	2,2%
ATACAMA	220	7987,8	7815,0	1,1452	1,1205	-2,2%	-2,2%
EL COBRE	220	7871,3	7796,4	1,1285	1,1178	-1,0%	-0,9%
LABERINTO	220	7837,9	7845,4	1,1237	1,1249	0,1%	0,1%
O'HIGGINS	220	7787,0	7738,3	1,1164	1,1095	-0,6%	-0,6%
D. DE ALMAGRO	220	7404,1	7361,6	1,0614	1,0555	-0,6%	-0,6%
CARRERA PINTO	220	7355,2	7316,5	1,0544	1,0490	-0,5%	-0,5%
CARDONES	220	7322,5	7286,5	1,0497	1,0447	-0,5%	-0,5%
MAITENCILLO	220	7051,8	7002,0	1,0109	1,0040	-0,7%	-0,7%
PUNTA COLORADA	220	7044,2	6997,0	1,0098	1,0032	-0,7%	-0,7%
PAN DE AZUCAR	220	7172,5	7146,1	1,0282	1,0246	-0,4%	-0,4%
LOS VILOS	220	7087,4	7059,4	1,0160	1,0122	-0,4%	-0,4%
NOGALES	220	6974,4	6974,4	1,0000	1,0000	0,0%	0,0%
QUILLOTA	220	7090,2	7087,2	1,0164	1,0162	0,0%	0,0%
POLPAICO	220	7119,5	7102,2	1,0206	1,0183	-0,2%	-0,2%
EL LLANO	220	7060,2	7043,9	1,0121	1,0100	-0,2%	-0,2%
LOS MAQUIS	220	7057,4	7038,7	1,0117	1,0092	-0,3%	-0,2%
LAMPA	220	6703,8	6729,6	0,9610	0,9649	0,4%	0,4%
CERRO NAVIA	220	7122,3	7058,1	1,0210	1,0120	-0,9%	-0,9%
MELIPILLA	220	7130,0	7104,6	1,0221	1,0187	-0,4%	-0,3%
RAPEL	220	7101,4	7073,4	1,0180	1,0142	-0,4%	-0,4%
CHENA	220	7106,9	7022,3	1,0188	1,0069	-1,2%	-1,2%
MAIPO	220	6899,1	6783,9	0,9890	0,9727	-1,7%	-1,6%
ALTO JAHUEL	220	6929,1	6770,7	0,9933	0,9708	-2,3%	-2,3%
ITAHUE	220	6528,8	6600,3	0,9359	0,9464	1,1%	1,1%
ANCOA	220	6329,3	6354,5	0,9073	0,9111	0,4%	0,4%
CHARRUA	220	6078,2	6166,9	0,8713	0,8842	1,5%	1,5%
COLBUN	220	6329,3	6354,6	0,9073	0,9111	0,4%	0,4%
CANDELARIA	220	6802,9	6693,9	0,9752	0,9598	-1,6%	-1,6%
HUALPEN	220	6207,2	6272,1	0,8898	0,8993	1,0%	1,1%
LAGUNILLAS	220	6171,7	6237,5	0,8847	0,8943	1,1%	1,1%
CAUTÍN	220	5101,8	5265,5	0,7314	0,7550	3,2%	3,2%
TEMUCO	220	5110,9	5269,0	0,7327	0,7555	3,1%	3,1%
CIRUELOS	220	7012,2	7306,2	1,0728	1,1180	4,2%	4,2%
VALDIVIA	220	7024,0	7356,2	1,0746	1,1256	4,7%	4,7%
RAHUE	220	6575,0	6355,4	1,0059	0,9725	-3,3%	-3,3%
PUERTO MONTT	220	6535,1	6535,1	1,0000	1,0000	0,0%	0,0%
MELIPULLI	220	6535,1	6535,3	1,0000	1,0000	0,0%	0,0%
CHILOE	220	6609,6	6601,8	1,0112	1,0102	-0,1%	-0,1%

4.2.2 Representatividad de los resultados obtenidos en función de su uso posterior.

Se entiende que los procedimientos realizados por la Comisión son representativos de la evolución futura del sistema, y por lo tanto los resultados que se exponen en los informes reflejan las condiciones que se esperan a futuro en el momento de la elaboración del informe. De todas formas, la forma en que se presenta la información tiene oportunidades de mejora. Algunas sugerencias:

1. El PMT se calcula considerando la energía facturada real a los precios básicos de la energía y potencia, pero además se consideran otras componentes como los cargos por transmisión. En este sentido se sugiere, dentro del mismo informe, presentar explícitamente los cargos que se están considerando a los fines de dar mayor transparencia y certidumbre a los cálculos. Esto se debe a que los resultados del proceso de cálculo realizado finalmente fijan un precio de venta para parte de los generadores.
   Esto que puede servir para que empresas particulares hagan proyecciones de precios con un mayor entendimiento de los factores que finalmente afectan a los precios de proyectos PMG y PMGD.
2. Si se revisan los informes de Precio de Nudo de Corto Plazo, por ejemplo, en el último informe, la tabla 31 y tabla 36 tienen columnas con un mismo encabezado que dice "Precio de Nudo Energía". Tomando en cuenta que el primero representa a los precios básicos de energía y el segundo a los Precio de Nudo de Corto Plazo de energía, se sugiere cambiar dichos encabezados e indicar como precios Básicos de energía y Precios de nudo de corto plazo de energía.
3. Se recomienda incorporar resultados en dólares como complemento a lo que actualmente se hace, independiente que finalmente se utilicen en pesos. Para dar referencia de precios a inversores extranjeros.
4. Respecto de los costos marginales equivalentes que se calculan para la barra Quillota 220 kV, cabe mencionar que resulta confuso para el usuario de los informes hacer seguimiento de este. El procedimiento de cálculo de los precios básicos de la energía se realiza sobre esta barra y luego se utiliza una barra distinta, como lo es actualmente la barra Polpaico 220 kV, para el procedimiento de cálculo de los PNCP.
5. En la definición de los cargos por energía reactiva, no queda claro de donde se obtienen los valores del cálculo original para luego ser indexado por las componentes que se indican en los informes de PNCP. Se recomienda incorporar de donde se obtienen dichos valores.

4.2.3 Representatividad de los costos de compra de energía y potencia asociados al Precio Medio de Mercado.

De la revisión de los PMM, se ve difícil establecer una estandarización del cálculo de estos debido a que no existen contratos estándar en el mundo de los clientes libres.

En los contratos libres entre agentes, hay contratos en donde se detalla de forma explícita el traspaso (passthrough) de los costos en los que el generador incurre asociados a los retiros de energía en el sistema y/o cargos que normalmente tiene un generador.

Y en otros casos, el riesgo asociado a la variabilidad de dichos costos es absorbido por el generador y se define sólo un precio de energía y potencia, incluyéndose en los cargos por energía el traspaso de dichos costos y sin un detalle que haga 100% comparables ambos

precios por energía. Por tal razón, es difícil plantear la no consideración de alguno de los cargos, pero si se puede plantear un mayor detalle en la forma de presentación.

En este sentido, si no se consideran propuestas que consideren cambios regulatorios, nos parece correcto lo que realiza la Comisión actualmente por lo que en esta sección no se propondrán alternativas de mejoras en el sentido del cálculo de los PMM.

Ahora bien, ya que actualmente se está solicitando diversa información a los agentes respecto a sus contratos, se podría ampliar el detalle, de tal forma que la Comisión tenga un conocimiento amplio de lo que se está ofreciendo actualmente en términos de contratos. En este sentido, los agentes debiesen poder trasparentar cualquier otro costo que se traspase a los clientes que no esté considerado actualmente como, por ejemplo, cargo de ajuste mensual y ajuste anual de contrato por referencia en nodos distintos tanto en energía como en potencia, todos los cargos asociados a emergencias económicas como leyes de estabilización de precios o cargos por reservas hídricas, cargos por concepto de emisiones de CO2, entre otros.

La siguiente tabla muestra los cargos que actualmente se declaran en planillas tipo que entrega la Comisión a las empresas.

Tabla 40 Cargos para el cálculo de los PMM

Ítem
Cargo Energía
Cargo Potencia en Horas de Punta
Cargo potencia en Horas Fuera de Punta
Cargo Transmisión Nacional
Cargo Transmisión Zonal
Cargo Polos de Desarrollo
Cargo por Infraestructura de SSCC
Interconexión Internacional
Cargo Por servicio Público
Cargo Peaje de Distribución
Cargo por SSCC
Energía reactiva/Factor de potencia/Mínimos técnicos
Cargo ERNC
Otros Cargos art. 57 (infracción por servidumbre)
Otros Cargos

En la sección 6.5 se desarrolla el análisis con la propuesta regulatoria para el tratamiento de la comparación con la banda de precios de mercado.

A partir de la experiencia del consultor en el mercado eléctrico existen contratos entre generadores y clientes libres con formas poco comunes de cargos que se acuerdan, como puede ser, cargos al precio de la energía según los mm de lluvia caídos en ciertos causes, referenciaciones distintas de compra y venta de potencia y energía respecto a puntos de inyección, entre una infinidad de posibilidades que pueden tener los contratos libres ya que no tienen reglas estándares de tarificación. En este sentido creemos que dichos cargos no debiesen ser considerados para el cálculo de los PMM.

5. Señales de localización

5.1. Factores de penalización de potencia

Los factores de penalización de potencia son utilizados para referenciar los precios de la potencia de los nodos de referencia (que se derivan de la instalación de las unidades generadoras más económicas para suministrar la potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales de referencia del sistema eléctrico) al resto de los nodos principales donde no se instalan dichas unidades.

Los factores de penalización se calculan a partir de los resultados que se obtienen de las simulaciones. En particular, a partir de los costos marginales asociados a los bloques de horario de punta (actualmente están representados por los bloques 10 u 11 del período abril a septiembre), considerando la misma ventana temporal que para el cálculo de los Precios Básicos de Energía (actualmente 48 meses), tal como se detalló en la sección 3.3.

También es importante señalar, que los factores de penalización de cada barra dependerán del subsistema que se haya identificado, ya que cada barra se referencia a la barra de referencia del subsistema que le corresponda.

5.1.1 Identificación de problema

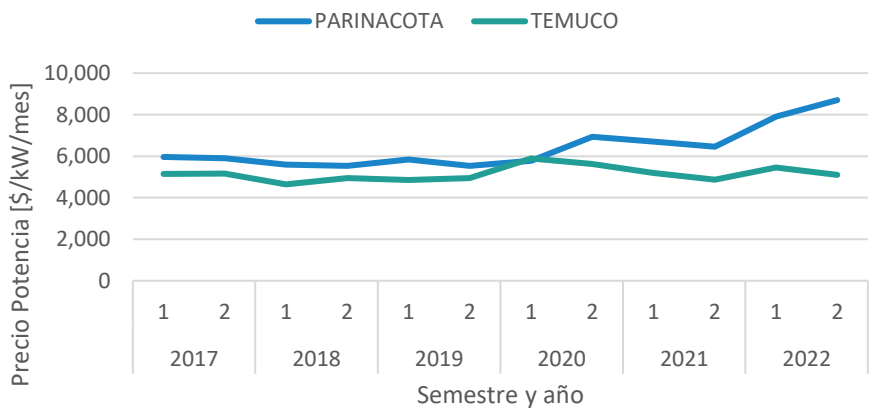
Actualmente es la Comisión quien, mediante criterios propios relacionados con las diferencias de costos marginales promedio entre nodos, escoge y subdivide el sistema en dos o más subsistemas.

Desde el segundo semestre de 2019 que la Comisión considera sólo dos subsistemas denominados subsistema centro-Norte y subsistema Sur, cuyos nodos principales son la subestación Nogales y Puerto Montt respectivamente.

Antes del segundo semestre de 2019 el subsistema centro-norte estaba dividido en dos. El subsistema Norte Grande cuya barra de referencia era Lagunas 220 kV, y el subsistema Centro-Norte cuya barra de referencia era la subestación Nogales 220 kV.

En la Figura 30, se realiza la comparación entre dos barras que pertenecen al mismo subsistema Centro-Norte (Parinacota 220 kV y Temuco 220 kV) a lo largo de varios procesos de fijación precios de potencia de suficiencia.

Figura 30 Comparación precios de potencia Parinacota vs Temuco



Este caso puntual es el que actualmente muestra el factor de penalización, donde el factor de penalización de Parinacota 220 kV es de 1,2477 mientras que el factor de Temuco es de 0,7315 ambos con respecto al precio de potencia de la barra de referencia Nogales 220 kV (6974,43 $/kW/mes).

En el Anexo 7.8 se detalla en una tabla la evolución de los factores de penalización desde el primer semestre 2017 al segundo semestre 2022.

5.1.2 Evaluación

En base a los factores de penalización de potencia resultantes de las simulaciones, se observa una exportación de la energía en horas de punta desde el nodo del sur (Temuco, límite del subsistema centro-norte) en horas de punta hacia los nodos del extremo norte del país generando diferencias significativas entre los extremos del mismo subsistema. Como ejemplo, la diferencia porcentual del precio de potencia del nodo Parinacota 220 kV, respecto al nodo Temuco 220 kV es de un 71%. Esto se puede explicar en gran medida por la capacidad hidrológica que tiene el sur del país, que almacena energía durante el día para ser despachada en horas de punta además de la capacidad eólica presente durante estas horas.

El precio de potencia se calcula identificando la central más eficiente para entregar un MW adicionales. Actualmente se observa que los factores de penalización se incrementan desde Temuco hacia el norte, lo que refleja que los flujos que van en horas de punta van desde el sur del subsistema al norte de este. Ahora bien, ¿significaría que se perdería la señal de localización si se agrega un subsistema nuevamente en el norte grande?

Si se observan los precios de nudo de la potencia fijados en el segundo semestre de 2022, se observa que en las barras de Nueva Victoria 220kV, Lagunas 220kV, Tarapaca 220kV, Condores 220kV, Pozo Almonte 220kV y Parinacota 220kV el precio de la potencia es entre 18% y 25% mayor al precio en la barra de referencia.

Tabla 41 Precio de nudo de la potencia en barras del extremo norte

NUDO	TENSIÓN [kV]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [$/kW/mes]	PRECIO NUDO POTENCIA [USD/kW/mes]
PARINACOTA	220	1.2477	8,702	10.2
POZO ALMONTE	220	1.2058	8,410	9.9
CONDORES	220	1.2114	8,449	9.9
TARAPACA	220	1.2009	8,376	9.9
LAGUNAS	220	1.1904	8,302	9.8
NUEVA VICTORIA	220	1.1838	8,256	9.7
NOGALES	220	1.0000	6,974	8.2

Del análisis del informe "Determinación de los Costos De Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta Del SEN y de Los SSMM", del año 2021, en su Anexo 3 (Tabla Precio Potencia SEN TG Rev. D.xlsx, hoja Resumen) se observa que los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta (Ciclo abierto de 70 MW diésel) en las barras de Polpaico y Parinacota son similares. Sin embargo, debido a la división por

subsistema asumida, la diferencia en el precio fijado fue del 22%.

Tabla 42 Costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta (Ciclo abierto de 70 MW diésel) – Fuente: CNE (Extracto)

Resumen Precio Basico de Potencia				
Sitio	**NUEVA POZO ALMONTE**	**KAPATUR**	**POLPAICO**	**ENTRE RIOS**
Potencia	**70 MW**	**70 MW**	**70 MW**	**70 MW**
Combustible	**Diesel**	**Diesel**	**Diesel**	**Diesel**
CTG[US$/kW]	**585.43**	**540.52**	**553.20**	**533.88**
FRCTG[-]	0.008785	0.008785	0.008785	0.008785
CSE[US$/kW]	**72.32**	**65.43**	**61.19**	**65.71**
FRCSE[-]	0.008459	0.008459	0.008459	0.008459
CLT[US$/kW]	**11.11**	**7.22**	**47.10**	**12.57**
FRCLT[-]	0.009366	0.009366	0.009366	0.009366
CF[-]	1.05	1.05	1.05	1.05
Cfijo[US$/kW]	**1.24**	**1.19**	**1.28**	**1.09**
1 + MRT [-]	1.10	1.10	1.10	1.10
1+FP [-]	1.01	1.00	1.01	1.00
Pbpot[US$/kW/mes]	**8.16**	**7.53**	**8.18**	**7.42**
Pbpot-Check	8.16	7.53	8.18	7.42
Check	OK	OK	OK	OK

En base a la evaluación realizada, una solución eficiente correspondería a considerar un nuevo subsistema que contemple el desarrollo de una nueva central de punta en el norte grande en comparación con la instalación en barra de referencia (Nogales 220kV) y luego transportar dicha energía en horas de punta desde el sur del país. Debido al tiempo y alcance de esta consultoría no fue posible verificar si efectivamente es más eficiente agregar un nuevo subsistema. De todas formas, si la Comisión a partir de los análisis del proceso identifica que es necesaria una mayor instalación de centrales en el norte grande del país por problemas de suficiencia, parece correcto dejar estas señales de precios.

En cuanto a señales de localización, queremos señalar que al agregar un nuevo subsistema y efectuar un balance en base a la cantidad de oferta de generación, la demanda máxima de este subsistema, y las importaciones o exportaciones de este subsistema, se realiza un balance entre oferta y demanda local de potencia de suficiencia. Esto implica que igualmente se mantienen las señales de localización al aplica el factor de ajuste (factor único) que al final reduce el reconocimiento de potencia en subsistemas que observan una oferta de potencia firme mayor a la demanda, y mantiene un mayor reconocimiento en subsistemas que muestran un margen de reserva firme ajustado.

Por otro lado, se observa precios de potencia muy deprimidos en lo que son las subestaciones Ciruelos y Temuco con precios casi un 30% menores respecto a la barra de referencia, en este sentido se podría solicitar al Coordinador un estudio para revisar el nivel de suficiencia en la zona y con ello, verificar si se necesita la entrada de generación adicional tomando en cuenta la operación real del sistema.

5.2. Factores de modulación de energía y potencia

Actualmente los factores de modulación de energía y potencia son utilizados para estimar los precios de venta de los contratos regulados en los diversos nodos de suministro considerando el precio adjudicado en cada contrato. Es decir, es un factor que permite referencia el precio adjudicado en Polpaico a cada subestación de suministro.

De la revisión de la sección 4.2.1 en donde se hizo un análisis de las diferencias que se observan entre aplicar una ventana de 24 meses y 48 meses se observaba que una reducción de la ventana de cálculo permite reflejar en forma más apropiada las condiciones de corto plazo del sistema. En este sentido y ya que los factores de modulación son totalmente independientes a los precios básicos de energía, se recomendará utilizar una ventana de seis meses, esto último en concordancia con lo que se expondrá en el siguiente capitulo en la sección 6.1.

En la siguiente sección se abordarán los factores de modulación a nivel regulatorio y se justificará esta propuesta.

6. Recomendaciones Perfeccionamientos Regulatorios

Se incluyen en el presente capítulo las recomendaciones del Consultor respecto a perfeccionamientos regulatorios que se estima convenientes de incorporar en la medida que ayudan a otorgar mayor certidumbre en los procesos de decisión de los desarrollares de las inversiones en generación.

En efecto, y tratándose las materias del estudio de regulaciones puestas en vigencia desde 1982, las que, han experimentado sucesivas reformas legales y complementaciones reglamentarias tendientes a su perfeccionamiento, como es el caso de la determinación de los precios de nudo, o que han sido objeto de modificaciones y/o perfeccionamientos recientes como es el caso de la determinación de los precios estabilizados para generación de pequeña escala, las recomendaciones que se efectúan en el presente capítulo, como se indicó, tienden más bien a otorgar certidumbres al segmento generación durante el proceso de transición energética, sin perjuicio de las políticas que a efecto de la conducción del proceso de transición establezcan las autoridades sectoriales.

A pesar del objetivo indicado, existen temas vinculados a las materias en análisis, cuyo tratamiento deberá sujetarse a desarrollos regulatorios que se encuentran pendientes, y que tienen gran influencia en el desarrollo del parque generador como es la forma en que se aplicarán específicamente las disposiciones del nuevo reglamento de transferencias de potencia de suficiencia, DS N°3, del 13 de enero de 2022, la que deberá establecerse mediante el diseño de la norma técnica correspondiente.

Aun así, y a juicio del Consultor, existe espacio para plantear perfeccionamientos que pueden coexistir con las regulaciones en desarrollo, y que, como se indicó, pueden permitir el otorgar señales de desarrollo que disminuyan grados de incertidumbre en el desarrollo del segmento generación según se indica en los puntos siguientes.

6.1. Factores de Modulación

6.1.1 Antecedentes

Desde el inicio de vigencia de la LGSE en 1982, la norma legal instruía que la determinación de los Precios de Nudo -actuales Precios de Nudo de corto Plazo- se determinaran conforme a un precio básico, de energía y potencia de punta, y un conjunto de factores de penalización, para reflejar las pérdidas marginales en el sistema de transmisión, de modo que la aplicación de estos factores- valores adimensionales- sobre los precios básicos determinados, dieran cuenta de los precios de nudo de energía y potencia en nudos o barras distintas a aquéllas donde se habían determinado los precios básicos.

De esta forma, y en cada fijación semestral, la CNE determinaba el precio básico de energía en un nudo de referencia -normalmente en el centro de carga del sistema- mediante utilización de un modelo uninodal, y disponía de un conjunto de factores de penalización de energía para referir los precios básicos a las distintas barras en que fijaba el precio. Para referir los precios básicos de potencia utilizaba los mismos factores de penalización, pero considerando sólo la parte de ellos calculada para un subconjunto de horas, a saber, las horas de punta. Antes de contar con modelos multinodales, los factores de penalización no se actualizaban semestralmente, sino que conforme las condiciones del sistema experimentaban cambios relevantes, momento en el cual la CNE encargaba un nuevo

estudio de factores de penalización a un tercero[35].

6.1.2 Análisis

Hoy en día la CNE utiliza el modelo OSE-2000, modelo multinodal y multiembalse, para calcular los precios de nudo, con lo que ya no es técnicamente necesario calcular factores de penalización de energía, debiendo esta determinación efectuarse sólo para referir los precios básicos de potencia a otras barras[36].

Sin perjuicio de lo indicado, la CNE se mantiene informando los factores de penalización de energía con la denominación de factores de modulación a efectos de que los mismos sean establecidos en los decretos de precios de nudo de corto plazo, pues éstos son utilizados, entre otros, para referir los precios en los puntos de oferta a los puntos de compra en los contratos de distribuidoras, y, por consiguiente, para efectos del cálculo de los Precios de Nudo Promedio.

En efecto, el Artículo 133° de la LGSE, inciso cuarto, señala:

> "El oferente presentará una oferta de suministro señalando el precio de la energía en el punto de oferta que corresponda, de acuerdo a las bases. El reglamento establecerá la forma de determinar el precio en los distintos puntos de compra a partir del precio de energía ofrecido en el punto de oferta".

Por su parte, el Reglamento de Licitaciones, DS N°106, de 2016, señala en su Artículo 37° que:

> "Los precios de energía en los Puntos de Compra serán iguales al precio de oferta del Adjudicatario, establecido en el respectivo Punto de Oferta, debidamente indexado, multiplicado por la razón entre el factor de modulación de energía del Punto de Compra y el factor de modulación de energía del Punto de Oferta. Estos factores de modulación corresponderán a los factores de modulación de energía incluidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación".

Si bien, y desde un punto de vista técnico, la determinación de factores de penalización de energía y potencia no admite grandes observaciones más allá de las efectuadas los puntos anteriores de este informe, debe examinarse, a juicio del Consultor, la utilización y/o efecto del uso de estos factores -en la forma de "factores de modulación" como indica la norma citada- como determinantes del precio en los puntos de compra a partir de los precios de oferta de los suministradores de estos contratos, según señala la norma reglamentaria transcrita.

En efecto, considérese lo siguiente:

- La variación de las condiciones hidrológicas en el sistema, que constituye un riesgo relevante, según se ha constatado en los últimos años, y en particular en los últimos dos años, durante los cuales se ha operado bajo condiciones de excepción impuestas por un decreto de racionamiento.

---

[35] Esta situación se mantuvo hasta el año 2004.

- Los atrasos que se verifican en los procesos de decisión y desarrollo de los sistemas de transmisión[37], que da lugar a congestiones difíciles de prever.
- La volatilidad de los precios internacionales de combustibles.
- El plan de descarbonización, que afecta el nivel y variación de los precios spot.

Tales circunstancias dan contexto y/o ayudan a explicar la situación que enfrentan algunos generadores con contratos regulados en el sistema en términos de presentar problemas para cumplir sus compromisos en el mercado de corto plazo[38] , y también explicaría que los precios en las últimas licitaciones hubieran resultado mayores que los despejados en las licitaciones desarrolladas entre el año 2016 y 2020, los cuales evidentemente han incorporado, entre otros factores, consideraciones o primas adicionales por riesgo.

6.1.3 Propuesta

Vista la situación señalada, se propone que los factores de modulación de energía y potencia, a emitir con cada decreto de fijación de precios de nudo de corto plazo, no se determinen considerando el horizonte de tarificación con que se determinan los precios de nudo de corto plazo-entre dos y cuatro años- sino que su determinación se efectúe con un horizonte de seis meses. Este tratamiento permitiría, al menos aminorar los riesgos de comercialización originados por el desarrollo de los sistemas de transmisión, el cual se presenta incierto en sus plazos de materialización. En lo específico, se propone que los factores de modulación, es decir, los utilizados para referir los precios ofertados en las licitaciones de las distribuidoras, se calculen para el horizonte utilizado en la determinación de precios de nudo de corto plazo, pero que, a los efectos de las licitaciones, sólo se adopten los correspondientes a la ventana inmediata de 6 meses.

Tal tratamiento, en opinión del Consultor, y entre otros factores, debería disminuir la probabilidad de situaciones de insolvencia de generadores contratados para el suministro de clientes regulados, como los indicados, y permitiría además disminuir las primas por riesgo -por este efecto- incluidas en los precios ofertados en futuras licitaciones de suministro de distribuidoras. Para que esto último efectivamente ocurra, las consideraciones a efectuar para la determinación de los factores de modulación deben establecerse al menos, a nivel de rango reglamentario, las que, en este caso, deben efectuarse en el DS N°106 de 2016.

De este modo se propone el siguiente texto para el Artículo 37° del DS N°106 de 2016:

> "Los precios de energía en los Puntos de Compra serán iguales al precio de oferta del Adjudicatario, establecido en el respectivo Punto de Oferta, debidamente indexado, multiplicado por la razón entre el factor de modulación de energía del Punto de Compra y el factor de modulación de energía del Punto de Oferta. Estos factores de modulación corresponderán a los factores de modulación de energía incluidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación, **y serán determinados considerando un horizonte de seis meses**

[37] El proceso de decisión del desarrollo de la infraestructura es efectuado anualmente por la CNE, con informe del Coordinador Eléctrico Nacional. Los correspondientes planes de expansión son decretados por el Ministerio de Energía.

[38] Casos Elena Solar y Cabo Leones

de operación del sistema."

6.2. Determinación del costo de la Unidad de Punta

6.2.1 Antecedentes

De acuerdo con lo indicado en los artículos 48° y 49° del DS N°86, de 2012, Reglamento de Precios de Nudo, y sus modificaciones, la CNE debe efectuar un estudio de costos de las unidades de punta, el cual debe desarrollarse, como máximo, cada cuatro años, pudiendo el referido estudio ser contratado con un tercero[39]. Estas disposiciones señalan:

Artículo 48°:

> "La Comisión deberá determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico. El precio básico de la potencia de punta en cada subsistema será igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del subsistema con este tipo de unidades, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del subsistema respectivo".

Artículo 49°:

> "Los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, serán determinados sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos, a más tardar cada cuatro años, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.
>
> El Estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.
>
> Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello".

6.2.2 Análisis

Tratándose la señal económica de potencia (precio de la potencia de punta, potencia de suficiencia de las unidades) de una componente relevante de los ingresos de una unidad generadora dependiendo de su tecnología, y constituyéndose, asimismo y por su naturaleza, en un ingreso fijo o relativamente fijo de los agentes generadores, es que, en opinión del Consultor, la normativa reglamentaria que establece las condiciones de cálculo del costo de la unidad de punta debería otorgar mayor certidumbre de modo de facilitar la

[39] El último estudio desarrollado fue contratado en 2020 al consorcio Kas Mercado y Regulación S.A. y Krea Energía Limitada.

proyección de este costo -o precio- por parte de los desarrolladores de la infraestructura de generación[40].

En particular se observa que la reglamentación no entrega lineamientos al regulador para:

- Definir el tipo de unidad de punta, que cumpla la condición de ser la más económica o eficiente para prestar la función de operar en la punta[41];
- Desarrollar la actualización del costo de la unidad con frecuencia discrecional, mientras tal actualización no se efectúe en una fecha que supere cuatro años desde el último estudio;
- Seleccionar el tamaño de la unidad;

Si bien la determinación del costo de la unidad de punta está sujeta la revisión por parte de la Contraloría General de la República (CGR), se entiende que órgano contralor efectúa una verificación de legalidad de los actos administrativos que se someten a su conocimiento, y no respecto de la idoneidad o consistencia técnica de sus contenidos. Por ello, y a juicio del Consultor, la falta de precisión reglamentaria respecto de los aspectos indicados, principalmente en el caso del tercero, se constituye en un elemento de incertidumbre, particularmente para el caso de las unidades de mayor costo variable conectadas al sistema, las cuales obtienen prácticamente el 100% de su remuneración por vía de los ingresos por potencia.

En particular, la disposición que señala que podrá determinarse el costo de la turbina antes de cumplido el período cuadrienal de existir razones fundadas para ello, parece no tener justificación. En efecto, la necesidad de acelerar un nuevo cálculo, podría tener fundamentación en cuestiones de seguridad de servicio -en términos de suficiencia- si el precio resultante diera mejor cuenta de una situación de escasez en el sistema eléctrico, pero debe notarse que cualquier condición observada en el sistema eléctrico -escasez de oferta o sobreoferta- no tiene impacto en el costo de la unidad de punta, pues éste corresponde, esencialmente, a un valor dado por la cotización internacional de este equipamiento. De existir condiciones que ameriten otorgar una señal de precio de la potencia que refleje, por ejemplo, un período de escasez[42], sólo podría recogerse en el

---

[40] Debe tenerse presente que el desarrollo del parque de generación, y particularmente el desarrollo de unidades que operan en horas de punta o de máxima exigencia del parque, se desarrolla en un ambiente de decisiones descentralizado, por lo que es deseable que los correspondientes desarrolladores cuenten con señales claras y proyectables para acometer las inversiones necesarias para que el sistema cuente con adecuadas condiciones de suficiencia.

[41] El concepto de la tarificación separada de energía y potencia en Chile, tiene como una de sus ideas centrales el hecho de que la unidad que opera en las horas de punta, debe ser al mismo tiempo la más barata de instalar y la más cara de operar si se busca la operación óptima en el corto plazo y la adaptación eficiente del parque a largo plazo. Hoy en día, en los países que utilizan este esquema de tarificación existe consenso, por ejemplo, en que las turbinas a gas operando a ciclo abierto con petróleo diésel cumplen esta característica, observándose incluso regulaciones que la establecen explícitamente -a nivel reglamentario- en tales términos (Ej. Regulación de República Dominicana)

[42] Por ejemplo, cuando se proyectan déficits de suministro a corto o mediano plazo, que requerirían el refuerzo de generación con unidades térmicas de rápida instalación. Se trata en general de horizontes de un año o un

margen de reserva teórico. En efecto, al no recoger el costo de la unidad de punta efectos de escasez de oferta, la única posibilidad de reflejar tal tipo de situaciones es en la componente de MRT del precio. De este modo, podría, excepcionalmente, y en casos de escasez con probabilidades de redundar en un racionamiento, aumentarse el margen de reserva teórico para atraer nueva generación -particularmente de punta- de modo de minimizar las probabilidades de un déficit. Para lo anterior la reglamentación debería facultar a este accionar, la que debería diseñarse en consistencia con los lineamientos de confiabilidad que se elaboren en la norma técnica que regule las transferencias de potencia de suficiencia conforme a las directrices del nuevo reglamento de potencia.

Con todo, enfrentados a un caso de escasez emergente, cabe distinguir si ésta se está produciendo a nivel local o no. A nivel local, el problema puede tratarse eventualmente con la creación de un nuevo subsistema, considerando una unidad de punta de tamaño y costo adecuados a dicho subsistema[43]. El costo de la unidad de punta de tamaño adecuado puede obtenerse del estudio cuadrienal, el cual ya debe encargarse para diferentes tamaños, sin necesidad de efectuar un estudio intermedio[44].

Si la situación emergente se verifica a nivel global, y encontrándose definido el tamaño y costo de la unidad del subsistema mayor -más allá de recoger la emergencia en el margen de reserva teórico- podría ser necesario no efectuar el estudio cuadrienal si se sabe que la cotización internacional de las turbinas ha experimentado un descenso, el cual no es consistente con la idea de atraer generación de emergencia, toda vez que la señal de precio que se otorgaría es contradictoria con las necesidades del sistema.

En relación con la elección de tamaño de la unidad de punta, es recomendable que la metodología, y criterios para su determinación, se establezca en una Norma Técnica. Tal metodología debe tener en cuenta los costos de desarrollo y operación de las tecnologías candidatas a operar en punta, así como condiciones de confiabilidad. Esta definición normativa permitiría a los desarrolladores, en un enfoque de largo plazo, estimar los ingresos por potencia de los proyectos de generación, y en particular los ingresos que se obtendrían al desarrollar unidades de punta.

Las condiciones de confiabilidad deben, asimismo, ser consistentes con las condiciones que al efecto se establezcan para la determinación de la potencia de suficiencia conforme lo

---

poco más. Se recomienda incluir esta temática al momento de discutirse la norma técnica que implemente las disposiciones del nuevo reglamento de potencia bajo la denominación "MRT señal de corto plazo versus señal permanente".

[43] La consideración de subsistemas de potencia obedece a un balance de oferta y demanda local de suministro, en que puede ser más conveniente el desarrollo de unidades de punta adecuadas al tamaño del subsistema que el refuerzo de los sistemas de transmisión.

[44] Respecto a lo señalado, debe considerarse que la posibilidad de distinguir subsistemas de potencia se incorporó con la promulgación de la Ley N°19.940 de 2004 (Ley Corta I), para atender los déficits de oferta que se producían al sur de la zona de Concepción debido a insuficiencias en el desarrollo de transmisión, y por pocas horas. Los desarrollos convenientes de generación en la zona, de tipo térmico, no se rentaban con el precio de potencia único del sistema -incluso considerando el factor de penalización- pues la capacidad económica requerida era de tamaño menor a la unidad de referencia del precio. Se optó entonces por reconocer en la zona un precio asociado a una turbina de menor tamaño, requiriéndose el reconocimiento de un subsistema y el correspondiente cambio legal.

señale la norma técnica a que se refiere el proyecto de reglamento en trámite[45].

En particular se recomienda indicar en la reglamentación:

- Establecer que el costo de la unidad de punta se determine cada cuatro años, sin dejar la posibilidad de que el mismo pueda determinarse antes de cumplido cada período cuadrienal, pero permitiendo, al cabo del cuadrienio, mantener el valor vigente por razones fundadas. Con esto se logra mayor estabilidad que en la situación actual, en que el regulador puede desarrollar el estudio de la unidad de punta con una frecuencia discrecional, mientras la misma no supere los cuatro años.
- Indicar que el tamaño de la unidad se determinará conforme lo indique una Norma Técnica, determinación que deberá efectuarse en base a consideraciones económicas y de confiabilidad. Un ejemplo de aplicación de una metodología posible se muestra en el anexo correspondiente.

6.2.3 Propuesta

Conforme a lo indicado, se propone modificar el texto del Artículo 49°:

Artículo 49° modificado:

> "Los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, **serán determinados cuadrienalmente sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos**, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.
>
> **El Estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.**
>
> **El tamaño de la unidad de punta será seleccionado por la Comisión conforme al procedimiento que se establezca en la norma técnica correspondiente, el cual deberá efectuarse en base a consideraciones económicas y de confiabilidad. Las señaladas consideraciones de confiabilidad deberán ser consistentes con aquellas establecidas en la determinación de la potencia de suficiencia de las unidades generadoras.**
>
> **Sin perjuicio de lo señalado, la Comisión podrá mantener el valor vigente del costo de la turbina por un cuadrienio adicional, sin perjuicio de sus condiciones de reajustabilidad, y en tanto existan razones fundadas para ello. De ser ejercida esta facultad, la Comisión deberá desarrollar un nuevo estudio al término del cuadrienio adicional indicado".**

[45] DS N°3 del 12 de enero de 2022, del Ministerio de Energía.

6.3. Procesos Precios de Nudo y Precios Estabilizados Pequeña Generación

6.3.1 Introducción

Se analiza en el presente acápite la consistencia técnica y administrativa entre las fijaciones -y procedimientos asociados- de los Precios de Nudo de Corto Plazo (PNCP) y el mecanismo de estabilización de precios aplicables a la generación inyectada por los medios de generación de pequeña escala[46], conforme los señalados conceptos de encuentran plasmados en la regulación que se encuentra en vigencia.

Si bien desde el punto de vista de las disposiciones de rango legal no se establece un vínculo técnico ni administrativo entre ambos conceptos, el mismo se produce a partir de la puesta en vigencia en 2005 de reglamentaciones que establecieron que el precio estabilizado a aplicar a la generación de pequeños medios de generación correspondería al precio de nudo[47], en tanto este último, por su concepción, da cuenta, entre otros, de una estabilización de costos marginales esperados en el sistema eléctrico para una ventana de entre 24 y 40 meses[48].

Visto los apartamientos que los precios estabilizados así definidos comenzaron a exhibir respecto de los costos marginales en el mercado de corto plazo, en particular en horas en que el nivel de estos costos marginales está fuertemente condicionado por la generación solar, se introdujo en 2020 una reforma en la reglamentación del mecanismo de estabilización, la cual estableció a este efecto la aplicación de precios diferenciados por bloques horarios, obtenidos a partir de los antecedentes y resultados de los procedimientos aplicados para la determinación de los precios de nudo de corto plazo[49].

Conforme lo anterior, la normativa vigente se mantiene, en los hechos, estableciendo un vínculo técnico entre ambos procedimientos, si bien, y bajo esta normativa, ambos se desarrollan conforme a procedimientos administrativos distintos.

De esta forma, estimándose que ambos tipo de precios, a saber, los precios de nudo de corto plazo, y los precios estabilizados para la generación de pequeña escala, deben dar cuenta en todo momento de las mismas expectativas económicas relativas al valor de la energía -en tanto se trata de procedimientos regulados destinados a valorar un producto genérico- se analiza en los puntos siguientes si existe la adecuada consistencia administrativa entre ambos procedimientos, efectuándose las correspondientes recomendaciones del caso.

---

[46] Artículo 149° de la LGSE.

[47] DS N°244 de 2005.

[48] El mecanismo de estabilización de los precios *spot* (costos marginales) que percibirían los pequeños medios de generación por sus inyecciones al mercado de corto plazo, se introdujo mediante la Ley N°19.940 en 2004 (Ley Corta I), con objeto de dar estabilidad financiera a generadores pequeños, los que, de otra forma, percibirían ingresos volátiles dados por la variación de los precios de corto plazo la cual se estimó muy elevada para estos agentes.

[49] DS N°88 de 2020.

6.3.2 Resumen de las Regulaciones

Precio de Nudo de Corto Plazo

De las disposiciones regulatorio-administrativas que regulan procedimiento de determinación y fijación del precio de nudo de corto plazo se desprende que:

- Los precios de nudo de corto plazo se fijan semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año.
- Estos precios se reajustan cuando el precio de la potencia de punta o de la energía, resultantes de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral, experimente una variación acumulada superior a diez por ciento.
- Si dentro del período de vigencia de la última fijación semestral los precios deben ser reajustados, la CNE debe calcular sus nuevos valores y deberá comunicarlo a las empresas suministradoras en un plazo máximo de 15 días contado desde la fecha en que se registró la referida variación.
- Los nuevos precios deben entrar en vigencia a partir de la fecha de comunicación por parte de la Comisión.
- Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo de corto plazo, éstos continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijados los nuevos precios de acuerdo a lo estipulado en los artículos anteriores. No obstante, las empresas eléctricas que suministren electricidad deberán abonar o cargar a las empresas distribuidoras y clientes regulados en su caso, las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo con los precios que se establezcan en el decreto de precio de nudo de corto plazo respectivo, por todo el período transcurrido entre el día de término del semestre respectivo y la fecha de publicación del nuevo decreto de precio de nudo de corto plazo.

Precios Estabilizados

- 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 cada fijación semestral de precios de nudo de corto plazo.
- El decreto que fija los precios estabilizados debe dictarse tres meses después de la dictación de los decretos que fijan los precios de nudo de corto plazo, el que deberá contener las respectivas fórmulas de indexación.
- Los precios estabilizados rigen a partir de su publicación en el Diario Oficial.

6.3.3 Análisis

Conforme a las regulaciones vigentes, y como se indicó en la parte introductoria de este apartado, el Ejecutivo, por vía reglamentaria, vinculó técnicamente la determinación de los precios estabilizados aplicables a las inyecciones de los generadores de pequeña escala[50]. Esta vinculación se efectuó primero mediante el DS 244° de 2005, que estableció que el precio estabilizado correspondería directamente al precio de nudo, y luego mediante el DS 88° de 2020, que establece actualmente que dicho precio estabilizado, determinado por bloques horarios, lo sería sobre la base de los antecedentes técnicos de la fijación de precios de nudo de corto plazo.

Considerando entonces que el precio estabilizado corresponde a un subproducto del proceso de cálculo de los precios de nudo de corto plazo, y que su determinación técnica no requeriría, o no tendría por qué requerir, la espera de antecedentes adicionales, llama la atención el desfase de tres meses que la reglamentación impone entre ambos procesos.

En efecto, existiendo un vínculo técnico más que estrecho entre ambas determinaciones, se esperaría que el mismo se verificara a través del tiempo, dando cuenta así, y en todo momento, de un precio que refleja en ambos segmentos una misma expectativa de los costos y/o valor del suministro de energía y potencia, pues estos son productos genéricos.

Se desprende entonces de la conceptualización indicada que la vigencia de ambos conjuntos de precios -PNCPs y precios estabilizados- debe ser coincidente, cuestión que, por la misma razón, aplica sobre los procesos de indexación intra semestral, los cuales, de ocurrir, deberían ser simultáneos, y aplicarse de modo de producir la misma variación sobre los respectivos componentes de precio de energía y potencia.

Por las razones señaladas, el equipo consultor propone que ambos procesos se consoliden en un mismo proceso técnico administrativo, cuestión que además traería consigo una economía de recursos para el regulador y/o una disminución de la carga regulatoria.

Se propone en concreto:

- La vigencia de los precios estabilizados sea la misma que la establecida en la LGSE para los precios de nudo de corto plazo. Hoy en día los precios estabilizados, no sólo están desfasados respecto a la vigencia de los precios de nudo de corto plazo, sino que su vigencia se extiende entre dos publicaciones de decretos sucesivos, con lo cual no se asegura una vigencia semestral.
- Las fórmulas de indexación, respecto de las cuales la CNE tiene libertad de diseño, deberían ser las mismas -mismo valor base y mismos indexadores- de modo que si las mismas se activan, el efecto y/o la variación correspondiente sea la misma, y para los mismos componentes de precio -energía y potencia- lo que en la práctica significa tener un solo mecanismo de indexación.
- Respecto a las fórmulas de indexación, el precio indexado que resulte de ellas debería regir desde el día en que se verifica su activación, y no desde la fecha de

[50] La LGSE delegó el diseño de su aplicación técnica y administrativa del mecanismo de estabilización de precios al reglamento correspondiente.

comunicación, por lo que debería operar retroactivamente. En efecto, cualquier dilación que se produzca en la comunicación de los valores indexados va en contra del objetivo de la fórmula cual es que los precio reflejen los costos en el momento en que se están produciendo, sin perjuicio de la existencia de umbrales.

- Finalmente, la consolidación de los procesos debe tener como expresión última que los precios correspondientes se fijen mediante el mismo decreto, y los mismos actos administrativos intermedios (informes técnicos preliminares y definitivos).

Como consideración final, el equipo consultor sugiere que la viabilidad de una vigencia semestral sea verificada jurídicamente, pues en el caso del precio de nudo de corto plazo la vigencia semestral se asegura con una aplicación retroactiva establecida por ley.

6.4. Ajuste de los PNCP a la Banda de Precios de Mercado

6.4.1 Resumen del Marco Normativo

Conforme las disposiciones legales y reglamentarias, en el caso del ajuste a la banda del PNCP, se verifica que la normativa establece que:

1. Los precios de nudo definitivos de energía y potencia que la CNE determine deben ser tales que el Precio Medio Teórico (PMT) se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado (LGSE, Art.166°).

2. El Precio Medio Teórico (PMT) corresponde al cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar las ventas efectuadas a precio libre y a precio de nudo de largo plazo, a los precios de nudo de energía y potencia determinados preliminarmente por la CNE, incluida en esta valoración los cargos únicos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros (LGSE, Art.167°).

3. El Precio Medio de Mercado (PMM), por su parte, se determina como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras y el total de la energía asociada a dichos suministros. Su valor se determina, en cada caso a partir de los precios medios y cantidades -energía y potencia- informadas a este efecto por los suministradores correspondientes. (LGSE, Art.167°).

   En caso de clientes libres ubicados al interior de zonas de distribución, la CNE debe descontar del precio medio informado el valor del peaje de distribución (DS N°86, Art. 55°).

4. Los antecedentes correspondientes a las facturaciones -precios medios y cantidades- a enviar por los suministradores corresponden al período de cuatro meses que va entre noviembre y febrero, para la fijación de abril, y entre mayo a

agosto para la fijación de octubre[51]. Los precios medios deben ser informados en pesos chilenos nominales (DS N°86, Art. 57°). A efectos de la comparación con los precios teóricos, la CNE deberá expresar los precios medios en términos reales según la variación experimentada por IPC (DS N°86, Art. 61°). Además de los precios medios, los suministradores deben remitir copias de las correspondientes facturas, diferenciando los tipos de cargo de transmisión aplicados. (DS N°86, Art. 55°).

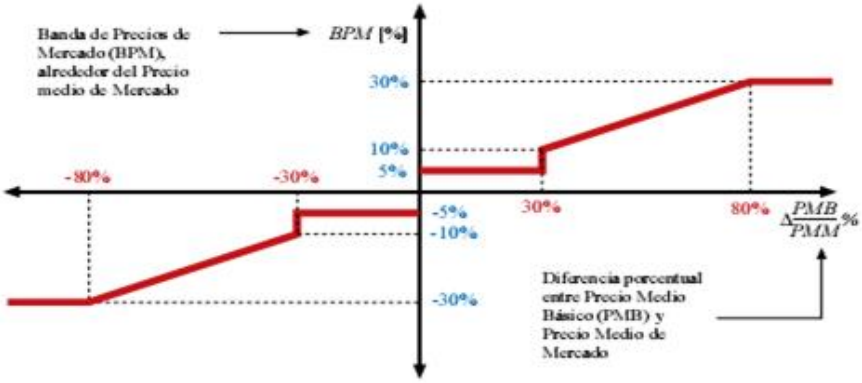
5. Los precios medios a informar por los suministros a precio libre deben circunscribirse al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago de los siguientes conceptos (DS N°86, Art. 57°):

   i) Intereses de ningún tipo ni origen;
   ii) IVA;
   iii) Multa por atrasos o mora;
   iv) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones;
   v) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones;
   vi) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros, y
   vii) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia.

6. Para establecer los límites de la Banda de Precios de Mercado, se define el denominado Precio Medio Básico (LGSE, Art.168°). El mismo queda definido reglamentariamente como el precio monómico teórico de energía y potencia en la subestación básica del sistema eléctrico, considerando el factor de carga anual del sistema (DS N°86, Art.62°)[52]. Así, los límites de la banda dependen de la diferencia porcentual que se verifique entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado (LGSE, Art. 168°), de acuerdo a lo mostrado en el siguiente gráfico:

[51] Sin perjuicio de lo indicado, que es lo establecido en el Artículo 167° de la LGSE, los agentes informan mensualmente estos antecedentes a los efectos del seguimiento mensual del valor del PMM.

[52] Definido por la CNE según valores históricos, conforme al mismo Art. N°62.



7. Finalmente, si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado, los precios de nudo de corto plazo determinados serán aceptados. Si no, la CNE debe multiplicar todos los precios de nudo de corto plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la banda (LGSE, Art.167°).

6.4.2 Análisis

El mecanismo de ajuste a la banda de precios de mercado existe en la LGSE desde su puesta en vigencia en 1982. Sin perjuicio de haber sufrido modificaciones en dos ocasiones, a saber, en 2004 con la Ley Corta I, y en 2005 con la Ley Corta II, el mecanismo se mantiene en la regulación eléctrica con el objetivo de que los precios de nudo determinados por el regulador no se aparten en exceso de los precios libremente pactados -u ofrecidos- por el segmento generador.

Así, la idea de comparar, y eventualmente, ajustar los precios de nudo de corto plazo determinados preliminarmente por el regulador a una banda de tolerancia en torno a los precios de mercado -obtenidos de negociaciones libres y/o de licitaciones competitivas- resulta adecuada, en opinión del equipo consultor, a la vez que ampliamente aceptada por los agentes del mercado, en tanto ha servido históricamente para dar certidumbre a estos agentes, a la vez que resulta plenamente consistente con los principios económicos del segmento de generación, esto es, con su organización como mercado competitivo.

En términos del análisis de los procedimientos actualmente en vigencia para producir este ajuste, el mismo se presenta en consistente en las normas toda vez que la Ley, y sus disposiciones reglamentarias, buscan que la comparación entre los valores teóricos y los de mercado se efectúe en una misma localización en que los precios están definidos -barra, nivel de tensión- y que el ajuste se produzca sobre el precio de la energía y no el de la potencia[53]. Esta última consideración obedece al hecho de que el precio de la potencia constituye una señal que no refleja la condición de escasez o exceso de oferta -como sí lo

[53] Esta forma de aplicar el ajuste se introdujo mediante la Ley Corta I (Ley N°19.940 de 2004), pues antes de esta modificación a la LGSE, el ajuste se aplicaba sobre los precios de energía y los de potencia.

hace el precio de la energía- verificándose además, según la experiencia del equipo consultor, que el precio de potencia es hoy en día normalmente trasladado por los suministradores a los clientes libres como un *passthrough*[54].

Resta entonces el análisis de orden comercial en términos de si el Precio Medio de Mercado, da cuenta de un producto comercialmente asimilable al producto que se valora a los precios de nudo de corto plazo. Para dar cuenta de este análisis debe considerarse las siguientes situaciones de hecho:

- Los contratos libres no dan cuenta de un producto estándar para el suministro eléctrico. Por definición, los términos comerciales pactados entre los suministradores y sus respectivos clientes libres, obedecen a un diseño estrictamente bilateral, por lo que se verificaran con alta probabilidad diferencias en la especificación del producto transado en cada caso.
- A su vez, los precios de nudo de corto plazo, suponen un estándar comercial específico que, por la razón anterior, no es necesariamente asimilable al del conjunto de los contratos a precio libre, como sí lo es para el caso de los contratos de suministro de las distribuidoras producto de las licitaciones.
- Cuando se implementó por primera vez el esquema de ventas a precio de nudo en 1982, incluido el mecanismo de ajuste de estos precios a la banda de mercado, los costos de comercialización de un suministrador con contratos estaban conformados sólo por costos de retiros de energía valorizados a costo marginal, costos de retiro de potencia, valorados al precio de la potencia de punta, y costos de transmisión (peajes de transmisión adicional).
- Actualmente, los costos de comercialización -aquellos en que el suministrador incurre por tener un contrato- incluyen:
    - Costos por retiro de energía valorizada a costo marginal horario;
    - Costo por retiro de potencia valorizada a precio de la potencia de punta;
    - Costos por servicios complementarios distintos a los asociados a nueva infraestructura de SSCC;
    - Costos por operación forzada de unidades (operación fuera de mérito);
    - Costos por efecto de impuesto a la ley de emisiones[55];
    - Costos por financiamiento del régimen de precios estabilizados;

Respecto a las situaciones descritas, y de acuerdo a la experiencia del consultor, se verifican dos casos, a saber, i) Caso Contratos de Clientes Libres; y ii) Caso Contratos de distribuidoras para el suministro de sus clientes regulados. En el primer caso se da la existencia de contratos en que los costos distintos a los costos por retiros de energía y potencia, o más bien, el valor esperado de ellos, se encuentran incluidos en los precios pactados, particularmente en el precio de la energía; sin embargo, también en el caso libre se da la situación de que estos costos son traslados al cliente en la forma de un *passthrough*

[54] Lo propio se da en los contratos de suministro de las distribuidoras.

[55] La porción del impuesto que se carga al retiro.

de los desembolsos efectivamente incluidos por estos conceptos[56]. En el segundo caso, el de las distribuidoras, la expectativa del valor de los costos distintos a los asociados a retiros de energía y potencia, se encuentra incorporada en el precio de energía.

La situación anterior conduce a la pregunta de si, conforme a las regulaciones actuales, los conceptos incorporados en los precios medios informados por los suministradores dan cuenta o no de *un precio de mercado* como el previsto en la ley, y la respuesta es eventualmente negativa, a menos que el precio de mercado dé cuenta efectivamente de todos los costos de comercialización en que incurre el suministrador, cuestión que sólo podría decirse de los precios cobrados por el suministro licitado de las distribuidoras.

Como antecedente de hecho, debe apuntarse también a que, hoy en día, el precio de nudo de corto plazo es utilizado para remunerar el suministro de muy pocos clientes regulados, pagando prácticamente el 100% de ellos el precio de nudo promedio de los contratos a precio de nudo de largo plazo. Asimismo, el precio de nudo de corto plazo, con la puesta en vigencia del DS N°88 de 2020, y en su aplicación de régimen, ya no constituye el precio estabilizado a pagar a los medios de generación de pequeña escala por sus inyecciones, considerándose para su remuneración los antecedentes que sirven de base para el cálculo del precio de nudo de corto plazo, pero no directamente él.

Verificándose inconsistente los actuales criterios de aplicación de la banda -fundamentalmente por la diversidad de diseños contractuales que exhibe y/o puede llegar a exhibir el segmento libre- se pueden plantear distintas alternativas de tratamiento.

En principio puede pensarse en establecer para el segmento libre la existencia de contratos estandarizados, sin afectar la libertad que este segmento tiene para negociar los precios. Sin embargo, y a juicio del equipo consultor, la libertad que hoy ostentan los consumidores no regulados, y sus respectivos suministradores, para pactar, sin restricciones, el diseño de sus acuerdos comerciales, se percibe como una cuestión deseable[57].

También puede considerarse, por otro lado, la incorporación en los precios teóricos de los costos de comercialización distintos al costo de la energía y potencia retirada de modo de recoger su efecto. Sin embargo, y al trabajarse con contratos no estandarizados, pueden existir contratos con clientes libres que consideran estos costos en el precio de la energía, y otros que no lo consideran, traspasando en este caso los cargos correspondientes bajo modalidad passthrough.

Una alternativa que, a juicio del equipo consultor, resulta interesante de aplicar para la consideración de la banda de precios de mercado, consiste en circunscribir el cálculo del PMM a los contratos licitados por las distribuidoras para el suministro de sus clientes regulados. Se tiene en este caso un tratamiento no discriminatorio para determinar el

[56] También ocurre que en la modalidad *passthrough* de los costos incurridos no se transfiere el 100% de ellos, sino que porcentajes resultantes del acuerdo entre las partes.

[57] El establecer contratos estandarizados para acuerdos de suministro no regulado puede observarse en la regulación de Guatemala, país que organiza su mercado eléctrico con principios muy similares a los aplicados en Chile. En efecto, la regulación guatemalteca establece para el segmento libre la posibilidad de acordar el suministro sólo según dos tipos de contrato estándar.

precio del 100% de los clientes sometidos a regulación de precios, esto es, incluyendo los contratos que hoy existen a precio de nudo de corto plazo. Se tiene además la ventaja de utilizar para la comparación de los precios teóricos una canasta de contratos que, por definición es estandarizada, y la cual, además, incluye la expectativa del valor de todos los costos de comercialización.

Debe notarse, además, que la canasta de contratos de las empresas distribuidoras, corresponde a prácticamente el 100% de los suministros regulados, lo que además representan en torno al 40% del suministro total del sistema, por lo que se estima que la misma exhibe una adecuada representación en términos estadístico.

La siguiente tabla muestra los precios medios del segmento libre y de distribuidoras conforme a información emanada de la misma CNE[58]

Publicación de PMM	PMM CLlibres [$/kWh]	PMM Distribudoras [$/kWh]
07 de Marzo de 2022	78,511	81,013
04 de Abril de 2022	79,170	79,876
03 de Mayo de 2022	80,718	80,439
02 de Junio de 2022	78,825	80,327
05 de Julio de 2022	78,937	80,152
02 de Agosto de 2022	83,125	79,841
05 de Septiembre de 2022	84,725	79,813
05 de Octubre de 2022	90,211	82,202
04 de Noviembre de 2022	92,392	84,197
01 de Diciembre de 2022	95,799	86,004
04 de Enero de 2023	99,677	88,403

En todo caso, y considerando que el régimen de precios de nudo de corto plazo sigue en aplicación para una porción relevante de los desarrolladores de medios de generación de pequeña escala conforme a las disposiciones transitorias del DS N°88, y que los precios aplicables a su producción, según se analiza en el siguiente punto, corresponde a un precio de inyección, los precios teóricos a confrontar con el PMM debe incluir los costos de comercialización y/o de retiro distintos a los costos de retiro de energía y potencia de modo de lograr una comparación consistente. El mismo argumento de consistencia conduce a que estos costos de comercialización, expresados por unidad de energía retirada, correspondan a la ventana de cuatro meses considerada para informar los antecedentes que determinan el PMM.

En definitiva, se proponen dos alternativas para el tratamiento regulatorio del tema:

Alternativa 1: Considerar en la canasta de contratos que conforma el PMM sólo los contratos suscritos con distribuidoras en virtud de las licitaciones que deben llevarse a

[58] www.cne.cl

cabo para el suministro de sus clientes regulados. En la comparación debe agregarse a los precios teóricos los costos de comercialización y/o de retiro distintos a los costos de retiro de energía y potencia observados en la ventana de cuatro meses considerada para informar los antecedentes que determinan el PMM.

Este tratamiento requiere las modificaciones normativas -legales y reglamentarias- que se desarrollan en el último anexo de este informe.

Alternativa 2: Consiste en incorporar en el precio medio teórico los cargos por costos de retiro que se encuentren vigentes en el período de cuatro meses que se está informando, y que de acuerdo a los antecedentes informados por los suministradores se entiendan incorporados en el precio de energía cobrado. Esta solución es de aplicación sistemática en el caso de suministros a distribuidores para clientes regulados, en los que deben adicionarse a los precios teóricos de energía y potencia los cargos por servicios complementarios y otros que estén vigentes. En el caso de los clientes libres la revisión debe efectuarse caso a caso a cada suministro informado para aplicar a los correspondientes precios teóricos los cargos de servicios complementarios y/o de transmisión según corresponda. Con todo, el equipo consultor reconoce la dificultad de implementación que esta solución pudiera tener, aunque la considera factible.

Este tratamiento requiere las modificaciones reglamentarias que se desarrollan en el literal 6.6 siguiente de este informe.

6.5. Ajuste de Banda en Precio Estabilizado

6.5.1 Resumen Marco Normativo

Las disposiciones normativas que se refieren al ajuste a la banda de mercado de los precios estabilizados, se presentan relativamente sencillas. En efecto, la norma instruye la consideración del precio medio teórico -que es un valor monómico- y del PMM, ambos obtenidos de la fijación de precios de nudo de corto plazo que inmediatamente precede a la fijación de precios estabilizados. La norma dispone de establezca la diferencia entre ambos, considerando los mismos límites determinados en la señala fijación de PNCP -se considera el mismo precio medio básico- determinando el monto en $/kWh que habría que adicionar o sustraer al precio teórico para que éste se ubique en los límites superior o inferior de la banda respectivamente. Este valor, que es único, se adiciona o sustrae, según corresponda, de los precios horarios determinados preliminarmente, para luego proceder a la informar los precios definitivos resultantes.

6.5.2 Análisis

Cuando se estableció en el DS N°244 de 2005[59] que el precio estabilizado correspondería al precio de nudo fijado por la autoridad -precio de nudo de corto plazo- la separación de

[59] Primera aplicación del mecanismo de estabilización.

este precio en bloques horarios -costos marginales estabilizados por bloque horario- instruida ahora en el DS N°88 de 2020, y conforme a los antecedentes de la fijación de precios de nudo, se entiende debía mantener una corrección por efecto de la banda de mercado.

Así, el ajuste a la banda instruido en el DS N°88 establece:

- El ajuste se determina considerando la variación entre el precio medio teórico y el precio medio de mercado obtenidos de la fijación de precio de nudo de corto plazo inmediatamente anterior.
- Establecidos los límites de la banda, el valor ajustado del precio medio teórico al límite de la banda, se absorbe la variación en el precio estabilizado de energía a fijar, estableciendo un ajuste aditivo -con su signo- en $/kWh.
- El valor a adicionar o a sustraer, corresponde a un valor único en $/kWh a aplicar en los precios de energía de todos los bloques horarios.

Esta aplicación merece diversas observaciones:

i) La primera y más evidente es que la corrección se aplica como un factor aditivo y no proporcional, como en el caso del ajuste de los precios de nudo de corto plazo[60]. Asimismo, el valor a adicionar es único, o el mismo, para todos los bloques horarios, cuestión que no podría ser de otra forma, visto que el valor del PMM no admite la posibilidad de separación horaria[61].

ii) Una observación menos evidente, eventualmente, es que los precios estabilizados, conforme a la LGSE, corresponden a precios para valorar *la inyección* de las centrales en el mercado de corto plazo, en cambio los precios de mercado -el PMM- contiene eventualmente otros costos que dan cuenta de un precio o costo comercial *de retiro*.

Respecto a la aplicación del ajuste vía adición de valores y no mediante aplicación de un factor multiplicativo, se verifica la eventual introducción de un sesgo para los distintos bloques horarios, los cuales obviamente no ven corregidos los respectivos precios de inyección en la misma proporción. Sin embargo, el problema de un ajuste de tipo multiplicativo, es la posibilidad que existe de determinar precios teóricos iguales a cero, o muy bajos, en bloques solares, cuestión que un ajuste de banda de tipo multiplicativo no puede corregir, aun cuando el PMM considere implícitamente costos distintos de cero en esos bloques. En tal sentido, el ajuste parece adecuado, mientras no exista un PMM que diferencie bloques horarios,

Respecto de la segunda observación, es opinión del equipo consultor que el precio de referencia para efectuar el ajuste, el PMM, no debe incorporar costos de comercialización que no son incurridos por los agentes que inyectan a precio estabilizado, como son los costos de retiro distintos a los precios de energía y potencia los cuales incorporan incluso

[60] Como el ajuste de los precios estabilizados no está instruido por ley, no tendría por qué obedecer al mismo criterio establecido en la LGSE para los precios de nudo de corto plazo.

[61] Los contratos libres de la canasta que conforman el PMM pueden o no haber establecido precios por bloques horarios y, de haberlo hecho, los mismos no tendrían por qué coincidir con los bloques definidos para el precio estabilizado de la generación de pequeña escala.

una componente de costo de retiro para financiar al propio mecanismo de estabilización cuando el costo marginal ocurrido en el sistema se encuentra por debajo de los precios estabilizados vigentes.

Una manera de corregir dicho efecto, eventualmente la única consistente, es incluir en los precios teóricos, y en la componente de energía[62], un cargo equivalente a los costos de retiro, no correspondientes a retiros de energía o potencia, verificados en el cuatrimestre para el que se calcula el PMM[63].

Si además, como se propone en la primera alternativa de ajuste del PNCP, el PMM sólo considerara los contratos estandarizados de las distribuidoras, cuyas bases de licitación consideran desde 2016 precios por bloques horarios, podría efectuarse una ajuste por banda horaria considerando al menos precios en horas solares y precios en horas no solares. Estimaciones del equipo consultor indican que hacia el año 2032, el 100% de los contratos licitados por distribuidoras estaría adscrito a la modalidad de precios horario, de continuar la CNE con esta política al diseñar las bases de licitación correspondientes.

Propuesta de Tratamiento

Conforme a lo analizado, para el ajuste a banda de los precios estabilizados a aplicar a la inyección de generadores de pequeña escala, se propone:

i) Utilizar los mismos parámetros de ajuste que en el caso del PNCP, esto es, precio medio básico, precio medio de mercado, precio medio teórico.
ii) Incorporar en el precio teórico los costos de comercialización de retiro, distintos a los costos de retiro de energía y potencia, por energía retirada observados en el período cuatrimestral considerado para el cálculo del PMM.
iii) A más largo plazo, cuando la totalidad de los contratos licitados para el suministro de distribuidoras se encuentre diseñados para dar cuenta de precios horarios, aplicar el ajuste de mercado por banda horaria.

La implementación regulatoria de propuestas i) y ii) se desarrollan el literal 6.6 siguiente.

[62] Todo costo de retiro se aplica proporcionalmente, y en función de los retiros de energía, a los agentes con contratos de suministro.

[63] Ver sección siguiente, en la cual se especifica el procedimiento normativo correspondiente.

6.6. Propuesta Modificación Normativa PNCP y Precio Estabilizado

PARTE 1: CONSOLIDACIÓN PROCESOS PNCP Y PRECIOS ESTABILIZADOS PEQUEÑA GENERACIÓN

Modificación DS N°88/2020

- **Artículo 17º, Texto Vigente**

Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9º del presente reglamento 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 y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial.

El decreto recién señalado deberá dictarse tres meses después de la dictación de los decretos que fijan los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo al artículo 171º de la Ley, el que deberá contener las respectivas fórmulas de indexación.

Estos precios se calcularán, por la Comisión, 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 de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

Para tal efecto, la Comisión, un mes después de la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, 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.

Asimismo, la Comisión deberá publicar dicho informe en su sitio web. Los Coordinados tendrán un plazo de diez días para observar ante la Comisión dicho informe.

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

a) La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo, antes referida, 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;

c) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y

d) Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado.

La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar de precios estabilizados, las cuales podrá acoger, total o parcialmente, o rechazar 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 a 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 los efectos de la dictación del decreto señalado en el inciso primero del presente

artículo.

- **Artículo 17°, Texto Propuesto**

Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9º del presente reglamento serán fijados **semestralmente** por el Ministerio de Energía, **con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto plazo, y en el mismo decreto que fije el valor de estos precios conforme se indica en el artículo 171° de la Ley**.

Los precios estabilizados se calcularán, por la Comisión, sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del sistema eléctrico nacional **considerados en las respectivas fijaciones** de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

Para tal efecto, la Comisión incluirá en los informes técnicos preliminar y definitivo que ésta debe emitir para comunicar los supuestos y resultados de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, los correspondientes resultados preliminar y definitivo del cálculo de los precios estabilizados.

El informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, y en lo respectivo al cálculo de precios estabilizados, deberá contener, al menos lo siguiente:

a) La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo, antes referida, 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;

c) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y

d) Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado, **las que no podrán diferir de las correspondientes fórmulas de indexación de los precios de Nudo de Corto Plazo, y que estarán sometidas a las mismas condiciones de aplicación.**

En lo referente al cálculo de precios estabilizados, la Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar indicado, las cuales podrá acoger, total o parcialmente, o rechazar fundadamente, debiendo incluir en el informe definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo los resultados del proceso de determinación de los precios estabilizados.

- **Artículo 26º, Texto Vigente**

La Comisión deberá publicar dentro de los primeros cinco días de cada mes, en su sitio web, la variación que experimenten los indexadores definidos para los precios estabilizados.

Si dentro del periodo que medie entre la publicación de los informes técnicos definitivos de precio estabilizado, al aplicar la fórmula de indexación respectiva, estos precios experimentan una variación acumulada superior al diez por ciento, éstos serán reajustados, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios estabilizados y comunicarlos al Coordinador a efectos éste lo informe a los Coordinados.

- **Artículo 26º, Texto Propuesto**

La Comisión deberá publicar en su sitio web la variación que experimenten los indexadores definidos para los precios estabilizados conjuntamente con la publicación de la variación de los indexadores correspondientes a los Precios de Nudo de Corto Plazo.

Si dentro del periodo semestral de vigencia de los Precios Nudo de Corto Plazo, al aplicar la fórmula de indexación respectiva, los Precios de Nudo de Corto Plazo experimentan una variación acumulada superior al diez por ciento, **los precios estabilizados serán reajustados en iguales condiciones que los Precios de Nudo de Corto Plazo**, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios estabilizados y comunicarlos al Coordinador a efectos éste lo informe a los Coordinados.

De producirse la situación descrita en el inciso precedente, los nuevos precios estabilizados regirán desde la fecha en que se activó la indexación, independiente de la fecha en que éstos sean comunicados por la Comisión.

- **Se agrega nuevo artículo 125°**

Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo de corto plazo, los precios estabilizados continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijados los nuevos precios estabilizados en el decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente.

No obstante, el Coordinador deberá determinar las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo con los precios estabilizados que se establezcan en el decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo respectivo, por todo el período transcurrido entre el día de término del semestre correspondiente y la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las diferencias señaladas que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés que aplique el Coordinador para operaciones de reliquidación, y que se encuentre vigente a la fecha de publicación de los nuevos precios de nudo de corto plazo, por los períodos a que se refiere el inciso anterior. Las reliquidaciones a que den lugar las diferencias producidas serán efectuadas conforme los procedimientos y plazos aplicados por el Coordinador a estos efectos.

Artículo 65°, Texto Vigente

Si dentro del período de vigencia de la última fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, los precios deben modificarse en virtud de lo expresado en el artículo 12º del presente Reglamento, la Comisión calculará los nuevos valores de los Precios de Nudo de Corto Plazo que resulten de aplicar las fórmulas de indexación correspondientes y los comunicará a las empresas suministradoras en un plazo máximo de 15 días contado desde la fecha en que se registró la referida variación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Los nuevos precios deberán entrar en vigencia a partir de la fecha de comunicación por parte de la Comisión.

Artículo 65°, Texto Propuesto

Si dentro del período de vigencia de la última fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, los precios deben modificarse en virtud de lo expresado en el artículo 12º del presente Reglamento, la Comisión calculará los nuevos valores de los Precios de Nudo de Corto Plazo que resulten de aplicar las fórmulas de indexación correspondientes y los comunicará a las empresas suministradoras en un plazo máximo de 15 días contado desde la fecha en que se registró la referida variación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Los nuevos precios deberán entrar en vigencia a partir de la fecha en que se registró la variación, independiente de la fecha de comunicación por parte de la Comisión.

PARTE 2: AJUSTE BANDA DE PRECIOS PNCP Y PRECIOS ESTABILIZADOS PEQUEÑA GENERACIÓN

ALTERNATIVA 1

Modificación LGSE

Artículo 166°, Vigente

Las empresas y entidades, a que se refiere el artículo 165°, comunicarán a la Comisión, en los plazos que se establezcan en el reglamento, sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Cada empresa deberá informar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, al menos, lo siguiente:

a) La potencia;

b) La energía;

c) El punto de suministro correspondiente;

d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y

e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo.

La información indicada en las letras anteriores corresponderá a la del segundo mes anterior al de la comunicación señalada en el inciso primero.

Los precios medios señalados en las letras d) y e) deberán ser expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento.

La Comisión podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos de energía y potencia que ésta determine deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado señalada en el artículo 168º.

Artículo 166°, Propuesto

Las empresas y entidades, a que se refiere el artículo 165°, comunicarán a la Comisión, en los plazos que se establezcan en el reglamento, sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Cada empresa deberá informar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, al menos, lo siguiente:

a) La potencia;

b) La energía;

c) El punto de suministro correspondiente; **y**

~~d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y~~

d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo.

La información indicada en las letras anteriores corresponderá a la del segundo mes anterior al de la comunicación señalada en el inciso primero.

Los precios medios señalados **en la letra d)** deberá ser expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento.

La Comisión podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos de energía y potencia que ésta determine deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado señalada en el artículo 168º.

Artículo 167°, Vigente

El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente:

1) A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período 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°;

2) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informadas conforme al artículo 166°, se determinará el Precio Medio Teórico. Este se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115°, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior;

3) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 168º, los precios de nudo de corto plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo de corto plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.

Artículo 167°, Propuesto

El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente:

1) A partir de los precios medios informados conforme a la letra d) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a ~~clientes libres y~~ distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período 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°;

2) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a ~~clientes libres y~~ distribuidoras, informadas conforme al artículo 166°, se determinará el Precio Medio Teórico. Este se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, ~~incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115º~~, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior;

3) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 168º, los precios de nudo de corto plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo de corto plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.

Modificación DS N°86/2013

Artículo 55°, Texto Vigente

Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 165º de la ley, comunicarán a la Comisión, antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al Informe Técnico elaborado por la Comisión a que se refiere el Capítulo 1 del Título V del presente Reglamento. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes finales no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, lo siguiente:

a) La potencia, tanto en punta como fuera de punta y la suministrada;
b) La energía suministrada;
c) El punto de suministro correspondiente;
d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre;
e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a Precios de Nudo de Largo Plazo, y
f) La factura electrónica respectiva, desglosada en cada uno de los ítem o cargos que la constituyen, especificando los cargos por transporte, ya sea en sistemas de transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y/o distribución.

Para el caso de los clientes libres que reciban suministro desde instalaciones de distribución y sean abastecidos por una empresa de generación-transporte, la Comisión descontará el peaje de distribución correspondiente, con el objeto de referir el precio de ese retiro al punto de inyección del sistema de distribución respectivo.

Artículo 55°, Texto Propuesto

Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 165º de la ley, comunicarán a la Comisión, antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al Informe Técnico elaborado por la Comisión a que se refiere el Capítulo 1 del Título V del presente Reglamento. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes finales no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, lo siguiente:

a) La potencia, tanto en punta como fuera de punta y la suministrada;
b) La energía suministrada;
c) El punto de suministro correspondiente;
~~d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre;~~
e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a Precios de Nudo de Largo Plazo, y
f) La factura electrónica respectiva, desglosada en cada uno de los ítem o cargos que la constituyen. ~~especificando los cargos por transporte, ya sea en sistemas de transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y/o distribución~~.

~~Para el caso de los clientes libres que reciban suministro desde instalaciones de distribución y sean abastecidos por una empresa de generación-transporte, la Comisión descontará el peaje de distribución correspondiente, con el objeto de referir el precio de ese retiro al punto de inyección del sistema de distribución respectivo.~~

Artículo 57°, Texto Vigente

La información indicada en los artículos 55º y 56º del presente Reglamento, comprenderá al período de cuatro meses desde noviembre a febrero, para el caso del proceso tarifario de abril, y el período desde mayo a agosto, para el proceso de octubre.

Los precios medios señalados en las letras d) y e) de dichos artículos, deberán ser informados en términos nominales en moneda nacional. Sin perjuicio de lo anterior y para efectos del cálculo del precio medio de mercado, la Comisión deberá expresar dichos precios en términos reales de conformidad a lo señalado en el artículo 61º del presente Reglamento.

Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado y las comunicaciones del artículo 55º y del artículo 56º del presente Reglamento, las que constituirán su respaldo.

Los precios medios informados conforme a los artículos indicados en el inciso anterior, deberán estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los clientes libres, de los siguientes ítems:

a) Intereses de ningún tipo ni origen;
b) IVA;
c) Multa por atrasos o mora;
d) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones;
e) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones;
f) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros, y
g) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que el cliente haya pagado alguno de los ítems señalados precedentemente, las empresas deberán informarlo en forma adicional a la Comisión.

Artículo 57°, Texto Propuesto

La información indicada en los artículos 55º y 56º del presente Reglamento, comprenderá al período de cuatro meses desde noviembre a febrero, para el caso del proceso tarifario de abril, y el período desde mayo a agosto, para el proceso de octubre.

Los precios medios señalados en **la letra d)** de dichos artículos, deberán ser informados en términos nominales en moneda nacional. Sin perjuicio de lo anterior y para efectos del cálculo del precio medio de mercado, la Comisión deberá expresar dichos precios en términos reales de conformidad a lo señalado en el artículo 61º del presente Reglamento.

Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado y las comunicaciones del artículo 55º y del artículo 56º del presente Reglamento, las que constituirán su respaldo.

Los precios medios informados conforme a los artículos indicados en el inciso anterior, deberán estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los clientes libres, de los siguientes ítems:

a) Intereses de ningún tipo ni origen;
b) IVA;
c) Multa por atrasos o mora;

d) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones;
e) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones;
f) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros, y
g) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que el cliente haya pagado alguno de los ítems señalados precedentemente, las empresas deberán informarlo en forma adicional a la Comisión.

Artículo 61°, Texto Vigente

A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo 55º del presente Reglamento, la Comisión calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el referido artículo, debidamente reajustados según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento.

Artículo 61°, Texto Propuesto

A partir de los precios medios informados conforme a **la letra d)** del artículo 55º del presente Reglamento, la Comisión calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el referido artículo, debidamente reajustados según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento.

Artículo 63°, Texto Vigente

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

a) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

b) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo,

sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

Artículo 63°, Texto Propuesto

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

a) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados **a las distribuidoras**, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, ~~incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión~~ **adicionando los costos por kilowatt-hora correspondientes a costos de retiro verificados en el sistema eléctrico, distintos a los costos de retiro de energía y potencia, ocurridos el cuatrimestre en que se determina el Precio Medio de Mercado** y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

b) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

ALTERNATIVA 2:

Modificación DS N°86/2013

Artículo 63°, Texto Vigente

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

a) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

b) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

Artículo 63°, Texto Propuesto

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

a) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

   Asimismo, la Comisión incorporará en el cálculo del Precio Medio Teórico todos aquellos costos distintos al suministro de energía y potencia, que tengan contrapartida en el Precio Medio de Mercado que ella determine, de modo que la comparación entre el Precio Medio Teórico, y el Precio Medio de Mercado sólo dé cuenta de la diferencia entre los costos teóricos de la energía y potencia calculados, y los costos de energía y potencia de mercado.

b) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

6.7. Impacto de las propuestas

A juicio del Consultor, las propuestas que se han planteado introducen perfeccionamientos en la determinación de los precios de nudo de corto plazo y en los precios estabilizados que, como se indicó, pueden permitir el otorgar señales que disminuyan grados de incertidumbre en el desarrollo del segmento generación, reduciendo riesgos en los procesos de inversión, así como en costos de comercialización no controlables por los generadores, lo que en definitiva conduce a menores precios de energía en el mercado a largo plazo.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los cambios regulatorios propuestos:

Tabla 43 Resumen cambios regulatorios propuestos

Materia	Normativa a Modificar	Texto Propuesto
Factores de Modulación	Artículo 37° del DS N°106 de 2016	Los precios de energía en los Puntos de Compra serán iguales al precio de oferta del Adjudicatario, establecido en el respectivo Punto de Oferta, debidamente indexado, multiplicado por la razón entre el factor de modulación de energía del Punto de Compra y el factor de modulación de energía del Punto de Oferta. Estos factores de modulación corresponderán a los factores de modulación de energía incluidos en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a la fecha de facturación, **y serán determinados considerando un horizonte de seis meses de operación del sistema.**
Costo Unidad de Punta	Artículo 49° del DS N°86, de 2012	"Los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas definidos por la Comisión, **serán determinados cuadrienalmente sobre la base de un Estudio de Costos de Unidades de Punta para los respectivos sistemas eléctricos**, el cual podrá ser contratado por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes. **El Estudio señalado deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico y disponibilidad de insumo primario de generación, entre otros aspectos.** **El tamaño de la unidad de punta será seleccionado por la Comisión conforme al procedimiento que se establezca en la norma técnica correspondiente, el cual deberá efectuarse en base a consideraciones económicas y de confiabilidad. Las señaladas consideraciones de confiabilidad deberán ser consistentes con aquellas establecidas en la determinación de la potencia de suficiencia de las unidades generadoras.** **Sin perjuicio de lo señalado, la Comisión podrá mantener el valor vigente del costo de la turbina por un cuadrienio adicional, sin perjuicio de sus condiciones de reajustabilidad, y en tanto existan razones fundadas para ello. De ser ejercida esta facultad, la Comisión deberá desarrollar un nuevo estudio al término del cuadrienio adicional indicado".**
Consolidación Procesos PNCP y Precios Estabilizados	Artículo 17° DS N°88/2020	Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9º del presente reglamento serán fijados **semestralmente** por el Ministerio de Energía, **con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto plazo, y en el mismo decreto que fije el valor de estos precios conforme se indica en el artículo 171° de la Ley**. **Los precios estabilizados** se calcularán, por la Comisión, sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del sistema eléctrico nacional **considerados en las respectivas fijaciones** de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

Materia	Normativa a Modificar	Texto Propuesto
		Para tal efecto, la Comisión incluirá en los informes técnicos preliminar y definitivo que ésta debe emitir para comunicar los supuestos y resultados de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, los correspondientes resultados preliminar y definitivo del cálculo de los precios estabilizados. **El informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, y en lo respectivo al cálculo de precios estabilizados, deberá contener, al menos lo siguiente:** a) La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo, antes referida, 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; c) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y d) Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado, **las que no podrán diferir de las correspondientes fórmulas de indexación de los precios de Nudo de Corto Plazo, y que estarán sometidas a las mismas condiciones de aplicación.** **En lo referente al cálculo de precios estabilizados, la Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar indicado, las cuales podrá acoger, total o parcialmente, o rechazar fundadamente, debiendo incluir en el informe definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo los resultados del proceso de determinación de los precios estabilizados.**
Consolidación Procesos PNCP y Precios Estabilizados	Artículo 26° DS N°88/2020	**La Comisión deberá publicar en su sitio web la variación que experimenten los indexadores definidos para los precios estabilizados conjuntamente con la publicación de la variación de los indexadores correspondientes a los Precios de Nudo de Corto Plazo.** **Si dentro del periodo semestral de vigencia de los Precios Nudo de Corto Plazo, al aplicar la fórmula de indexación respectiva, los Precios de Nudo de Corto Plazo** experimentan una variación acumulada superior al diez por ciento, **los precios estabilizados serán reajustados en iguales condiciones que los Precios de Nudo de Corto Plazo**, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios estabilizados y comunicarlos al Coordinador a efectos éste lo informe a los Coordinados. **De producirse la situación descrita en el inciso precedente, los nuevos precios estabilizados regirán desde la fecha en que se activó la indexación, independiente de la fecha en que éstos sean comunicados por la Comisión.**
Consolidación Procesos PNCP y Precios Estabilizados	Se agrega nuevo artículo 125°	**Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo de corto plazo, los precios estabilizados continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijados los nuevos precios estabilizados en el decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente.**

Materia	Normativa a Modificar	Texto Propuesto
		No obstante, el Coordinador deberá determinar las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo con los precios estabilizados que se establezcan en el decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo respectivo, por todo el período transcurrido entre el día de término del semestre correspondiente y la fecha de publicación del nuevo decreto. **Las diferencias señaladas que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés que aplique el Coordinador para operaciones de reliquidación, y que se encuentre vigente a la fecha de publicación de los nuevos precios de nudo de corto plazo, por los períodos a que se refiere el inciso anterior. Las reliquidaciones a que den lugar las diferencias producidas serán efectuadas conforme los procedimientos y plazos aplicados por el Coordinador a estos efectos.**
Consolidación Procesos PNCP y Precios Estabilizados	Artículo 65° DS 86/2013	Si dentro del período de vigencia de la última fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, los precios deben modificarse en virtud de lo expresado en el artículo 12º del presente Reglamento, la Comisión calculará los nuevos valores de los Precios de Nudo de Corto Plazo que resulten de aplicar las fórmulas de indexación correspondientes y los comunicará a las empresas suministradoras en un plazo máximo de 15 días contado desde la fecha en que se registró la referida variación de Precios de Nudo de Corto Plazo. **Los nuevos precios deberán entrar en vigencia a partir de la fecha en que se registró la variación, independiente de la fecha de comunicación por parte de la Comisión.**
Ajuste a Banda PNCP y Precios Estabilizados (ALTERNATIVA 1)	Artículo 166° LGSE	Las empresas y entidades, a que se refiere el artículo 165°, comunicarán a la Comisión, en los plazos que se establezcan en el reglamento, sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Cada empresa deberá informar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, al menos, lo siguiente: a) La potencia; b) La energía; c) El punto de suministro correspondiente; **y** ~~d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y~~ **d)** El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo. La información indicada en las letras anteriores corresponderá a la del segundo mes anterior al de la comunicación señalada en el inciso primero. Los precios medios señalados **en la letra d)** deberá ser expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento. La Comisión podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos de energía y potencia que ésta determine deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado señalada en el artículo 168º.

Materia	Normativa a Modificar	Texto Propuesto
Ajuste a Banda PNCP y Precios Estabilizados (ALTERNATIVA 1)	Artículo 167° LGSE	El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente: 1) A partir de los precios medios informados conforme a la letra d) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a ~~clientes libres y~~ distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período 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°; 2) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a ~~clientes libres y~~ distribuidoras, informadas conforme al artículo 166°, se determinará el Precio Medio Teórico. Este se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, ~~incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115º~~, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior; 3) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 168º, los precios de nudo de corto plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo de corto plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.
Ajuste a Banda PNCP y Precios Estabilizados (ALTERNATIVA 1)	Artículo 55° DS N°86/2013	Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 165º de la ley, comunicarán a la Comisión, antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al Informe Técnico elaborado por la Comisión a que se refiere el Capítulo 1 del Título V del presente Reglamento. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes finales no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, lo siguiente: a) La potencia, tanto en punta como fuera de punta y la suministrada; b) La energía suministrada; c) El punto de suministro correspondiente; ~~d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre;~~ e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a Precios de Nudo de Largo Plazo, y

Materia	Normativa a Modificar	Texto Propuesto
		f) La factura electrónica respectiva, desglosada en cada uno de los ítem o cargos que la constituyen. ~~especificando los cargos por transporte, ya sea en sistemas de transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y/o distribución~~. ~~Para el caso de los clientes libres que reciban suministro desde instalaciones de distribución y sean abastecidos por una empresa de generación transporte, la Comisión descontará el peaje de distribución correspondiente, con el objeto de referir el precio de ese retiro al punto de inyección del sistema de distribución respectivo.~~
Ajuste a Banda PNCP y Precios Estabilizados (ALTERNATIVA 1)	Artículo 57° DS N°86/2013	La información indicada en los artículos 55º y 56º del presente Reglamento, comprenderá al período de cuatro meses desde noviembre a febrero, para el caso del proceso tarifario de abril, y el período desde mayo a agosto, para el proceso de octubre. Los precios medios señalados en **la letra d)** de dichos artículos, deberán ser informados en términos nominales en moneda nacional. Sin perjuicio de lo anterior y para efectos del cálculo del precio medio de mercado, la Comisión deberá expresar dichos precios en términos reales de conformidad a lo señalado en el artículo 61º del presente Reglamento. Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado y las comunicaciones del artículo 55º y del artículo 56º del presente Reglamento, las que constituirán su respaldo. Los precios medios informados conforme a los artículos indicados en el inciso anterior, deberán estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los clientes libres, de los siguientes ítems: a) Intereses de ningún tipo ni origen; b) IVA; c) Multa por atrasos o mora; d) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones; e) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones; f) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros, y g) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia. Sin perjuicio de lo anterior, en caso que el cliente haya pagado alguno de los ítems señalados precedentemente, las empresas deberán informarlo en forma adicional a la Comisión.
Ajuste a Banda PNCP y Precios Estabilizados (ALTERNATIVA 1)	Artículo 61 DS N°86/2013	A partir de los precios medios informados conforme a **la letra d)** del artículo 55º del presente Reglamento, la Comisión calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el referido artículo, debidamente reajustados según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento.

Materia	Normativa a Modificar	Texto Propuesto
Ajuste a Banda PNCP y Precios Estabilizados (ALTERNATIVA 1)	Artículo 63 DS N°86/2013	La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento: a) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados **a las distribuidoras**, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, ~~incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión~~ **adicionando los costos por kilowatt-hora correspondientes a costos de retiro verificados en el sistema eléctrico, distintos a los costos de retiro de energía y potencia, ocurridos el cuatrimestre en que se determina el Precio Medio de Mercado** y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento; b) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.
Ajuste a Banda PNCP y Precios Estabilizados (ALTERNATIVA 2)	Artículo 63° DS N°86/2013	La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento: a) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

Materia	Normativa a Modificar	Texto Propuesto
		Asimismo, la Comisión incorporará en el cálculo del Precio Medio Teórico todos aquellos costos distintos al suministro de energía y potencia, que tengan contrapartida en el Precio Medio de Mercado que ella determine, de modo que la comparación entre el Precio Medio Teórico, y el Precio Medio de Mercado sólo dé cuenta de la diferencia entre los costos teóricos de la energía y potencia calculados, y los costos de energía y potencia de mercado. b) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

7. Anexo

7.1. Supuestos de simulación.

Se realizó un traspasó del modelo utilizado en OSE2000 del segundo semestre 2022 al modelo SDDP. Los siguientes parámetros del modelo fueron considerados.

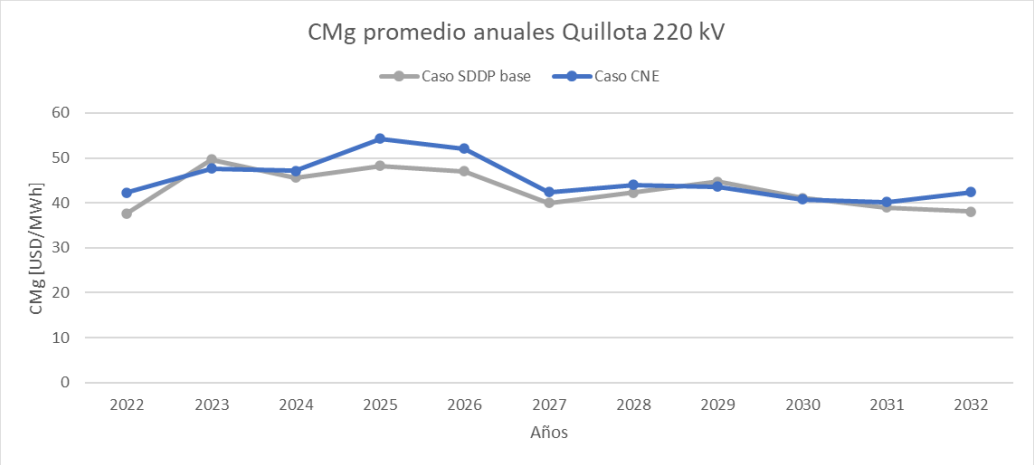
- Caudales de las cuencas considerando 34 hidrologías.
- Rendimientos de centrales hidráulicas de embalse.
- Centrales existentes.
- Plan de obra de generación.
    - Obras declaradas en construcción
    - Comprometidas
    - Indicativas
- Plan de descarbonización
- Disponibilidad de gas.
- Costos variables de las centrales
- Perfiles de generación.
    - Tres perfiles solares.
    - Perfiles eólicos de centrales.
    - Perfiles de baterías.
- Costos variables de generación de centrales térmicas.
- Costos de falla.
- Mantenimientos térmicos de centrales grandes.
- Factores de modulación de precios de combustibles

Aspectos con consideraciones propias del consultor:

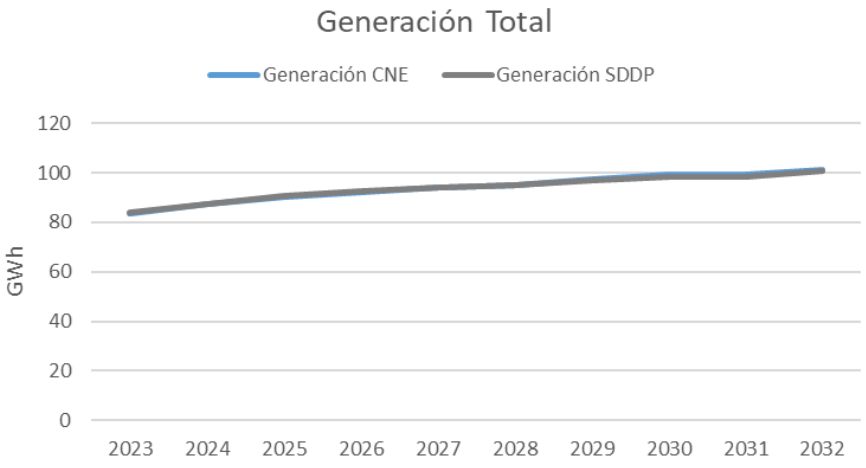
- Cotas iniciales de embalse
- Barras del sistema
- Líneas de transmisión
- No consideración de regulación de frecuencia y tensión

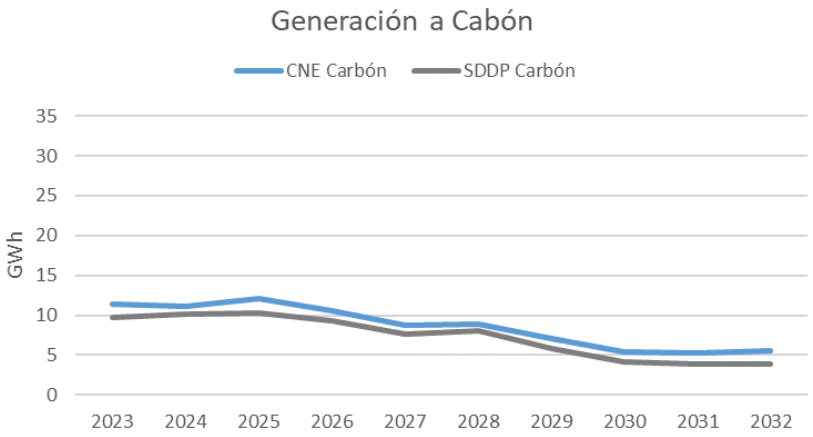
7.2. Comparación de los resultados obtenidos entre ambos modelos.

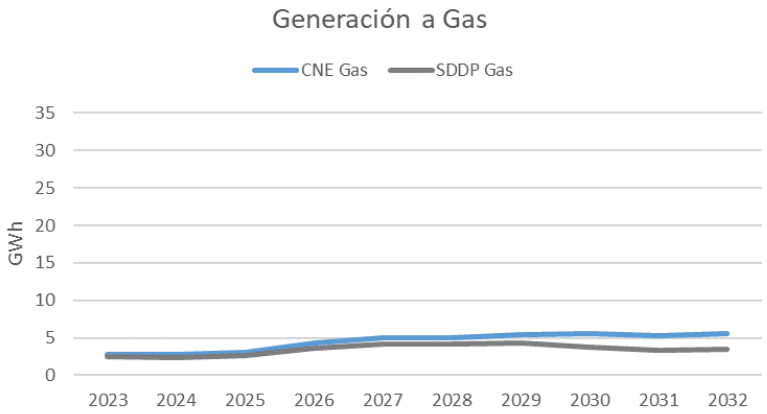
A continuación, se observa la comparación de costos marginales para la barra Quillota 220 kV.

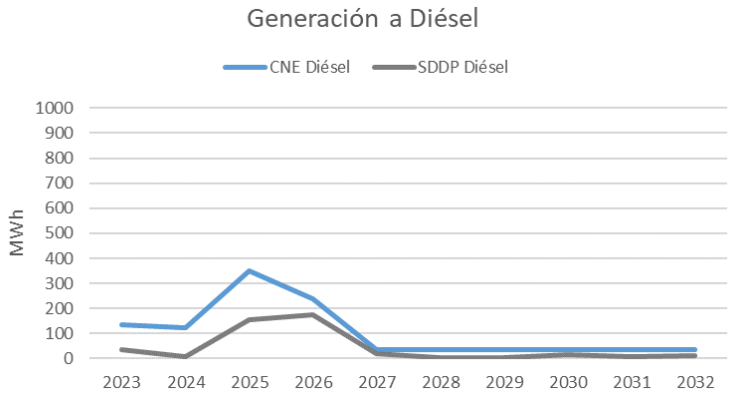


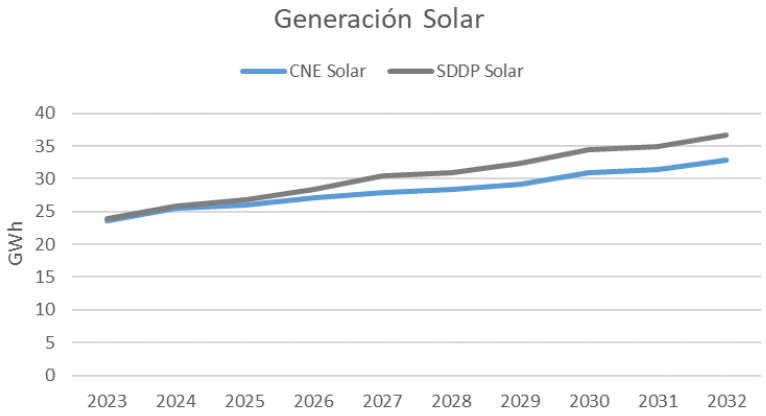
A continuación, se verán distintos gráficos donde se comparan ambos modelos en base a la generación total del sistema y por tecnología.

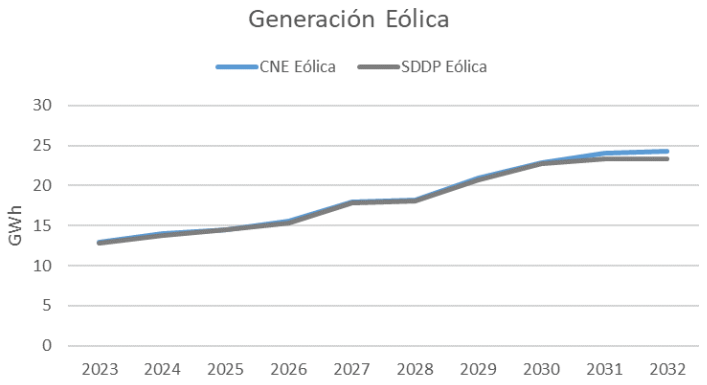


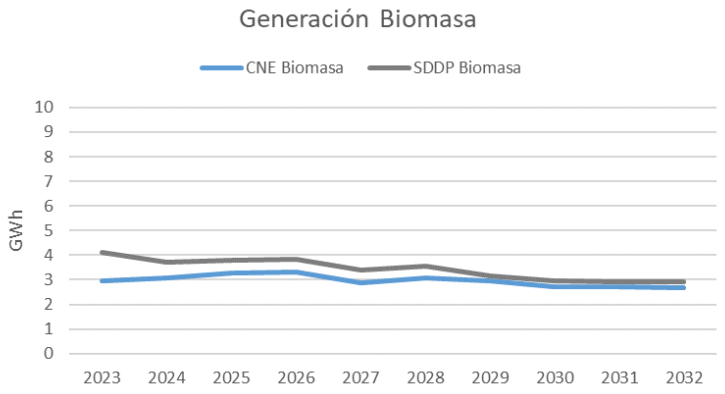


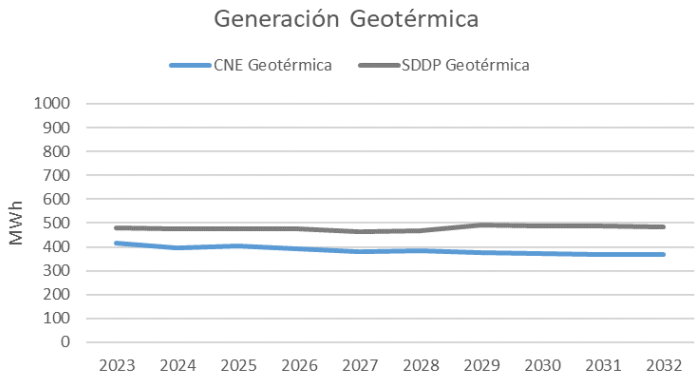



Generación a Diésel
CNE Diésel
SDDP Diésel
MWh
1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
0
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032


Generación Solar
CNE Solar
SDDP Solar
GWh
40
35
30
25
20
15
10
5
0
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032


Generación Eólica
CNE Eólica
SDDP Eólica
GWh
30
25
20
15
10
5
0
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032


Generación Biomasa
CNE Biomasa
SDDP Biomasa
GWh
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032



7.3. Metodología Alternativa de estimación de los factores de modulación de combustibles

Como se mencionó, en el caso en que no fuera posible implementar la propuesta principal (ajuste en la temporalidad y frecuencia de los "Informe de proyecciones de precios de combustibles") se propone un proceso alternativo a ser realizado por el equipo de trabajo de la CNE a cargo de los Informes de nudo de corto plazo.

Para el desarrollo de una metodología alternativa de cálculo de los factores de modulación a aplicar a los precios de los combustibles, el primer punto es determinar cuál será la evolución espera de los combustibles en los mercados internacionales. Para dicho fin, sugiere el Consultor utilizar fuentes públicas reconocidos internacionalmente. Hay que considerar que las distintas fuentes, tienen distintas formas de entregar información, y que, para poder utilizarlas como base para estimar curvas de modulación de precios locales, deben realizarse diversas estimaciones y ajustes sobre los mismo.

A continuación, se detallan algunas fuentes internacionales con buena reputación:

- Banco Mundial: El banco mundial publica informes de proyección de precios de commodities (incluyendo combustibles) con periodicidad semestral, en Abril y Octubre de cada año).
  Fuente: https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets "Prices Forecast" (PDF)
  Los informes del Banco Mundial de 2022 sólo han incluido proyecciones de corto plazo (hasta 2024). Sin embargo, en el pasado las proyecciones contemplaban los próximos 10 a 15 años. Por ejemplo, en octubre de 2021 la proyección realizada incluía el período 2021-2035 con mayor detalle hasta 2025 y luego años de corte en 2030 y 2035.
  Los informes consideran precios esperados para el petróleo Brent (en el pasado era un precio internacional promedio), Henry Hub y Carbón Australia. Adicionalmente muestra precios de gas en Europa y Japón.
- Energy Information Administration (EIA): Publica informes de proyección de precios de precios de combustibles con periodicidad anual, usualmente en enero de cada año, aunque en 2022 (y esperado 2023) se publicó en marzo. Las proyecciones son de largo plazo, abarcando hasta 2050 en las últimas publicaciones.
  Fuente: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.php (Table 1)
  Los informes consideran precios esperados para el petróleo Brent y WTI, Henry Hub y Carbón local de estados unidos.

- Fondo Monetario Internacional (FMI): Publica informes de proyección de precios de precios de combustibles con periodicidad semestrales, usualmente en abril y octubre de cada año. Las proyecciones son de mediano plazo, abarcando hasta 2027 en el informe de octubre 2022.
  Fuente: https://www.imf.org/en/Publications/WEO
  En particular para Octubre 2022:
  https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October/
  Pasos a seguir: By Country Groups / Select All (Continue) / Select All (Continue) / Range: 2020 – 2027 (ejemplo) / Prepare Report / Download report
  Se descarga una excel con todo el detalle de información histórica y proyectada del rango seleccionado.
  Los informes consideran precios esperados para el petróleo Brent, WTI, Dubai y promedio, gas natural Henry Hub y Carbón Australia y Sudáfrica.
  Los precios informados están en dólares corrientes (nominal) de cada año por lo que a los fines de simulación deben ser convertidos a dólares constantes (valor real), utilizando las proyecciones de inflación internacional que contempla el mismo informe.
- Futuros de compra de combustibles: Se pueden utilizar proyecciones a partir de los precios futuros de los combustibles de interés.
  Existen diversas fuentes de información en el mercado, pero una fuente pública y confiable es CME Group:
  Crudo Brent: https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/brent-crude-oil-last-day.quotes.html
  Henry Hub: https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.quotes.html
  Carbón Sudáfrica: https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-4-fob-richards-bay-argus-mccloskey.quotes.html
  Cabe destacar que los precios de los futuros están fijados por transacciones acordadas entre privadas. Se observa que los volúmenes transaccionados luego del primer año de proyección se reducen sustancialmente. Por tal razón, entiende el Consultor que las referencias de precio de largo plazo pierden representatividad al estar reflejando transacciones puntuales. Se recomienda que esta fuente de información, si es utilizada, se limite sólo al primer y segundo año de la simulación.

7.3.1 Estimación de precios de los combustibles en el caso de que las fuentes internacionales no abarquen el período necesario

Como se ha descrito, en el caso de las proyecciones del Banco Mundial del año 2022, el Banco ha proyectado sólo hasta el año 2024. Es de esperar que en el futuro las proyecciones incluyen el largo plazo alcanzando 15 años de proyección como se mostraba en el pasado.

Como transitorio, el Consultor propone utilizar la proyección del Banco Mundial de 2021 (octubre) como referencia de largo plazo (a partir de 2025 en el caso actual), entendiendo que las condiciones estructurales del mercado no han cambiado y que se restablecerán luego del conflicto internacional actual.

7.3.2 Estimación de precios de los combustibles faltantes

Como se ha descripto, en el caso de las proyecciones del Banco Mundial anteriormente se mostraban precios de "crudo promedio" y actualmente Brent.

Pero la metodología propuesta debe permitir estimar precios de combustibles "faltantes" en cado que la fuente utilizada no muestre algún combustible de referencia para el mercado.

A tal fin, propone el Consultor realizar una correlación basada en el comportamiento histórico del combustible a estimar versus el combustible de referencia proyectado en dicha fuente.

Los informes publicados por el FMI (https://www.imf.org/en/Publications/WEO) en sus bases de datos cuentan con información histórica de los precios de combustibles desde 1980 lo que permite contar con suficiente información para realizar correlaciones de este nivel. Se puede observar en la Figura 31 que el comportamiento de los precios en los 3 casos ha sido similar a lo largo del tiempo, pero con algunos períodos en donde los precios se han separado. Sin embargo, analizando la correlación (Figura 32) entre los precios promedio y del crudo Brent se observa una alta correlación lo que permite estimar el precio Brent a partir del crudo promedio.

Se propone una ventana de tiempo de 20 años para la realización de las correlaciones entre combustibles. A los fines de mostrar la metodología en este informe se utiliza el período 2020-2022.

Figura 31 Evolución histórica del precio del petróleo Brent, WTI y Dubai

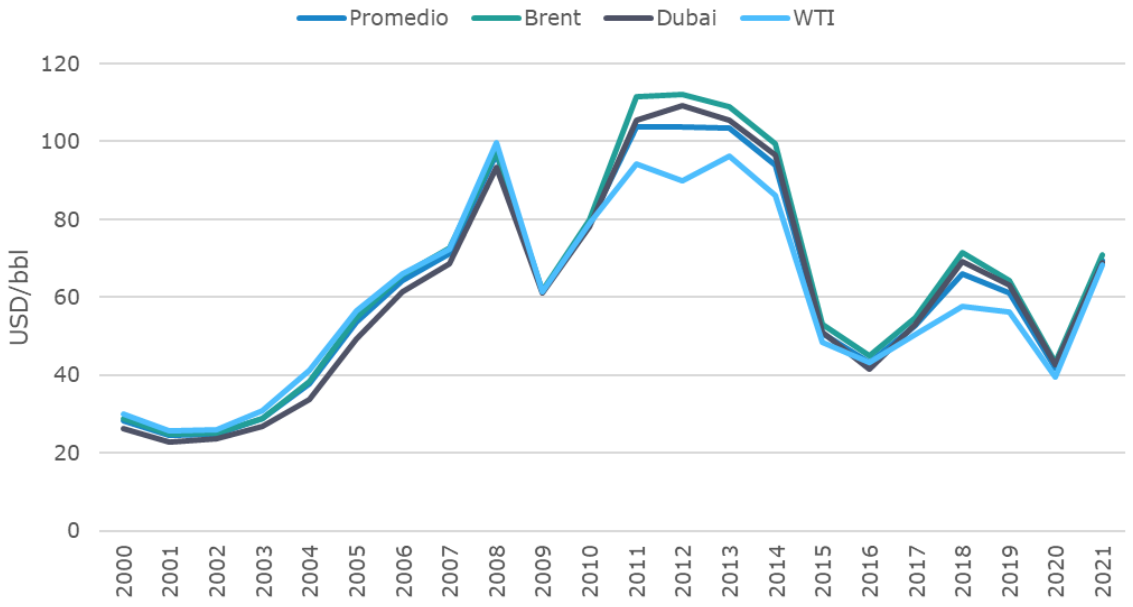


Figura 32 Correlación Precio Brent vs Precio Crudo Promedio

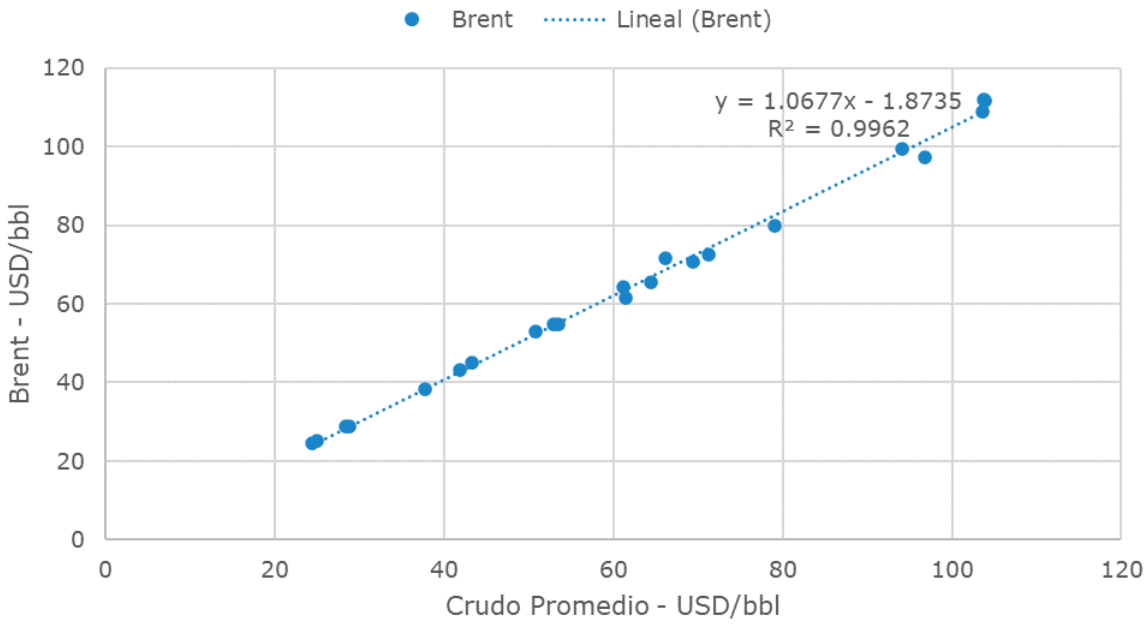
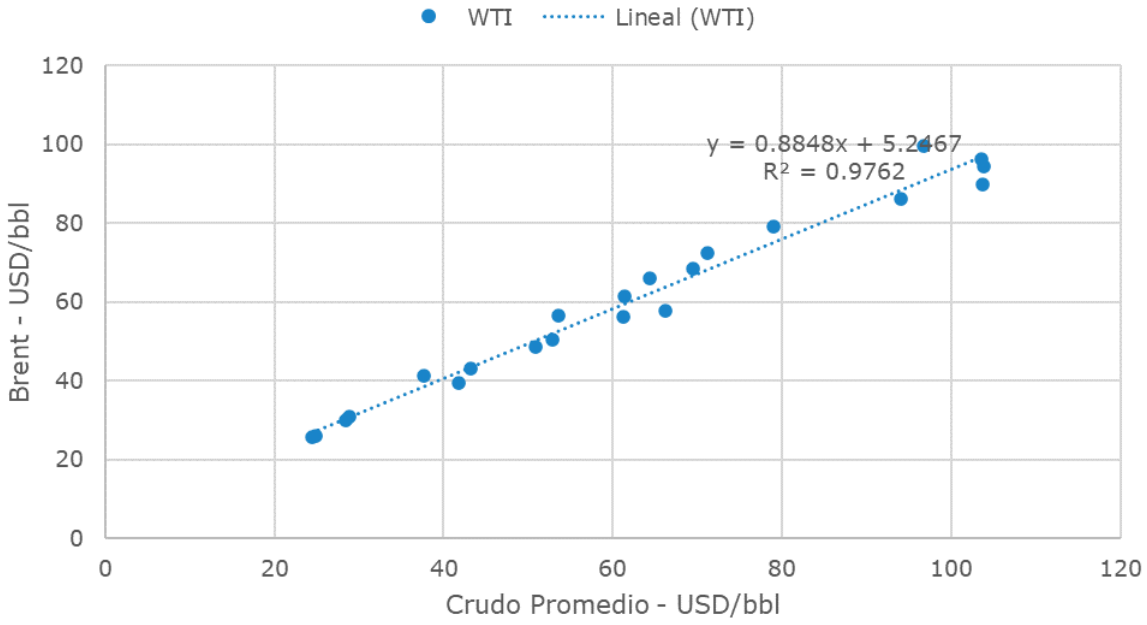


Figura 33 Correlación Precio WTI vs Precio Crudo Promedio



7.3.3 Estimación de precios locales

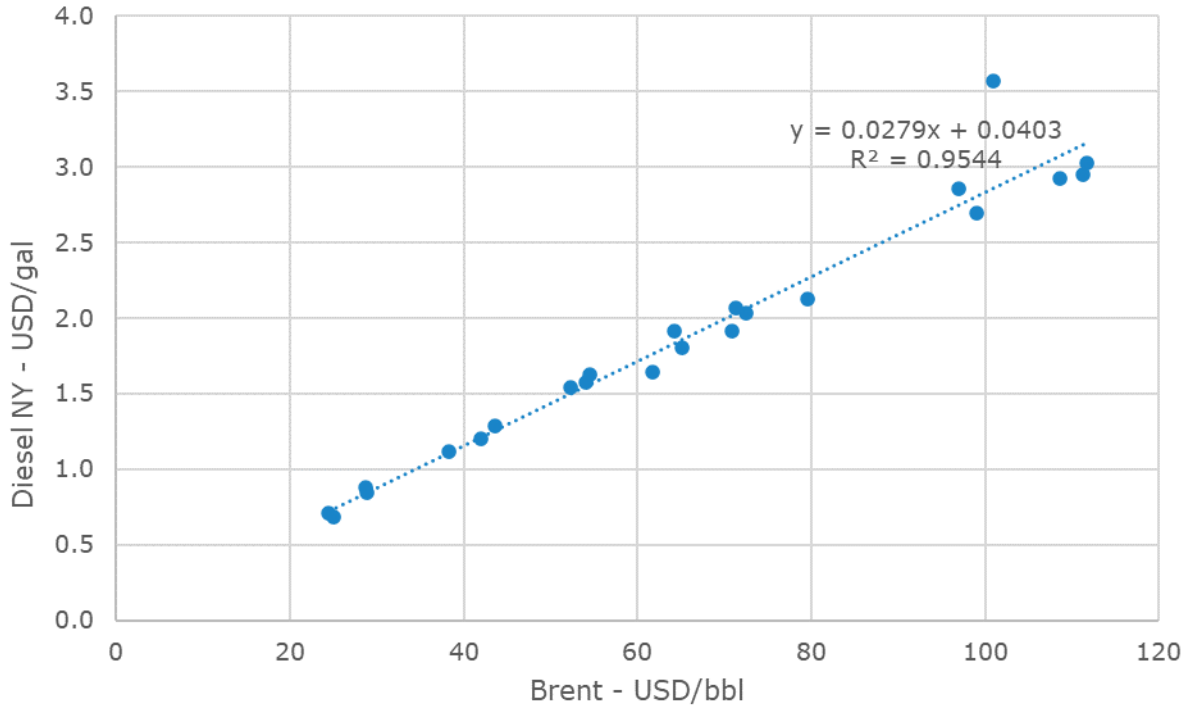
Los costos variables de las unidades de generación deben reflejar el comportamiento de los combustibles en el mercado local, la metodología propone establecer los factores de modulación a partir de la variación del combustible en la plaza local, incorporando los costos fijos y variables adicionales que permitan explicar las diferencias entre los precios

internacionales y la plaza local (que reflejan los costos de transporte, importación y procesamiento de los distintos combustibles).

a) Combustibles Líquidos

En el caso de los combustibles líquidos a partir la correlación entre los precios del petróleo crudo y sus derivados. EIA publica información histórica incluyendo precios de Brent y derivados líquidos (Fuente: https://www.eia.gov/dnav/pet/xls/PET_PRI_SPT_S1_A.xls) lo que permite realizar una correlación entre el Crudo Brent y el precio del Diesel en Puerto Nueva York (NY, heating oil N°2).

Figura 34 Correlación Precio Brent vs Diesel NY



El precio del combustible en el mercado internacional se estima a partir del valor Brent 2022 asumido y considerando la correlación mostrada en la figura previa. El índice de precio del Diesel local como:

$$Precio_{Local} = Precio_{NY} + A$$

Donde el coeficiente A representa los costos adicionales a considerar para representar los costos de transporte e internalización. Dicho componente se estima como la diferencia entre el promedio simple de precios de combustibles informados por Coordinador y el Precio NY estimado.

b) Gas Natural

En el caso del gas natural licuado las fórmulas típicas observadas en los contratos de

suministro de largo plazo[64] son del tipo Cost Plus con referencia Henry Hub.

$$I = a * HH + b$$

Donde el coeficiente a representa las pérdidas de licuefacción y transporte. El consultor sugiere 1.16 como valor de referencia, considera un valor típico del mercado.

Donde el coeficiente b representa los costos adicionales a considerar para representar los costos de transporte, internalización y procesamiento. Dicho componente se estima como la diferencia entre el promedio simple de precios de combustibles informados por Coordinador para plantas a GNL y el valor $a * HH$ estimado a partir del HH asumido para el año 1.

Por ejemplo, si el Henry Hub del año 1 es 4 USD/MMBtu, el coeficiente a fue asumido en 1.16 y se observa que el promedio de precio de gas natural licuado informado por el Coordinador a la Comisión para dicho proceso de cálculo de PNCP es de 9 USD/MMBtu, entonces el coeficiente b es de 4.36 USD/MMBtu.

*b = 9 USD/MMBtu – 1.16 * 4 USD/MMBtu = 4.36 USD/MMBtu*

c) Carbón

En el caso del carbón se propone utilizar una estimación similar a la realizada para los combustibles líquidos del tipo:

$$Carbón\ Local = Carbón\ Australia * AjPC + b$$

Donde el AjPC representa el ajuste del precio por diferencia de poder calorífico. El precio del Carbón Australia está asociado aun carbón con poder calorífico de 5500 kCal/kg mientras que el Carbón Chile es de 7000 kCal/kg, por lo cual el coeficiente AjPC sería de 1.2727.

$$AjPC = \frac{7000\ kCal/kg}{5500\ kCal/kg} = 1.2727$$

Donde el coeficiente b representa los costos adicionales a considerar para representar los costos de transporte, internalización y procesamiento. Dicho componente se estima como la diferencia entre el promedio simple de precios de combustibles informados por Coordinador para plantas a Carbón y el Carbón Australia ajustado por poder calorífico asumido para el año 1.

7.3.4 Factores de Modulación

Los factores de modulación para los tres combustibles son calculados como la relación entre el precio del combustible en el mercado local estimado para el año i y el precio del combustible en el mercado local estimado para el año 1.

En resumen, la propuesta finalmente es:

---

[64] Contratos analizados por el equipo Consultor durante su experiencia. No se ha tenido contacto con contratos reales informadores por las empresas generadoras a la Comisión (dada la confidencialidad de los mismos).

- Actualizar semestralmente la proyección de precios de combustibles utilizando los informes de EIA, Banco Mundial u otra fuente confiable[65] a seleccionar por la Comisión en función de la fecha y perioricidad de publicación, confianza, estabilidad de sus proyecciones.
  Es importante destacar que una vez seleccionada la fuente la de información a utilizar se debe mantener constante a lo largo de los distintos procesos de cálculo de los PNCP que asegurar la estabilidad y consistencia de las proyecciones realizadas.
  Considerar los precios de los combustibles en el mercado local a los fines de estimar los factores de modulación de los combustibles.

7.4. Metodología de entrada de operación de centrales indicativas

Para un modelo iterativo de puesta en servicio de centrales indicativas, el proceso sería el siguiente:

1. Cálculo de los precios de equilibrio:
   a. Se determinan los costos de desarrollo (LCOE) de cada una de las tecnologías consideradas.
   b. Se determinan las potenciales fuentes de ingresos para cada tecnología
   c. Se determinan los precios de energía de equilibrio de cada tecnología: se calcula el precio de la energía que produzca ingresos por venta de energía que al sumar los ingresos por otras fuentes (potencia, certificados, etc) generen una rentabilidad razonable para el proyecto (por ejemplo IRR = 10%).
   d. Se sugiere utilizar una tasa de rentabilidad del 10% para evaluación de los proyectos en línea con la tasa definida para el cálculo del precio básico de la potencia de punta. Dicha tasa debe ser revisada en ocasión de un nuevo informe de "Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM".
2. Proceso de simulación iterativo:
   a. Se realiza una simulación del sistema
   b. Se comparan los precios capturados por cada proyecto genérico (precios ponderados por inyección[66] que representan el precio medio de venta del proyecto en el mercado spot).

---

[65] Por ejemplo, FMI. "https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2022/10/11/world-economic-outlook-october-2022"

[66] El precio capturado promedio anual de un proyecto se calcula como la suma para todos los bloques u horas del año del producto de los costos marginales en cada bloque/hora por la inyección de la planta en dicha hora/bloque y luego dividido la inyección total en el año de dicha planta.

$$Precio\ Capturado\ Medio\ Anual = \frac{\sum_{Bloques} CMG_{Bloque\ i} * Inyección_{Bloque\ i}}{\sum_{Bloques} Inyección_{bloque\ i}}$$

c. Si precio capturado > precio de equilibrio: se incorpora más generación de ese tipo.
d. Si precio capturado < precio de equilibrio: se retrasa la incorporación de dicha unidad o se retira la misma.
e. Se vuelva al punto 2.a hasta encontrar una condición de equilibrio en donde los proyectos sean repagados (considerando una tolerancia razonable entre precios de equilibrio y precios capturados).

7.5. Consideraciones económicas para capacidad de unidades de punta

1. Introducción

Se presenta a continuación un desarrollo referencial para estimar la tecnología, el nivel económico de instalación de unidades de punta en el sistema eléctrico nacional, así como un análisis, también a modo de referencia[67], para estimar el tamaño de estas unidades. Este análisis considera, por una parte, las condiciones de equilibrio óptimo de largo plazo para la instalación de las diferentes tecnologías de generación, y por otra, un análisis de confiabilidad, utilizando un criterio referencial, para elegir el tamaño de la unidad de punta.

Como se indicó en el cuerpo de este informe, el objetivo es mostrar el tipo de análisis técnico que el consultor considera puede ser efectuado para determinar, en definitiva, el tamaño de la unidad, y a los efectos de caracterizar los contenidos que puede tener una norma técnica que se diseñe a este efecto.

Con todo, el tipo de análisis que se desarrolla a continuación representa una entre otras alternativas que pueden ser consideradas, las que estarán disponibles una vez que se ponga en vigencia la norma técnica que explicite los criterios de confiabilidad que en definitiva serán aplicados para materializar los conceptos del nuevo reglamento de potencia de suficiencia, en particular cuando, mediante dicha norma, se explicite la métrica y el objetivo de suficiencia.

Para este análisis se ha utilizado los siguientes antecedentes básicos:

- Costos y parámetros técnicos utilizados en el Plan de Obras de Generación de la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) para la fijación de precios de nudo de corto plazo, primer semestre 2022.

- Curva integrada de generación bruta del sistema nacional correspondiente al año 2020 del Coordinador Eléctrico Nacional.

[67] Los análisis son referenciales en tanto un diseño de detalle orientado a poner estos conceptos en aplicación en una normativa técnica, requiere un nivel de dedicación que excede el alcance de este estudio.

2. Consideraciones Económicas

a) Duración Óptima de la Operación de las Unidades de Punta

El objetivo de análisis es, en primer lugar, establecer los costos totales de producción por tecnología -costos fijos y variables- en función de la duración de la operación medida en horas. De esta forma, se determina para cada tecnología "k" candidata a ser instalada el siguiente costo total:

$$Costo\ Total\ Tecnología\ k = CF_k + CV_k \times Duración\ (horas)$$

En esta expresión, el costo fijo CFk corresponde a la anualidad del costo unitario de instalación de la tecnología "k", y el costo variable CVk al costo variable de despacho (costos variables combustible más no combustible).

Con estos costos se determina el costo mínimo, en función de la duración de la operación, y que está dado por la envolvente inferior de las curvas de costo Ck(h) correspondiente según se explica más adelante.

Para ello se establecen parámetros económicos del tipo siguiente:

Parámetro	Valor
Tasa, p.u.	0,1
Vida Útil, años	25
FRC, p.u.	0,1102
Factor CO&M, p.u. (2% de la Inversión)	0,02

De esta forma, para tecnologías térmicas[68], se tendría por ejemplo[69]:

	Costo Instalación US$/kW	CO&M US$/kW/año	Anualidad Inversión US$/kW/año	Costo Anual US$/kW/año
Térmica a Gas Natural (CA)	670	13,4	73,8	87,2
Térmica a gas natural (CC)	920	18,4	101,4	119,8
Conjunto motores a gas	915	18,3	100,8	119,1
Térmica diésel (GMG)	450	9,0	49,6	58,6

[68] En este ejemplo se consideran tecnologías térmicas en tanto son actualmente las candidatas a operar en horas de punta vistos sus comparativamente bajos costos de inversión.

[69] Parámetros obtenidos del Plan de Obras correspondiente a la fijación de precios de nudo de corto plazo del primer semestre de 2022.

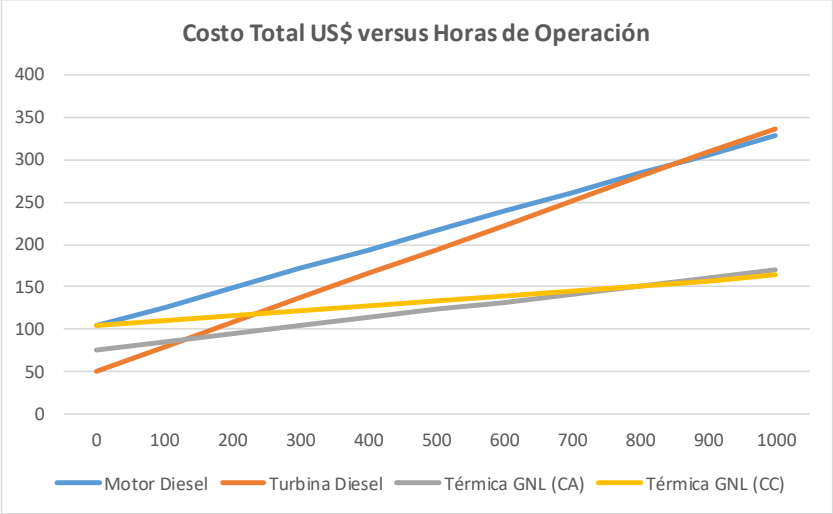
	Costo Combustible US$/Ton	C. Específico Ton/MWh	CVar NC US$/MWh	CV US$/MWh
Turbina Gas Diesel (Antilhue)	1120	0,235	23,00	286,2
Motor Diesel (El Peñón)	895	0,22	28,00	224,9

	Costo Combustible US$/dam3	C. Específico dam3/MWh	CVar NC US$/MWh	CV US$/MWh
Turbina a Gas Ciclo Abierto (Taltal GNL)	300	0,3000	4,00	94,0
Ciclo Combinado GNL (Nehuenco 2 TV+TG)	280	0,2000	3,00	59,0

Con estos costos, y conforme a la expresión de costo total señalada, se obtienen los siguientes costos para, por ejemplo, las primeras 1000 horas de duración.

Duración (Horas)	Motor Diesel	Turbina Diesel	Térmica GNL (CA)	Térmica GNL (CC)
0	119	59	87	120
100	142	87	97	126
200	164	116	106	132
300	187	144	115	137
400	209	173	125	143
500	232	202	134	149
600	254	230	144	155
700	277	259	153	161
800	299	288	162	167
900	322	316	172	173
1000	344	345	181	179

El gráfico siguiente muestra la misma situación:



De este gráfico, y observando la envolvente de costo inferior, se verifica que, para una operación inferior a aproximadamente 150 horas al año en la curva de duración, es conveniente la instalación de Turbinas Diesel, y para una operación entre dicho valor y aproximadamente 800 horas al año, conviene instalar unidades térmicas a GNL operando en ciclo abierto. Se desprende desde ya, que la tecnología de punta, esto es, la de menos horas de operación, y para el set de tecnologías analizado en este ejemplo, es la Turbina Diesel.

El valor exacto de horas, el cual se produce en lo puntos de intersección de las curvas que dan cuenta de la envolvente inferior de los costos, está dado entonces por lo siguiente:

$$CF_k - CF_{k+1} = h^* \times (CV_{k+1} - CV_k)$$

De esta forma, y para lograr optimalidad económica, la Turbina Diesel debe operar como máximo:

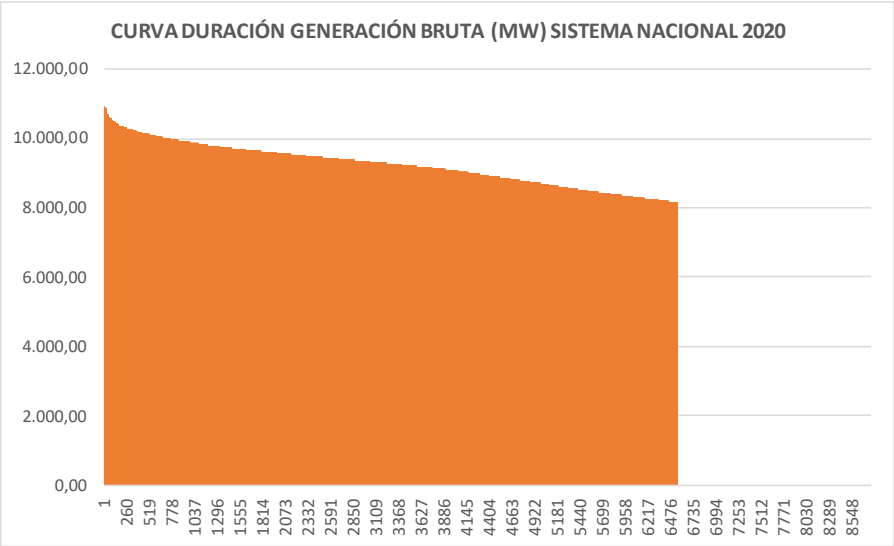
Duración Óptima Unidades Punta	
h*, Horas TGD	149

b) Determinación de la Capacidad Óptima en Turbinas Diesel

Con la duración óptima de 149 horas por año para la Turbina Diesel, se establece la potencia a instalar correspondiente determinando el nivel de demanda en la curva de duración correspondiente a esas horas de operación.

La curva de duración -curva de generación bruta- para el año 2020 en este ejemplo, se muestra a continuación[70]:

[70] Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.



Así, para una duración de 149 horas se obtiene:

	Duración h* (horas)	Demanda (h*) (MW)	Demanda Punta (MW)	MW Unidades Punta
Potencia Unidades Punta	149	10.386,45	10.907,79	521,34

3. Análisis de Confiabilidad Tamaño de la Unidad de Punta

Del análisis económico mostrado en el ejemplo anterior, el que considera los costos de instalación y operación de las distintas tecnologías de generación, así como la curva de carga del sistema, se desprende que resulta económico la instalación de aproximadamente **520 MW** en Turbinas Diesel. Este valor acota el tamaño óptimo de instalación de unidades de punta, debiendo efectuarse el correspondiente análisis de confiabilidad para determinar márgenes de reserva y el tamaño de esta unidad. En efecto, y prescindiendo en este ejemplo de la consideración de márgenes de reserva, un análisis de confiabilidad debería dar cuenta de la conveniencia de diversificar la instalación de estos 520 MW en más de una turbina diésel, considerando las correspondientes tasas de indisponibilidad.

A continuación, se muestra la aplicación de un criterio posible de seguridad o confiabildad, basado en la distribución de probabilidades de potencia que, en este ejemplo, un conjunto de unidades térmicas está en condiciones de aportar visto su respectivo factor de disponibilidad.

Para mostrar el ejercicio, considérese primero el ejemplo mostrado a continuación.

a) Ejemplo Distribución de Probabilidades

Considérese tres unidades de 100 MW, con un factor de disponibilidad de 90% cada una. Interesa obtener la distribución de probabilidades del aporte de potencia conjunto, dado

que cada una tiene una probabilidad de estar disponible de 0,9.

Las tablas siguientes muestran los estados disponibles[71] del conjunto de unidades y su potencia, y las probabilidades correspondientes.

MW	100	100	100	
Estado	G1	G2	G3	MW Estado
1	0	0	0	0
2	0	0	100	100
3	0	100	0	100
4	0	100	100	200
5	100	0	0	100
6	100	0	100	200
7	100	100	0	200
8	100	100	100	300

Disp.	0,9	0,9	0,9	
Estado	G1	G2	G3	Pr. Estado
1	0,1	0,1	0,1	0,001
2	0,1	0,1	0,9	0,009
3	0,1	0,9	0,1	0,009
4	0,1	0,9	0,9	0,081
5	0,9	0,1	0,1	0,009
6	0,9	0,1	0,9	0,081
7	0,9	0,9	0,1	0,081
8	0,9	0,9	0,9	0,729

Conforme a lo anterior, y agregando los estados de igual potencia, la distribución de potencia disponible resulta:

Distribución Densidad	
MW	Prob.
0	0,001
100	0,027
200	0,243
300	0,729
Total	1,000

Con la distribución indicada se construye la distribución acumulada que dé cuenta, para cada nivel de potencia, de la probabilidad de que el conjunto de unidades aporte un nivel igual o superior al nivel de potencia indicada. Esto es:

MW	Prob. Acum.
0	1,000
100	0,999
200	0,972
300	0,729

[71] El número de estados posibles de disponibilidad es igual a 2^N. Aquí, como N=3, corresponde evaluar 8 estados.

La distribución acumulada muestra, por ejemplo, que el conjunto de unidades aporta al menos 200 MW (200 MW o más) con probabilidad de 97,2%.

b) Análisis Probabilístico Tamaño de la Unidad

Con el concepto señalado, se puede analizar las distribuciones de probabilidad asociada a conjuntos de N centrales iguales, con N=1…M. En el contexto del análisis del tamaño de la turbina de punta, la instalación total corresponde, en este ejemplo, a 520 MW, los que pueden ser distribuidos en N unidades iguales. Si elegimos M=7, por ejemplo, se tendría[72]:

N (Número de Unidades)	1	2	3	4	5	6	7
Tamaño (MW)	520	260	173	130	104	87	74

Es decir, los 520 MW se pueden lograr con una unidad de 520 MW o, en extremo, con 7 unidades de 74 MW.

De esta forma, considerando en todos los casos un factor de disponibilidad de 95%[73], las distribuciones de probabilidades para los 7 casos son las siguientes:

Estado de Potencia Disponible (MW)

N (Número de Unidades)	1	2	3	4	5	6	7
Tamaño (MW)	520	260	173	130	104	87	74
Estado 1	0	0	0	0	0	0	0
Estado 2	520	260	173	130	104	87	74
Estado 3		520	346	260	208	174	148
Estado 4			519	390	312	261	222
Estado 5				520	416	348	296
Estado 6					520	435	370
Estado 7						522	444
Estado 8							518

Probabilidad de Estado de Potencia Disponible (p.u.)

N (Número de Unidades)	1	2	3	4	5	6	7

[72] Los correspondientes valores de potencia han sido redondeados sin decimales.

[73] Para un análisis probabilístico que computa indisponibilidades aleatorias, no debería considerarse un factor de indisponibilidad que considere mantenimientos programados, pues éstos no corresponden a indisponibilidades imprevistas. Así, y en este ejemplo, el factor de indisponibilidad de 5%, considera sólo la indisponibilidad de origen aleatorio o fortuita.

Tamaño (MW)	520	260	173	130	104	87	74
Estado 1	0,05000	0,00250	0,00013	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000
Estado 2	0,95000	0,09500	0,00713	0,00048	0,00003	0,00000	0,00000
Estado 3		0,90250	0,13538	0,01354	0,00113	0,00008	0,00001
Estado 4			0,85738	0,17148	0,02143	0,00214	0,00019
Estado 5				0,81451	0,20363	0,03054	0,00356
Estado 6					0,77378	0,23213	0,04062
Estado 7						0,73509	0,25728
Estado 8							0,69834
Total	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000

Probabilidad Acumulada de Potencia Disponible (p.u.)

N (Número de Unidades)	1	2	3	4	5	6	7
Tamaño (MW)	520	260	173	130	104	87	74
Estado 1	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
Estado 2	0,95000	0,99750	0,99988	0,99999	1,00000	1,00000	1,00000
Estado 3		0,90250	0,99275	0,99952	0,99997	1,00000	1,00000
Estado 4			0,85738	0,98598	0,99884	0,99991	0,99999
Estado 5				0,81451	0,97741	0,99777	0,99981
Estado 6					0,77378	0,96723	0,99624
Estado 7						0,73509	0,95562
Estado 8							0,69834

De esta forma si se elige como objetivo de confiabilidad, utilizando esta métrica, que el conjunto de centrales a instalar exhiba un nivel de seguridad de, por ejemplo, 98%, se verifica que los estados y potencias asociadas que cumplen con presentar una probabilidad acumulada igual o superior a 98%, son los siguientes:

N (Número de Unidades)	1	2	3	4	5	6	7
Tamaño (MW)	520	260	173	130	104	87	74
Estado 1							
Estado 2		260	173	130	104	87	74
Estado 3			346	260	208	174	148
Estado 4				390	312	261	222
Estado 5						348	296
Estado 6							370
Estado 7							
Estado 8							
Máximo, MW	0	260	346	390	312	348	370

La última fila muestra las potencias aseguradas con 98% en cada caso, observándose que la mayor potencia, para la probabilidad exigida, se logra con 4 unidades. Así, la máxima potencia asegurable con 98% se logra instalando 4 unidades de 130 MW, obteniéndose una potencia segura de 390 MW para un conjunto que suma una potencia de 520 MW instalados (4 x 130 MW). De esta forma, el tamaño recomendado, para los supuestos y condiciones de este ejemplo, resulta en torno a los **130 MW**.

Debe notarse en todo caso que el análisis probabilístico señalado, que busca la diversificación de la capacidad total en unidades de punta a instalar, no da cuenta de la *potencia de suficiencia* de cada turbina, pues para ello debe considerarse su aporte a la seguridad del sistema y en un contexto de disponibilidad de potencia de todas las unidades que lo conforman.

4. Consideraciones Reglamento y Norma Técnica

Como se indicó en la introducción, el criterio de confiabilidad ejemplificado corresponde a una entre otras alternativas, por lo que las disposiciones reglamentarias que se han propuesto en el cuerpo de este informe lo son de modo de permitir flexibilidad tanto para el diseño de la norma técnica que se propone como para su aplicación propiamente tal. Por ejemplo, la métrica y objetivo de confiabilidad utilizado en este ejemplo, de ser utilizado efectivamente, debe ponerse en consistencia con la métrica y objetivo de suficiencia que se establezca en la norma técnica de la potencia de suficiencia bajo el nuevo reglamento de potencia.

Consideraciones similares pueden tenerse en cuenta para establecer la tecnología de la unidad de punta y el monto de potencia total a instalar, las que obedecen a consideraciones económicas. En el ejemplo propuesto, de utilizarse un criterio como el indicado, pueden utilizarse valores de costo de inversión y precios de insumos primarios proyectados para el cuadrienio, o valores de largo plazo, de modo de eliminar eventuales efectos coyunturales.

Con todo, una **norma técnica** que se elabore para establecer los criterios para definir el tamaño de la unidad de punta, debería contener o señalar:

- Establecer el criterio económico para elegir la tecnología y la instalación económica en atención a las horas de operación óptima de la unidad de punta, considerando costos de inversión y costos de los insumos primarios de operación (Costos Variables);

- Los costos indicados pueden corresponder a una proyección en el cuadrienio de aplicación del costo de una unidad de punta o a un valor estabilizado.

- Las fuentes de información de costos y precios de insumos deben ser las mismas utilizadas para la elaboración de los programas de obra, construidos para la determinación del precio de nudo de corto plazo.

- Instruir la consideración de la curva horaria agregada del sistema. Esta puede ser la curva de duración del último año o una proyección de ella en el cuadrienio.

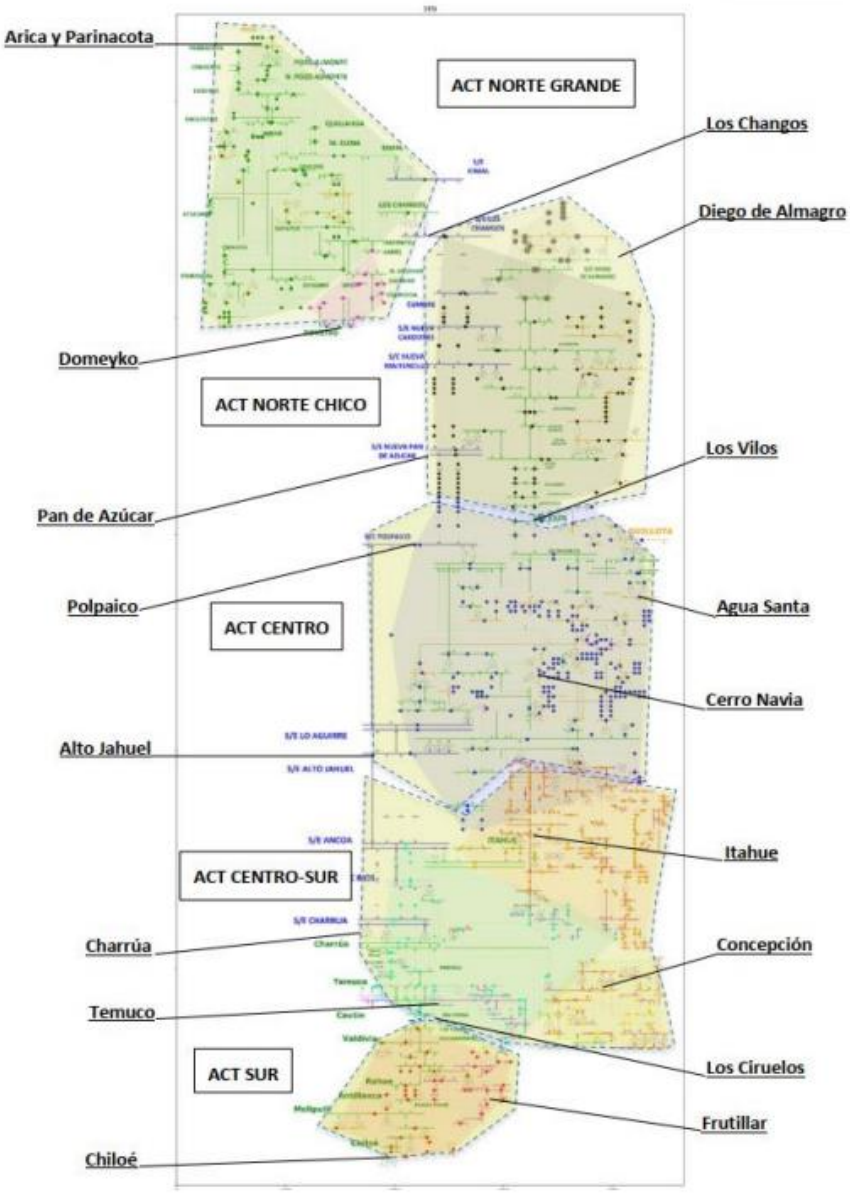
- Establecida la instalación total económica, determinar el número de unidades de igual tamaño que la componen especificando una métrica y objetivo de confiabilidad, en línea con lo que se establezca en la norma técnica de potencia de suficiencia.

- Los análisis anteriores deben desarrollarse por subsistema de potencia.

- Establecer que el estudio de costo de la unidad de punta se contrate una vez efectuados los ejercicios anteriores, de modo de conocer y/o establecer antes la tecnología y tamaño de la unidad, lo que podría además hacer más liviano y menos oneroso el estudio.

- Todos los criterios y metodologías utilizadas deben ser aplicables por terceros, y sus resultados reproducibles, por lo que deben corresponde a criterios y/o metodologías no sofisticadas y simples de aplicar.

7.6. Áreas Control de tensión



*Anexo F Informe de SSCC 2023

7.7. Siglas PGP

Sigla	Significado
CEM	Carta Escenarios Mínimos
ANIT	Antecedentes Necesarios de Información Técnica
DUF	Diagrama Unilineal Funcional
RID	Revisión de Ingeniería de Diseño
IT E	Infotécnica para Estudio
ECAP	Estudio de Coordinación y Estudio de Protección
EFP	Estudio de Flujo de Potencia
ET	Estudio de Estabilidad Transitoria
ECB	Estudio de Capacidad de Barras
ECC	Estudio de Cortocircuito y verificación de Capacidad de ruptura de interruptores
EDT	Estudio de Desbalance de Tensiones
ECA	Estudio de Coordinación de Aislamiento
ESM	Estudio de Saturación Magnética de TTCC
EMT	Estudio de verificación de Malla a Tierra
SITR	Sistema de Información en Tiempo Real
DIR/TAG	Definición de protocolos de comunicación
EME	Esquema de Medidas de Energía
PES	Puesta En Servicio
GM	Guía de Maniobras
Prot E	Protocolos de saturación equipos primarios
Prot P	Protocolo SAT protecciones
PO N	Print Out relés nuevos
Prog P	Programa de Pruebas
Opreal	Operación Real
EO	Entrada en Operación

IT PES	Informe Técnico de Puesta En Servicio
CVNC	Declaración de Costos Variables Combustibles y No combustibles
VMD	Validación de Modelo Dinámico
PMax	Informe de Potencia Máxima en generadoras
PPyD	Informe de Parámetros procesos de Partida y Detención de unidades generadoras
MT	Informe de determinación de Mínimos Técnicos de unidades.
SEO	Solicitud de Entrada en Operación

7.8. Evolución factores de penalización

Factores de penalización desde primer semestre 2017 hasta segundo semestre 2022.

Año	2017	2017	2018	2018	2019	2019	2020	2020	2021	2021	2022	2022
Barra\Semestre	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
ATACAMA	0,9836	0,9699	0,9608	0,9829	0,9822	0,9829	0,9268	1,0407	1,0281	1,0360	1,0951	1,1453
CALAMA	1,0012	1,0044	0,9866	0,9951	0,9850	0,9951	0,8875	1,0306	1,0098	1,0144	1,0909	1,1442
CHUQUICAMATA	0,9959	0,9970	0,9837	0,9811	0,9798	0,9811	0,9569	1,0299	1,0099	1,0199	1,0821	1,1319
CONDORES	1,0334	1,0322	1,0199	1,0353	1,0219	1,0353	0,9457	1,0745	1,0667	1,0839	1,1744	1,2114
CRUCERO	0,9804	0,9760	0,9637	0,9651	0,9689	0,9651	0,9197	1,0107	0,9870	0,9844	1,0662	1,1111
EL COBRE	0,9872	0,9703	0,9626	0,9799	0,9808	0,9799	0,9407	1,0376	1,0142	1,0443	1,0886	1,1286
EL TESORO	1,0028	0,9930	0,9803	1,0020	0,9982	1,0020	0,9499	1,0483	1,0281	1,0336	1,0541	1,1046
ENCUENTRO	0,9799	0,9755	0,9629	0,9748	0,9735	0,9748	0,9306	1,0202	0,9955	1,0058	1,0672	1,1078
ESPERANZA SING	1,0040	0,9930	0,9807	0,9931	0,9981	0,9931	0,9502	1,0475	1,0272	1,0320	1,0540	1,1038
LABERINTO	0,9869	0,9695	0,9617	0,9822	0,9831	0,9822	0,9361	1,0326	1,0134	1,0414	1,0893	1,1238
LAGUNAS	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9140	1,0410	1,0419	1,0567	1,1491	1,1904
NUEVA VICTORIA	0,9975	0,9955	0,9898	0,9952	0,9987	0,9952	0,9123	1,0379	1,0372	1,0511	1,1416	1,1838
O'HIGGINS	0,9854	0,9581	0,9485	0,9670	0,9666	0,9670	0,9314	1,0229	1,0061	1,0346	1,0753	1,1165
PARINACOTA	1,0739	1,0724	1,0558	1,0741	1,0581	1,0741	0,9594	1,0998	1,1009	1,1136	1,2103	1,2477
POZO ALMONTE	1,0144	1,0164	1,0072	1,0079	1,0158	1,0079	0,9345	1,0708	1,0653	1,0858	1,1741	1,2058
TARAPACA	1,0033	1,0021	1,0168	0,9888	0,9775	0,9888	0,9191	1,0479	1,0489	1,0637	1,1567	1,2009
D. DE ALMAGRO	0,9596	0,9349	0,9360	0,9836	0,9376	0,9836	0,9114	1,0238	0,9881	1,0052	1,0382	1,0616
CARRERA PINTO	0,9745	0,9428	0,9515	0,9937	0,9477	0,9937	0,9418	1,0188	0,9840	1,0012	1,0322	1,0546
CARDONES	1,0000	0,9600	0,9734	1,0097	0,9672	1,0097	0,9627	1,0176	0,9883	0,9990	1,0283	1,0499
MAITENCILLO	0,9533	0,9307	0,9623	0,9932	0,9499	0,9932	0,9516	0,9997	0,9748	0,9729	0,9955	1,0111
PUNTA COLORADA	1,0125	1,0871	0,9922	1,0038	1,0449	1,0038	0,9560	1,0012	0,9790	0,9771	0,9945	1,0100
PAN DE AZÚCAR	0,9824	1,0271	0,9940	1,0408	1,0294	1,0408	0,9803	1,0123	0,9932	1,0018	1,0136	1,0284
LOS VILOS	1,0113	1,0288	0,9908	1,0323	1,0214	1,0323	1,0081	1,0029	0,9908	0,9958	1,0022	1,0162
NOGALES	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
QUILLOTA	0,9977	1,0000	1,0022	1,0475	1,0342	1,0475	1,0398	1,0160	1,0105	1,0099	1,0063	1,0166
POLPAICO	0,9992	0,9986	0,9961	1,0334	1,0304	1,0334	1,0249	1,0139	1,0101	1,0167	1,0135	1,0208
LOS MAQUIS	1,0102	1,0182	1,0066	1,0457	1,0446	1,0457	1,0379	1,0401	1,0227	1,0209	0,9988	1,0119
EL LLANO	1,0041	1,0069	0,9979	1,0417	1,0119	1,0417	1,0398	1,0309	1,0173	1,0159	1,0008	1,0123
LAMPA	1,0111	1,0037	0,9959	1,0503	1,0456	1,0503	1,0325	0,9994	1,0193	1,0441	0,9531	0,9612
CERRO NAVIA	1,0140	1,0065	0,9895	1,0465	1,0411	1,0465	1,0367	1,0245	1,0203	1,0283	1,0140	1,0212
CHENA	1,0137	1,0035	0,9802	1,0466	1,0414	1,0466	1,0382	1,0247	1,0213	1,0297	1,0112	1,0190
MAIPO	1,0011	0,9949	0,9608	1,0241	1,0307	1,0241	1,0285	1,0081	0,9995	1,0033	0,9789	0,9892
CANDELARIA	1,0057	0,9950	0,9576	1,0374	1,0237	1,0374	1,0249	0,9980	0,9969	1,0170	0,9891	0,9754
COLBÚN	0,9756	0,9651	0,9423	1,0087	1,0030	1,0087	1,0045	0,9538	0,9636	0,9721	0,9602	0,9075
ALTO JAHUEL	1,0013	0,9920	0,9639	1,0241	1,0307	1,0241	1,0286	1,0064	1,0019	1,0075	0,9816	0,9935
MELIPILLA	1,0170	1,0067	0,9854	1,0514	1,0386	1,0514	1,0415	1,0222	1,0187	1,0409	1,0167	1,0223
RAPEL	1,0222	1,0031	0,9720	1,0434	0,9130	1,0434	0,9755	1,0147	1,0102	1,0419	1,0134	1,0182
ITAHUE	0,9902	0,9765	0,9275	0,9987	0,9984	0,9987	1,0159	0,9381	0,9643	0,9718	0,9727	0,9361
ANCOA	0,9719	0,9633	0,9278	1,0138	1,0016	1,0138	1,0045	0,9538	0,9636	0,9721	0,9602	0,9075
CHARRÚA	0,9371	0,9479	0,9101	0,9840	0,9799	0,9840	0,9944	0,9023	0,8806	0,8531	0,8945	0,8715
HUALPÉN	0,9433	0,9558	0,9154	1,0016	1,0105	1,0016	1,0072	0,9176	0,8994	0,8702	0,9113	0,8900
LAGUNILLAS	0,9481	0,9545	0,9159	0,9933	0,9977	0,9933	1,0007	0,9126	0,8937	0,8658	0,9060	0,8849
CAUTÍN	0,9553	0,9533	0,9229	0,9841	0,9069	0,9841	0,9776	0,8857	0,8567	0,8362	0,8374	0,7328
TEMUCO	0,9598	0,9560	0,9066	0,9914	0,9088	0,9914	0,9789	0,8918	0,8528	0,8397	0,8341	0,7315
LOS CIRUELOS	1,0171	0,9906	0,9835	1,0222	0,9978	1,0222	1,0443	1,0503	1,0091	1,0542	1,0866	1,0730
VALDIVIA	1,0321	0,9932	0,9774	1,0252	1,0282	1,0252	1,0809	1,1184	1,0211	1,0611	1,1097	1,0748
RAHUE	1,0350	0,9830	0,9655	0,9608	0,9925	0,9608	0,9874	1,0096	0,9383	1,0518	1,0226	1,0061
PUERTO MONTT	1,0505	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
MELIPULLI	1,0471	0,9996	0,9936	1,0002	1,0000	1,0002	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
CHILOÉ	1,0612	1,0102	1,0069	1,0175	1,0073	1,0175	1,0043	1,0072	1,0005	1,0073	1,0033	1,0114

Cabe señala que los nodos de referencia de la potencia de suficiencia han sufrido cambio durante este periodo.

2017-1 ->Cardones y Nogales.

2017-2 a 2019-2->Lagunas, Nogales y Puerto Montt.

2020-1 a actualidad->Nogales y Puerto Montt

7.9. Propuesta cambios normativos precio de nudo de corto plazo y precio estabilizado

PARTE 1: CONSOLIDACIÓN PROCESOS PNCP Y PRECIOS ESTABILIZADOS PEQUEÑA GENERACIÓN

Modificación DS N°88/2020

- **Artículo 17º, Texto Vigente**

Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9º del presente reglamento 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 y regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial.

El decreto recién señalado deberá dictarse tres meses después de la dictación de los decretos que fijan los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo al artículo 171º de la Ley, el que deberá contener las respectivas fórmulas de indexación.

Estos precios se calcularán, por la Comisión, 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 de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

Para tal efecto, la Comisión, un mes después de la comunicación del informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, 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.

Asimismo, la Comisión deberá publicar dicho informe en su sitio web. Los Coordinados tendrán un plazo de diez días para observar ante la Comisión dicho informe.

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

a) La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo, antes referida, 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;

c) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y

d) Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado.

La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar de precios estabilizados, las cuales podrá acoger, total o parcialmente, o rechazar 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 a 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 los efectos de la dictación del decreto señalado en el inciso primero del presente artículo.

- **Artículo 17°, Texto Propuesto**

Los precios estabilizados a los que se refiere el Artículo 9º del presente reglamento serán fijados **semestralmente** por el Ministerio de Energía, **con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto plazo, y en el mismo decreto que fije el valor de estos precios conforme se indica en el artículo 171° de la Ley**.

Los precios estabilizados se calcularán, por la Comisión, sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del sistema eléctrico nacional **considerados en las respectivas fijaciones** de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

Para tal efecto, la Comisión incluirá en los informes técnicos preliminar y definitivo que ésta debe emitir para comunicar los supuestos y resultados de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, los correspondientes resultados preliminar y definitivo del cálculo de los precios estabilizados.

El informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, y en lo respectivo al cálculo de precios estabilizados, deberá contener, al menos lo siguiente:

a) La asignación de bloques de la simulación de Precio de Nudo de Corto Plazo, antes referida, 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;

c) El ajuste a la banda de mercado definida para los precios estabilizados; y

d) Las fórmulas de indexación aplicables al precio estabilizado, **las que no podrán diferir de las correspondientes fórmulas de indexación de los precios de Nudo de Corto Plazo, y que estarán sometidas a las mismas condiciones de aplicación.**

En lo referente al cálculo de precios estabilizados, la Comisión deberá analizar las observaciones recibidas al informe técnico preliminar indicado, las cuales podrá acoger, total o parcialmente, o rechazar fundadamente, debiendo incluir en el informe definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo los resultados del proceso de determinación de los precios estabilizados.

- **Artículo 26º, Texto Vigente**

La Comisión deberá publicar dentro de los primeros cinco días de cada mes, en su sitio web, la variación que experimenten los indexadores definidos para los precios estabilizados.

Si dentro del periodo que medie entre la publicación de los informes técnicos definitivos de precio estabilizado, al aplicar la fórmula de indexación respectiva, estos precios experimentan una variación acumulada superior al diez por ciento, éstos serán reajustados, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios estabilizados y comunicarlos al Coordinador a efectos éste lo informe a los Coordinados.

- **Artículo 26º, Texto Propuesto**

La Comisión deberá publicar en su sitio web la variación que experimenten los indexadores definidos para los precios estabilizados conjuntamente con la publicación de la variación de los indexadores correspondientes a los Precios de Nudo de Corto Plazo.

Si dentro del periodo semestral de vigencia de los Precios Nudo de Corto Plazo, al aplicar la fórmula de indexación respectiva, los Precios de Nudo de Corto Plazo y los precios estabilizados experimentan una variación acumulada superior al diez por ciento, **los precios estabilizados serán reajustados en iguales condiciones que los Precios de Nudo de Corto Plazo**, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios estabilizados y comunicarlos al Coordinador a efectos éste lo informe a los Coordinados.

De producirse la situación descrita en el inciso precedente, los nuevos precios estabilizados regirán durante el mismo período en que rijan los Precios de Nudo de Corto Plazo reajustados conforme la situación señalada.

- **Se agrega nuevo artículo 125°**

Una vez vencido el período de vigencia de los precios de nudo de corto plazo, los precios estabilizados continuarán vigentes, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sean fijados los nuevos precios estabilizados en el decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo correspondiente.

No obstante, el Coordinador deberá determinar las diferencias producidas entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda de acuerdo con los precios estabilizados que se establezcan en el decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo respectivo, por todo el período transcurrido entre el día de término del semestre correspondiente y la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las diferencias señaladas que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés que aplique el Coordinador para operaciones de reliquidación, y que se encuentre vigente a la fecha de publicación de los nuevos precios de nudo de corto plazo, por los períodos a que se refiere el inciso anterior. Las reliquidaciones a que den lugar las diferencias producidas serán efectuadas conforme los procedimientos y plazos aplicados por el Coordinador a estos efectos.

PARTE 2: AJUSTE BANDA DE PRECIOS PNCP Y PRECIOS ESTABILIZADOS PEQUEÑA GENERACIÓN

ALTERNATIVA 1

Modificación LGSE

Artículo 166°, Vigente

Las empresas y entidades, a que se refiere el artículo 165°, comunicarán a la Comisión, en los plazos que se establezcan en el reglamento, sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Cada empresa deberá informar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, al menos, lo siguiente:

a) La potencia;

b) La energía;

c) El punto de suministro correspondiente;

d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y

e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo.

La información indicada en las letras anteriores corresponderá a la del segundo mes anterior al de la comunicación señalada en el inciso primero.

Los precios medios señalados en las letras d) y e) deberán ser expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento.

La Comisión podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos de energía y potencia que ésta determine deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado señalada en el artículo 168º.

Artículo 166°, Vigente

Las empresas y entidades, a que se refiere el artículo 165°, comunicarán a la Comisión, en los plazos que se establezcan en el reglamento, sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Cada empresa deberá informar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, al menos, lo siguiente:

a) La potencia;

b) La energía;

c) El punto de suministro correspondiente; **y**

~~d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre, y~~

d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo.

La información indicada en las letras anteriores corresponderá a la del segundo mes anterior al de la comunicación señalada en el inciso primero.

Los precios medios señalados **en la letra d)** deberá ser expresados en moneda real al final

del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento.

La Comisión podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos de energía y potencia que ésta determine deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado señalada en el artículo 168º.

Artículo 167°, Vigente

El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente:

4) A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período 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°;

5) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informadas conforme al artículo 166°, se determinará el Precio Medio Teórico. Este se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115°, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior;

6) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 168º, los precios de nudo de corto plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo de corto plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.

Artículo 167°, Propuesto

El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente:

4) A partir de los precios medios informados conforme a la letra d) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a ~~clientes libres y~~ distribuidoras indicados en el artículo 166°, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período 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°;

5) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a ~~clientes libres y~~ distribuidoras, informadas conforme al artículo 166°, se determinará el Precio Medio Teórico. Este se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, ~~incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión nacional conforme señala el artículo 115º~~, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el número anterior;

6) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 168º, los precios de nudo de corto plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo de corto plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.

Modificación DS N°86/2013

Artículo 55°, Texto Vigente

Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 165º de la ley, comunicarán a la Comisión, antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al Informe Técnico elaborado por la Comisión a que se refiere el Capítulo 1 del Título V del presente Reglamento. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes finales no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, lo siguiente:

g) La potencia, tanto en punta como fuera de punta y la suministrada;
h) La energía suministrada;
i) El punto de suministro correspondiente;
j) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre;
k) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a Precios de Nudo de Largo Plazo, y
l) La factura electrónica respectiva, desglosada en cada uno de los ítem o cargos que la constituyen, especificando los cargos por transporte, ya sea en sistemas de transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y/o distribución.

Para el caso de los clientes libres que reciban suministro desde instalaciones de distribución y sean abastecidos por una empresa de generación-transporte, la Comisión descontará el peaje de distribución correspondiente, con el objeto de referir el precio de ese retiro al punto de inyección del sistema de distribución respectivo.

Artículo 55°, Texto Propuesto

Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 165º de la ley, comunicarán a la Comisión, antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al Informe Técnico elaborado por la Comisión a que se refiere el Capítulo 1 del Título V del presente Reglamento. Conjuntamente con su conformidad u

observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes finales no sometidos a regulación de precios, en adelante "clientes libres", y distribuidoras, lo siguiente:

g) La potencia, tanto en punta como fuera de punta y la suministrada;
h) La energía suministrada;
i) El punto de suministro correspondiente;
~~j) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre;~~
k) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a Precios de Nudo de Largo Plazo, y
l) La factura electrónica respectiva, desglosada en cada uno de los ítem o cargos que la constituyen. ~~especificando los cargos por transporte, ya sea en sistemas de transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y/o distribución~~.

~~Para el caso de los clientes libres que reciban suministro desde instalaciones de distribución y sean abastecidos por una empresa de generación-transporte, la Comisión descontará el peaje de distribución correspondiente, con el objeto de referir el precio de ese retiro al punto de inyección del sistema de distribución respectivo.~~

Artículo 57°, Texto Vigente

La información indicada en los artículos 55º y 56º del presente Reglamento, comprenderá al período de cuatro meses desde noviembre a febrero, para el caso del proceso tarifario de abril, y el período desde mayo a agosto, para el proceso de octubre.

Los precios medios señalados en las letras d) y e) de dichos artículos, deberán ser informados en términos nominales en moneda nacional. Sin perjuicio de lo anterior y para efectos del cálculo del precio medio de mercado, la Comisión deberá expresar dichos precios en términos reales de conformidad a lo señalado en el artículo 61º del presente Reglamento.

Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado y las comunicaciones del artículo 55º y del artículo 56º del presente Reglamento, las que constituirán su respaldo.

Los precios medios informados conforme a los artículos indicados en el inciso anterior, deberán estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los clientes libres, de los siguientes ítems:

h) Intereses de ningún tipo ni origen;
i) IVA;
j) Multa por atrasos o mora;
k) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones;
l) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones;
m) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros, y
n) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que el cliente haya pagado alguno de los ítems señalados precedentemente, las empresas deberán informarlo en forma adicional a la Comisión.

Artículo 57°, Texto Propuesto

La información indicada en los artículos 55º y 56º del presente Reglamento, comprenderá al período de cuatro meses desde noviembre a febrero, para el caso del proceso tarifario de abril, y el período desde mayo a agosto, para el proceso de octubre.

Los precios medios señalados en **la letra d)** de dichos artículos, deberán ser informados en términos nominales en moneda nacional. Sin perjuicio de lo anterior y para efectos del cálculo del precio medio de mercado, la Comisión deberá expresar dichos precios en términos reales de conformidad a lo señalado en el artículo 61º del presente Reglamento.

Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado y las comunicaciones del artículo 55º y del artículo 56º del presente Reglamento, las que constituirán su respaldo.

Los precios medios informados conforme a los artículos indicados en el inciso anterior, deberán estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los clientes libres, de los siguientes ítems:

h) Intereses de ningún tipo ni origen;
i) IVA;
j) Multa por atrasos o mora;
k) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones;
l) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones;
m) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros, y
n) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que el cliente haya pagado alguno de los ítems señalados precedentemente, las empresas deberán informarlo en forma adicional a la Comisión.

Artículo 61°, Texto Vigente

A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo 55º del presente Reglamento, la Comisión calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el referido artículo, debidamente reajustados según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento.

Artículo 61°, Texto Propuesto

A partir de los precios medios informados conforme a **la letra d)** del artículo 55º del presente Reglamento, la Comisión calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el referido artículo, debidamente reajustados según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente

Reglamento.

Artículo 63°, Texto Vigente

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

c) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

d) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

Artículo 63°, Texto Propuesto

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

c) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados **a las distribuidoras**, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, ~~incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión~~ **adicionando los costos por kilowatt-hora correspondientes a costos de retiro verificados en el sistema eléctrico, distintos a los costos de retiro de energía y potencia, ocurridos el cuatrimestre en que se determina el Precio Medio de Mercado** y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

d) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo,

sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

ALTERNATIVA 2:

Modificación DS N°86/2013

Artículo 63°, Texto Vigente

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

c) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

d) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.

Artículo 63°, Texto Propuesto

La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico, mediante el siguiente procedimiento:

c) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informados conforme al artículo 55º y siguientes del presente Reglamento, la Comisión determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses conforme a lo señalado en el artículo 57º del presente Reglamento;

Asimismo, la Comisión incorporará en el cálculo del Precio Medio Teórico todos aquellos costos distintos al suministro de energía y potencia, que tengan contrapartida en el Precio Medio de Mercado que ella determine, de modo que la comparación entre el Precio Medio Teórico, y el Precio Medio de Mercado sólo dé cuenta de la diferencia entre los costos teóricos de la energía y potencia calculados, y los costos de energía y potencia de mercado.

d) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 62º del presente Reglamento, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios de Nudo de Corto Plazo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor denominado Precio Medio Teórico Ajustado alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la Banda de Precios de Mercado.