COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

“Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM”

Informe Final

Parte 1

CNE-24-001 Rev.00

27 de junio de 2025

RESUMEN EJECUTIVO

El presente Informe de Avance abarca siete puntos, correspondientes al desarrollo de los objetivos específicos N°1, N°2 y N°3.

En el punto N°1 se presenta de manera general los alcances del trabajo a realizar y se indican de manera sucinta los antecedentes que enmarcan las características de unidad de punta.

En el punto N°2 se elabora el análisis del impacto de las definiciones de los subsistemas y subestación básica de potencia contenidos en los informes de definición de Precio de Nudo de Corto Plazo de los últimos cuatro años, donde se concluye que la aplicación de factores de penalización, determinados para la operación del sistema eléctrico en horario de control de punta, produce un efecto de elevación de los precios en la zona norte y valores muy bajos en la zona sur. Dado que existe una definición de subsistema en la zona sur, se logra compensar la baja de precios, aun cuando este subsistema resulta importador de potencia de suficiencia. Se resalta que en los últimos años solo se ha incorporado una unidad con características de potencia de punta en el subsistema sur, el resto se han instalado en la zona centro-norte.

En el punto N°3 se especifica una serie de metodologías posibles de utilizar para definir subsistemas, las cuales abarcan diferentes criterios operacionales y estratégicos, pero que se apartan de los criterios utilizados a la fecha y proponen una utilización distinta de la definición del precio de la potencia con atributos. Adicionalmente, se agrega una metodología que sigue la lógica de buscar si hay sectores de la red en que se requiera capacidad extra, la cual se basa en simulaciones de la operación esperada para el largo plazo.

En el punto N°4 se presentan algunos puntos destacados de la operación esperada del SEN, resultado de la utilización de Ose2000 como herramienta de simulación.

En el punto N°5 se presentan los desacoples económicos esperados, los cuales se determinan a partir de la revisión de los ingresos tarifarios esperados para cada tramo de transmisión. En el sistema de 500 kV es posible identificar el tramo Ancoa – Jahuel y Lo Aguirre – Polpaico.

En el punto N°6 se presentan los subsistemas propuestos en base a la metodología de disponibilidad de recursos renovables.

Finalmente en el punto N°7 se entregan antecedentes y una metodología para determinar el tamaño eficiente de la unidad de punta. La metodología es una propuesta del equipo consultor y se basa en el análisis de la operación esperada para el sistema eléctrico.

Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM

Página

TABLA DE CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES 8
1.1 Introducción 8
1.2 Antecedentes 9
2 ANÁLISIS CRÍTICO DEL IMPACTO DE LAS DEFINICIONES DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y SUBESTACIÓN BÁSICA DE POTENCIA 11
2.1 Introducción. Reglamento de transferencias de potencia entre generadores 11
2.2 Potencia Suficiencia por Subsistema versus Sistema Único, años 2020, 2021, 2022 y 2023 14
2.2.1 Potencia Suficiencia año 2020 16
2.2.2 Potencia Suficiencia año 2021 17
2.2.3 Potencia Suficiencia año 2022 18
2.2.4 Potencia Suficiencia año 2023 20
2.2.5 Resumen Potencia Suficiencia Definitiva 22
2.3 Factores de penalización y valorización años 2020, 2021, 2022 y 2023 24
2.3.1 Valorización de las inyecciones de potencia 28
2.3.2 Resumen y conclusión de las diferencias valorizadas 33
2.4 Unidades generadoras instaladas en los últimos 4 años, con características de unidades de punta 34
2.5 Comentarios y conclusiones 37
3 DEFINICIÓN DE SUBSISTEMA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 42
3.1 Introducción 42
3.2 Necesidades y Beneficios de definir Subsistemas actualmente 43
3.2.1 Importancia de las Señales de Precios en Subsistemas 44
3.2.2 Descarbonización y la Importancia de Subsistemas 44
3.3 Definición de Objetivos y Metas como etapa previa a la elección de Herramientas y Metodologías 45
3.3.1 Metas de Incorporación de Energías Renovables en Chile 45
3.3.2 Contexto en el Mercado Eléctrico Chileno 46
3.4 Metodologías de Definición de Subsistemas 47
3.5 Metodologías Combinadas 49

4 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN ESPERADA DEL SEN 2025 - 2028 57
5 DESACOPLES ECONÓMICOS PROYECTADOS 64
6 SUBSISTEMAS DE POTENCIA 67
6.1 Introducción 67
6.2 Selección de metodología a utilizar 67
6.3 Agrupación en base a desacoples económicos 69
6.4 Subestaciones básicas de potencia 70
7 TAMAÑO EFICIENTE DE LA UNIDAD DE PUNTA 72
7.1 Introducción 72
7.2 Comportamiento del consumo del Sistema Eléctrico Nacional 73
7.3 Metodología por eficiencia económica de operación 74
7.4 Incorporación de sistemas de almacenamiento 80

Figuras y Tablas

Figura 1 Factores de penalización sistema único
Figura 2 Factores de penalización precio de nudo sistema único versus dos subsistemas, años 2022 y 2023
Figura 3 Precio de Nudo Potencia 2 subsistemas vs sistema único, 1º semestre 2023
Figura 4 Generación de central Diesel Degañ 2
Figura 5 Generación de central Diesel Llanos Blancos
Figura 6 Generación Diesel Trapen concentrada entre los meses de noviembre y marzo
Figura 7 Generación Diesel Trincao también concentrada entre los meses de noviembre y marzo
Figura 8 Parque generador subsistema Sur año 2023
Figura 9 Energía anual generada por tipo de fuente
Figura 10 Participación porcentual en la generación anual por tipo de fuente
Figura 11 Generación por bloque horario del SEN, día laboral de junio de 2025
Figura 12 Generación por bloque horario del SEN, día laboral de noviembre de 2025
Figura 13 Flujos de potencia en LT 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, orden cronológico
Figura 14 Flujos de potencia en LT 500 kV Ancoa – Alto Jahuel, ordenados por bloques horarios
Figura 15 Flujos de potencia en LT 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, ordenados por bloques horarios
Figura 16 Flujos de potencia en LT 500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, ordenados por bloques horarios
Figura 17 Flujos de potencia en LT 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico
Figura 18 Flujos de potencia en LT 500 kV Lo Aguirre – Polpaico
Figura 19 Curvas de duración anual de la demanda, periodo 2020 – 2023
Figura 20 Horas con registro de demanda máxima.
Figura 21 Tamaño y cantidad de unidades BESS declaradas como "fehacientes".

Tabla 1 Transferencias de potencia entre ambos subsistemas, año 2020
Tabla 2 Potencia de suficiencia caso con dos subsistemas versus caso con sistema único, año 2020
Tabla 3 Transferencias de potencia entre ambos subsistemas, año 2021
Tabla 4 Potencia Suficiencia caso con dos subsistemas versus caso con sistema único, año 2021
Tabla 5 Transferencia de potencia entre ambos subsistemas, año 2022
Tabla 6 Potencia Suficiencia caso con dos subsistemas versus caso con sistema único, año 2022
Tabla 7 Transferencia de potencia entre ambos subsistemas, año 2023
Tabla 8 Potencia Suficiencia caso con dos subsistemas versus caso con sistema único, año 2023
Tabla 9 Resumen Transferencia entre subsistemas y Margen de Potencia
Tabla 10 Diferencias físicas en MW, Caso dos Subsistemas menos caso Sistema único
Tabla 11 Diferencias de potencia de suficiencia.
Tabla 12 Precios básicos de la potencia
Tabla 13 Comparación valorizada año 2020
Tabla 14 Comparación valorizada año 2021
Tabla 15 Comparación valorizada año 2022
Tabla 16 Comparación valorizada año 2023
Tabla 17 Diferencias valorizadas (USD-año) entre caso dos subsistemas menos sistema único
Tabla 18 Listado unidades con características de punta, fondo amarillo resalta a las centrales de combustible Diesel
Tabla 19. Ingresos tarifarios anuales esperados en líneas de 500 kV
Tabla 20 Factor de Carga Anual SEN
Tabla 21 Centrales de falla simulación sin centrales diésel.
Tabla 22 Nudos de conexión unidades de punta
Tabla 23 Resultados simulación configuración 8*75 MW.
Tabla 24 Resultados simulación configuración 6*100 MW.
Tabla 25 Resultados simulación configuración 5*120 MW.
Tabla 26 Resultados simulación configuración 4*150 MW.

1

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

1.1 Introducción

La Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante licitación pública N°610-24-LQ24 ha contratado los servicios profesionales de la Unión Temporal de Proveedores conformada por Krea Energía Limitada y KAS Ingenieros Asociados S.A., para que realice el Estudio denominado "**Determinación de los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM**", cuyos objetivos generales son los siguientes:

- Establecer una herramienta trazable y reproducible, en los términos que la Comisión establezca, para determinar y actualizar el precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM.
- Propuesta de precio básico de potencia de punta en el SEN y los SSMM a partir de la estructura señalada en las Bases Técnicas de Licitación, junto con una propuesta de fórmulas de indexación del precio básico de potencia de punta considerando una periodicidad determinada.
- Realizar un análisis crítico, y entregar propuestas en caso de que corresponda, de otras componentes que afectan al precio básico de potencia de punta, tales como la definición de subsistemas de potencia y la elección de la subestación básica de potencia.

El presente informe se presenta de acuerdo con lo establecido en la cláusula Octava del Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y la Unión Temporal de Proveedores Krea Energía y KAS Ingenieros Asociados S.A. (en adelante "UTP Krea Energía y KAS") de fecha 03 de septiembre de 2024, el cual dice relación con las actividades mínimas a realizar por parte de la UTP Krea Energía y KAS de las Actividades a), b) y c) del Objetivo Especifico N°1, Actividades d) y e) del Objetivo Especifico N°2 y Actividad f) del Objetivo Específico N°3.

1.2 Antecedentes

De acuerdo con lo establecido en los artículos 159° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos, corresponde a la Comisión, entre otras tareas, el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia en los sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW de capacidad instalada de generación.

Para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 49° del Decreto N°86, 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.

Con base en lo descrito anteriormente, resulta necesario revisar las características de la unidad que aporte potencia de punta en el SEN, de forma tal de actualizar las condiciones actuales y desarrollo esperado del sistema, y reconocer de forma adecuada las componentes que permitan una consistencia tarifaria con el pago de la potencia de punta. Por otra parte, en el caso de los Sistemas Medianos (SSMM), los cuales poseen una capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, se deben determinar y evaluar los costos de desarrollo de las unidades de punta, de acuerdo con las características propias de cada uno de ellos.

En particular, para el caso del SEN, una variable que incide en el cálculo del precio básico de potencia es la definición de subsistemas de potencia y de subestación básica de potencia, razón por la cual resulta necesario realizar un análisis crítico a las metodologías empleadas para definirlas, y desarrollar propuestas metodológicas para su determinación. Posteriormente, a partir de las propuestas metodológicas, en conjunto con un análisis de operación esperada del sistema, se deberán proyectar los eventuales desacoples de potencia en las subestaciones nacionales durante el periodo 2025-2028, de modo tal de poder estimar los subsistemas durante ese periodo y así determinar el universo de ubicaciones donde se analizarán los costos de las unidades de punta.

Por otra parte, debido a los nuevos paradigmas de operación del sistema eléctrico chileno, en el cual existe una importante inserción de energías renovables variables, nuevas tecnologías de gestión temporal de energía y la descarbonización de la matriz energética del SEN, resulta necesario considerar y evaluar la incorporación y caracterización de costos relativos a la provisión de flexibilidad por parte de estas unidades de punta.

Finalmente, el estudio deberá desarrollarse conforme a los objetivos y alcances establecidos en las presentes Bases, debiendo abordar las actividades y tareas que se consideren necesarias para el adecuado logro de los objetivos propuestos.

2

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

ANÁLISIS CRÍTICO DEL IMPACTO DE LAS DEFINICIONES DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y SUBESTACIÓN BÁSICA DE POTENCIA

2 ANÁLISIS CRÍTICO DEL IMPACTO DE LAS DEFINICIONES DE SUBSISTEMAS DE POTENCIA Y SUBESTACIÓN BÁSICA DE POTENCIA

2.1 Introducción y Reglamento de transferencias de potencia entre generadores

En este capítulo, el análisis crítico del impacto de las definiciones de subsistemas fue ordenado según lo siguiente:

Primero se muestra una revisión del reglamento vigente de transferencias de potencia entre generadores, enfocado en el procedimiento que determina las transferencias de potencia entre subsistemas.

En segundo lugar (ver sección 2.2), considerando que la normativa vigente no se encuentra una definición específica de subsistemas, para los años 2020, 2021, 2022, y 2023, se analizan los resultados físicos en MW, de las potencias de suficiencia, y las transferencias de potencia, entre los subsistemas establecidos en los decretos tarifarios de precios de nudo de corto plazo, definidos para dichos años. Además, para dicho análisis, se realiza una comparación con el hipotético caso de no considerar subsistemas o de sistema único.

En tercer lugar (ver sección 2.3), para los mismos años indicados anteriormente, se analizan los factores de penalización y los precios de nudo de potencia de corto plazo en USD/MW. De tal forma de obtener y analizar la valorización monetaria (en USD) de las potencias de suficiencia, para los casos con subsistemas, y para un hipotético caso de sistema único.

Reglamento de transferencias de potencia entre generadores

El Decreto Supremo Nº62 (DS62), promulgado el 1 de febrero de 2006 y publicado el 16 de junio de 2006, fue el documento que "Aprueba El Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos". Pero, su aplicación solo se hizo a partir del 1 de marzo del año 2016. El mencionado DS62, en el artículo 1º del TITULO I Disposiciones Generales, trasladan a la Comisión Nacional de Energía la definición de subsistemas con ocasión de la emisión de los Informes Técnicos de Precio de Nudo de Corto Plazo. También es importante mencionar que dicho DS62, ha tenido cuatro instancias de modificaciones, las dos últimas fueron efectuadas mediante el decreto 42 del año 2020, y el decreto 70 de del año 2024 que incorpora los sistemas de almacenamiento.

Algunas definiciones previas[1]:

Potencia Máxima: Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas, en los bornes de salida del generador.

Potencia Inicial: Valor de potencia, menor o igual a la Potencia Máxima, que cada unidad generadora puede aportar al sistema o subsistema, en función de la incertidumbre

[1] Norma Técnica de Transferencias de potencia entre empresas generadoras, enero 2016

asociada a la disponibilidad del Insumo Principal de generación e insumo alternativo, si corresponde.

Potencia de Suficiencia: Potencia que una unidad generadora aporta a la Suficiencia de Potencia del sistema o subsistema. A partir de dicha potencia, se determina la remuneración que resulte de las transferencias de potencia para cada generador.

Demanda de Punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo. Esta demanda de punta será determinada en función de los retiros efectivos de cada cliente en su punto de conexión al sistema de transmisión.

Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.

El procedimiento establecido en el DS62 indica que, para cada año de cálculo, se determina la transferencia de Potencia de Suficiencia que permite igualar el margen de Potencia de cada subsistema a través de las instalaciones del sistema de transmisión que interconecta distintos subsistemas, pero con la restricción que dicha transferencia de potencia no supere la capacidad de las instalaciones antes indicadas. Con lo cual un subsistema deberá exportar potencia y el otro importarla. Dicho Margen de Potencia se define como el cociente entre la sumatoria de la Potencia Inicial de las unidades generadoras, más los Sistemas de Almacenamientos de Energía y la Demanda de Punta, para cada subsistema. La ecuación que iguala los márgenes de potencia se escribe como:

$$\frac{\sum Pini_{Exportador} + SAE_{Exportador}}{DPunta\ Sub_{Exportador} + X} = \frac{\sum Pini_{Importador} + SAE_{Importador}}{DPunta\ Sub_{Importador} - X}$$

Ecuación 2.1

Donde:

$\sum Pini_{Exportador}$: Sumatoria de las Potencias Iniciales de los generadores del subsistema exportador en MW

$\sum SAE_{Exportador}$: Sumatoria de los Sistemas de Almacenamientos de Energía, del subsistema exportador en MW

$DPunta\ Sub_{Exportador}$: Demanda de Punta del subsistema exportador, correspondiente a la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del subsistema exportador

$\sum Pini_{Importador}$: Sumatoria de las Potencias Iniciales de los generadores del subsistema importador en MW

$\sum SAE_{Importador}$: Sumatoria de los Sistemas de Almacenamientos de Energía, del subsistema importador en MW

$DPunta\ Sub_{Importador}$: Demanda de Punta del subsistema exportador, correspondiente a la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del subsistema importador

Según la ecuación 2.1 el subsistema exportador aumentará su demanda de punta en el valor de transferencia de potencia X, y el subsistema importador reducirá su demanda de punta en el mismo valor de transferencia de potencia X.

Aquí es importante mencionar que para la ecuación de margen de potencia indicada más arriba, se considera una potencia inicial equivalente anual, que considera los periodos de tiempo que estuvo disponible, y que la transferencia X, debe ser menor o igual a la capacidad de transmisión del tramo de línea involucrado, lo que se verifica en las publicaciones de la potencia de suficiencia que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional en su página web[2].

Por otra parte, cabe mencionar que, en la regulación vigente, no queda claro, el o los objetivos que se persigue al obtener las transferencias de potencia, entre subsistemas, según lo expresado por la ecuación 2.1, que iguala los márgenes de potencia,

Para mayor claridad, a continuación, se describen brevemente las etapas que sigue el procedimiento cálculo de la potencia de suficiencia, según lo establecido en el DS62:

Etapa 1: Cálculo de la potencia inicial de las unidades generadoras y de los sistemas de almacenamiento. Aquí solo se determina el valor, tomando en cuenta la incertidumbre asociada a su insumo principal y alternativo, según corresponda.

Etapa 2: Se calcula la Potencia Equivalente de la unidad generadora asociada a los estados disponibles y los estados deteriorados para el año de cálculo. Cabe mencionar que aquí si se contabiliza la disponibilidad operativa de cada unidad generadora y sistemas de almacenamiento durante el año.

Se compara el valor de la potencia equivalente con el valor de la potencia inicial, escogiendo el menor valor entre la Potencia Inicial y la Potencia Equivalente. Se denomina a dicho valor como la Potencia Inicial Ajustada (PiniAjustado)

Etapa 3: Cálculo del factor que contabiliza la fracción de tiempo que la unidad generadora estuvo en mantenimiento mayor (FMM).

Etapa 4: En base a la estadística de estados operativos definidos en la Norma Técnica publicada en enero de 2016, se calculan los factores de indisponibilidad Forzada IFOR, asociados a cada unidad generadora y a cada sistema de almacenamiento.

Etapa 5: Considerando la información obtenida en las etapas 1, 2, y 3, mediante la determinación de la función de probabilidad conjunta del sistema, se procede al cálculo

[2] www.coordinador.cl

de la Potencia de Suficiencia Preliminar. Sin embargo, en la práctica y con un alto grado de precisión, el valor de potencia de suficiencia preliminar se puede obtener como:

$$PSuf_{preliminar} \approx PiniAjustado * FMM * (1 - ConsumosPropios) * (1 - IFOR)$$

En esta etapa se incorporan los estados de potencia de los casos en que ingresan nuevas unidades generadoras y los casos de unidades generadoras que se declaran en falla prolongada (más de 15 días) o en presencia.

Etapa 6: En esta etapa se determina la transferencia de potencia entre subsistemas, aplicando la ecuación de igualar el margen de potencia de dichos subsistemas. En donde el subsistema exportador incrementa su demanda de punta, y el importador la reduce en el mismo valor de la transferencia de potencia. Aquí es importante mencionar lo siguiente:

- Los cálculos de margen de potencia realizados por el Coordinador consideran la fracción de tiempo que cada unidad generadora está presente en el año de cálculo.
- Según el artículo 58 del DS62, Para determinar la potencia que se transmite a través de las instalaciones del Sistema de Transmisión que interconectan distintos subsistemas, en cada año de cálculo se deberá determinar la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema. La potencia transmitida entre subsistemas será igual al menor valor entre la capacidad total de las instalaciones antes indicadas y la transmisión de potencia que iguala el Margen de Potencia de cada subsistema, esto significa que se puede aplicar el límite de transmisión de criterio N-1

Etapa 7: Se calcula la Potencia de Suficiencia para cada unidad generadora, ponderando la PSuf_preliminar por el **factor de ajuste** definido por el cociente entre DemPunta del subsistema asociado a dicha unidad y la sumatoria de las potencias de suficiencia preliminar (etapa 4) asociadas a dicho subsistema.

Cabe comentar que en la etapa 6, el subsistema que tuvo un incremento de su demanda de punta por motivo de la transferencia de potencia descrita en la etapa 5, será beneficiado con una mayor potencia de suficiencia, y asimismo, será perjudicado el subsistema que tuvo una reducción de su demanda de punta, ya que el factor de ajuste de este subsistema se reduce, tal como se muestra en las tablas 2.1, 2.3, 2.5, y 2.7

El procedimiento de la etapa 5, además tiene consecuencia en la remuneración de la potencia, ya que cada subsistema define un precio de referencia en la subestación básica de cada subsistema, cuyos efectos se muestran en el punto 2.3.

2.2 Potencia Suficiencia por Subsistema versus Sistema Único, años 2020, 2021, 2022 y 2023

En esta sección, se describen:

i) Los dos subsistemas utilizados entre los años 2020 y 2023, sus potencias de suficiencia, las transferencias entre subsistemas, y sus márgenes de potencia.
ii) Se recalculan las potencias de suficiencia para un sistema único, o sin subsistemas.

iii) Para evaluar los perjuicios y beneficios entre el caso actualmente vigente con dos subsistemas, se analizan las diferencias con el caso de no considerar subsistemas o sistema único.

En este análisis, se parte con los cálculos definitivos que obtuvo el Coordinador[3] para dichos años, en donde se verifican dos subsistemas.

Subsistema Centro Norte (subsistema 1):

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas a partir de la subestación Parinacota 220 kV, y al norte de la subestación Ciruelos 220 kV, siendo la subestación básica de potencia Nogales 220 kV.

Subsistema Sur (subsistema 2):

Constituido por las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional localizadas entre las subestaciones Ciruelos 220 kV y Chiloé 220 kV, ambas incluidas, siendo la subestación básica de potencia Puerto Montt 220 kV.

En dichos años, para conseguir la igualdad de los márgenes de potencia de los dos subsistemas, se requirió transmitir potencia desde el subsistema Centro Norte hacia el subsistema Sur.

También es importante mencionar que los tramos de líneas de transmisión que interconectan ambos subsistemas fueron:

- Ciruelos 220 kV Lastarria 220 kV, Circuito 1
- Ciruelos 220 kV – Lastarria 220 kV, Circuito 2
- Loncoche 66 kV – Pullinque 66 kV, Circuito 1
- Loncoche 66 kV – Pullinque 66 kV, Circuito 2

Aquí es importante mencionar, que para efectos de verificar que las transferencias de potencia entre subsistemas no superen el límite de transmisión indicado por el artículo 58 del DS62, se ha considerado que la capacidad de transmisión del tramo Lastarria-Ciruelos según criterio N-1, sería de 144 MW[4].

Para poder evaluar los beneficios y/o perjuicios que puedan tener los generadores al definir los dos subsistemas antes indicados en los balances de potencia de suficiencia, es comparado con el caso de no considerar subsistemas, o sistema único, lo que fue utilizado por varias décadas antes de que la definición de subsistemas fuera introducida por la publicación de la Ley 19.940, promulgada en el año 2004. Para este estudio, se va a considerar que el sistema único tendrá como subestación básica a Nogales 220 KV, que también es la subestación básica del actual subsistema Centro-Norte.

[3] https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-definitivo-de-potencia-de-suficiencia/
[4] Estudio de restricciones en el sistema de transmisión mayo 2024, www.coordinadorelectrico.cl

2.2.1 Potencia Suficiencia año 2020

Para igualar los márgenes de potencia de ambos subsistemas, se requiere que haya una transferencia de potencia, desde el subsistema 1 de 17,5 MW hacia el subsistema 2, lo que hace que la demanda de punta del subsistema 1 se incremente, y la del subsistema 2 se reduzca en el mismo valor de dicha transferencia, según se muestra en la siguiente Tabla 1 .

	Parinacota-Norte Ciruelos	Ciruelos-Chiloé
Subsistemas SEN	**Subsistema 1**	**Subsistema 2**
∑Pinicial (MW)	16.841,1	763,2
Dem Subsistema (MW)	9.891,3	466,5
Margen Potencia	1,70	1,64
Transferencia Potencia (MW)	17,5	-17,5
Dem Subsistema ajustada (MW)	**9.908,7**	**449,1**
Margen Potencia ajustado	**1,70**	**1,70**

TABLA 1 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE AMBOS SUBSISTEMAS, AÑO 2020

Los perjuicios y beneficios en MW físicos se obtienen como la diferencia entre la potencia de suficiencia del caso con dos subsistemas y la potencia de suficiencia del caso con sistema único, lo que se muestra en la Tabla 2 .

Con dos Subsistemas, s1 y s2						Sistema Unico		
			Potencia Instalada	Potencia Inicial	Potencia Suficiencia		Potencia Suficiencia	Diferencias
Sub Sistema	Localización SEN	Tecnologias	MW	MW	MW	Sub Sistema	MW	MW
s1	Centro-Norte	Térmico	12.894,0	11.600,8	6.567,9	Único	6552,4	15,5
s1	Centro-Norte	Hidro	6.011,8	3.805,6	2.429,4	Único	2423,7	5,7
s1	Centro-Norte	Eólica	2.040,6	387,1	246,8	Único	246,2	0,6
s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	53,9	12,8	8,2	Único	8,2	0,0
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	117,6	66,9	42,2	Único	42,1	0,1
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	818,8	165,5	105,9	Único	105,6	0,2
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	170,8	153,5	93,4	Único	93,1	0,2
s1	Centro-Norte	Solar	2.449,9	648,8	414,9	Único	414,0	1,0
s2	Sur	Térmico	341,5	299,9	173,6	Único	182,6	-9,0
s2	Sur	Hidro	437,1	372,5	221,2	Único	232,7	-11,5
s2	Sur	Eólica	230,1	25,7	15,4	Único	16,2	-0,8
s2	Sur	PMGD Eólica	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Hidro	56,4	28,5	17,2	Único	18,1	-0,9
s2	Sur	PMGD Solar	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Térmico	51,0	36,7	21,7	Único	22,9	-1,1
s2	Sur	Solar	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
		Total	25673,3	17604,3	**10357,8**		**10357,8**	0,0

TABLA 2 POTENCIA DE SUFICIENCIA CASO CON DOS SUBSISTEMAS VERSUS CASO CON SISTEMA ÚNICO, AÑO 2020

Se observa una menor potencia de suficiencia para las unidades generadoras del sistema con localización al Sur del SEN, al considerar los dos subsistemas, muy notorio para los térmicos y los hidráulicos. También cabe señalar que las diferencias suman 23,4 MW mayor que la transferencia de 17,5 MW mostrado en la Tabla 1 , esta situación se produce debido a que, en el caso del sistema único, el factor de ajuste se calcula sobre la total potencia preliminar y el total de demanda de punta del sistema completo.

Sin embargo, al valorizar la potencia de suficiencia con los precios de nudo de corto plazo, el efecto es distinto a lo que se concluye con los valores físicos, debido al reajuste de los factores de penalización, para un caso u otro, lo que se muestra más adelante en el punto 2.3.2

2.2.2 Potencia Suficiencia año 2021

Para igualar los márgenes de potencia de ambos subsistemas, requiere que haya una transferencia de potencia, desde el subsistema 1 de 36,7 MW hacia el subsistema 2, lo que hace que la demanda de punta del subsistema 1 se incremente, y la del subsistema 2 se reduzca en el mismo valor de dicha transferencia, según se muestra en la siguiente Tabla 3.

	Parinacota-Norte Ciruelos	**Ciruelos-Chiloé**
Subsistemas SEN	**Subsistema 1**	**Subsistema 2**
∑Pinicial (MW)	16993,9	783,7
Dem Subsistema (MW)	10267,2	511,9
Margen Potencia	1,66	1,53
Transferencia Potencia (MW)	36,7	-36,7
Dem Subsistema ajustada (MW)	**10304,0**	**475,2**
Margen Potencia ajustado	**1,65**	**1,65**

TABLA 3 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE AMBOS SUBSISTEMAS, AÑO 2021

Los perjuicios y beneficios en MW físicos se obtienen como la diferencia entre la potencia de suficiencia del caso con dos subsistemas y la potencia de suficiencia del caso con sistema único, lo que se muestra en la Tabla 4 .

Con dos Subsistemas, S1 y S2						Sistema Único		Diferencias Dos Subsistemas vs. Sistema Único
			Potencia Instalada	Potencia Inicial	Potencia Suficiencia		Potencia Suficiencia	
Sub-sistema	Localización SEN	Tecnologías	MW	MW	MW	Sub-sistema	MW	MW
s1	Centro-Norte	Térmico	13131,6	11265,1	6511,0	Único	6487,0	+24,0
s1	Centro-Norte	Hidro	5896,4	3876,6	2568,4	Único	2558,9	+9,5
s1	Centro-Norte	Eólica	2545,5	486,1	322,8	Único	321,6	+1,2

s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	53,9	14,6	9,6	Único	9,6	0,0
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	115,8	66,9	43,7	Único	43,6	+0,2
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	1170,3	253,2	167,7	Único	167,0	+0,6
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	211,6	187,7	120,4	Único	119,9	+0,4
s1	Centro-Norte	Solar	3435,5	843,7	560,4	Único	558,3	+2,1
s2	Sur	Térmico	341,5	261,6	153,8	Único	169,6	-15,8
s2	Sur	Hidro	462,5	385,6	237,5	Único	253,1	-15,7
s2	Sur	Eólica	230,1	61,5	38,2	Único	41,7	-3,5
s2	Sur	PMGD Eólica	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Hidro	43,2	24,2	14,9	Único	15,9	-1,0
s2	Sur	PMGD Solar	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Térmico	51,0	50,8	30,8	Único	32,8	-2,0
s2	Sur	Solar	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
		Total	**27688,8**	**17777,6**	**10779,1**		**10779,1**	0,0

TABLA 4 POTENCIA SUFICIENCIA CASO CON DOS SUBSISTEMAS VERSUS CASO CON SISTEMA ÚNICO, AÑO 2021

También se observa una menor potencia de suficiencia para las unidades generadoras del sistema Sur, al considerar los dos subsistemas, muy notorio para los térmicos y los hidráulicos. También cabe señalar que las diferencias entre el subsistema único y el subsistema Sur suma un total de 38 MW un poco mayor, que la transferencia de 36,7 MW mostrado en laTabla 3 , esta situación también se produce debido a que, en el caso del sistema único, el factor de ajuste se calcula sobre la total potencia preliminar y el total de demanda de punta del sistema completo.

Sin embargo, al valorizar la potencia de suficiencia con los precios de nudo de corto plazo, el efecto es distinto a lo que se concluye con los valores físicos, debido al reajuste de los factores de penalización, para un caso u otro, lo que se muestra más adelante en el punto 2.3.2

2.2.3 Potencia Suficiencia año 2022

Para igualar los márgenes de potencia de ambos subsistemas, requiere que haya una transferencia de potencia, desde el subsistema 1 de 89,3 MW hacia el subsistema 2, lo que hace que la demanda de punta del subsistema 1 se incremente, y la del subsistema 2 se reduzca en el mismo valor de dicha transferencia, según se muestra en la siguiente Tabla 5.

	Parinacota-Norte Ciruelos	**Ciruelos-Chiloé**
Subsistemas SEN	**Subsistema 1**	**Subsistema 2**
∑Pinicial (MW)	17999,5	790,5
Dem Subsistema (MW)	10502,7	554,4
Margen Potencia	1,71	1,43
Transferencia Potencia (MW)	89,3	-89,3

Dem Subsistema ajustada (MW)	**10592,0**	**465,2**
Margen Potencia ajustado	**1,70**	**1,70**

TABLA 5 TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE AMBOS SUBSISTEMAS, AÑO 2022

Los perjuicios y beneficios en MW físicos se obtienen como la diferencia entre la potencia de suficiencia del caso con dos subsistemas y la potencia de suficiencia del caso con sistema único, lo que se muestra en la Tabla 6.

Con dos Subsistemas, S1 y S2						Sistema Único		Diferencias Dos Subsistemas vs. Sistema Único
			Potencia Instalada	Potencia Inicial	Potencia Suficiencia		Potencia Suficiencia	
Sub-sistemas	Localización SEN	Tecnologías	MW	MW	MW	Sub-sistemas	MW	MW
s1	Centro-Norte	Térmico	13062,0	11357,0	6325,8	Único	6300,5	+25,4
s1	Centro-Norte	Hidro	6459,9	4022,0	2577,2	Único	2566,9	+10,3
s1	Centro-Norte	Eólica	3513,0	833,6	535,8	Único	533,6	+2,1
s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	53,9	15,8	10,1	Único	10,0	0,0
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	120,9	67,3	42,8	Único	42,6	+0,2
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	1719,7	338,8	219,8	Único	218,9	+0,9
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	209,3	196,3	126,3	Único	125,7	+0,5
s1	Centro-Norte	Solar	4845,0	1168,5	754,2	Único	751,1	+3,0
s1	Centro-Norte	Stand-Alone	2,0	0,04	0,02	Único	0,02	0,00
s2	Sur	Térmico	332,7	271,8	155,9	Único	170,0	-14,1
s2	Sur	Hidro	439,0	371,6	221,8	Único	241,9	-20,1
s2	Sur	Eólica	228,3	57,4	34,1	Único	37,1	-3,1
s2	Sur	PMGD Eólica	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Hidro	56,4	29,1	17,2	Único	18,9	-1,7
s2	Sur	PMGD Solar	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Térmico	61,8	60,6	36,1	Único	39,7	-3,6
s2	Sur	Solar	0,0	0,0	0,0	Único	0,0	0,0
		Total	**31103,9**	**18789,8**	**11057,1**		**11057,1**	0,0

TABLA 6 POTENCIA SUFICIENCIA CASO CON DOS SUBSISTEMAS VERSUS CASO CON SISTEMA ÚNICO, AÑO 2022

También se observa una menor potencia de suficiencia para las unidades generadoras del sistema Sur, al considerar los dos subsistemas, muy notorio para los térmicos y los hidráulicos. Mayor potencia para los sistemas térmicos del Norte. También cabe señalar que las diferencias entre el subsistema único y el subsistema Sur suma un total de 42,5 MW en este caso menor que la transferencia de 89,3 MW mostrado en la Tabla 5 , esta situación también se produce debido a que, en el caso del sistema único, el factor de ajuste se calcula sobre la total potencia preliminar y el total de demanda de punta del sistema completo. Es importante mencionar que en este año 2022, aparece el primer sistema Stand-Alone.

Sin embargo, al valorizar la potencia de suficiencia con los precios de nudo de corto plazo, el efecto es distinto a lo que se concluye con los valores físicos, debido al reajuste de los factores de penalización, para un caso u otro, lo que se muestra más adelante en el punto 2.3.2

2.2.4 Potencia Suficiencia año 2023

Para igualar los márgenes de potencia de ambos subsistemas, requiere que haya una transferencia de potencia, desde el subsistema 1 de 86,6 MW hacia el subsistema 2, lo que hace que la demanda de punta del subsistema 1 se incremente, y la del subsistema 2 se reduzca en el mismo valor de dicha transferencia, según se muestra en la siguiente Tabla 7.

	Parinacota-Norte Ciruelos	Ciruelos-Chiloé
Subsistemas SEN	**Subsistema 1**	**Subsistema 2**
∑Pinicial (MW)	18416,6	833,3
Dem Subsistema (MW)	10493,1	565,3
Margen Potencia	1,76	1,47
Transferencia Potencia (MW)	86,6	-86,6
Dem Subsistema ajustada (MW)	**10579,6**	**478,7**
Margen Potencia ajustado	**1,74**	**1,74**

TABLA 7 TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE AMBOS SUBSISTEMAS, AÑO 2023

Los perjuicios y beneficios en MW físicos se obtienen como la diferencia entre la potencia de suficiencia del caso con dos subsistemas y la potencia de suficiencia del caso con sistema único, lo que se muestra en la Tabla 8.

Con dos Subsistemas, S1 y S2						Sistema Único		
			Potencia Instalada	Potencia Inicial	Potencia Suficiencia		Potencia Suficiencia	Diferencia Dos Subsistemas vs. Sistema Único
Sub-sistemas	Localización SEN	Tecnologías	MW	MW	MW	Sub-sistemas	MW	MW
s1	Centro-Norte	Térmico	12419	11269,2	6159,7	Único	6141,0	18,7
s1	Centro-Norte	Hidro	6635,2	3737,6	2278,1	Único	2271,2	6,9
s1	Centro-Norte	Eólica	4124,5	916,8	575,8	Único	574,0	1,7
s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	53,9	14,7	9,2	Único	9,1	0,0
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	120,8	66,2	40,8	Único	40,6	0,1
s1	Centro-Norte	PMG Hidro	16	2,5	1,6	Único	1,6	0,0
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	2194,1	462,8	291,3	Único	290,4	0,9
s1	Centro-Norte	PMG Solar	37,9	5,7	3,6	Único	3,6	0,0
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	220,4	205,4	129,6	Único	129,2	0,4
s1	Centro-Norte	Solar	6186,5	1687,9	1060,5	Único	1057,3	3,2
s1	Centro-Norte	Solar+BESS	112,5	47,2	29,4	Único	29,3	0,1
s1	Centro-Norte	Stand-Alone	2	0,3	0,2	Único	0,2	0,0
s2	Sur	Térmico	338,1	296,7	164,8	Único	175,9	-11,0
s2	Sur	Hidro	412,3	340,8	198,6	Único	211,9	-13,3
s2	Sur	Eólica	390,1	100,8	59,4	Único	63,4	-4,0
s2	Sur	PMGD Eólica	0	0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Hidro	59,6	30,2	17,4	Único	18,6	-1,2
s2	Sur	PMG Hidro	0	0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Solar	0	0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMG Solar	0	0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	PMGD Térmico	67,7	64,9	38,5	Único	41,1	-2,6
s2	Sur	Solar	0	0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	Solar	0	0	0,0	Único	0,0	0,0
s2	Sur	Solar+BESS	0	0	0,0	Único	0,0	0,0
		Total	**33390,6**	**19249,7**	**11058,4**		**11058,4**	0,0

TABLA 8 POTENCIA SUFICIENCIA CASO CON DOS SUBSISTEMAS VERSUS CASO CON SISTEMA ÚNICO, AÑO 2023

También se observa una menor potencia de suficiencia para las unidades generadoras del sistema Sur, al considerar los dos subsistemas, muy notorio para los térmicos y los hidráulicos. Mayor potencia para los sistemas térmicos del Norte. También cabe señalar que las diferencias entre el subsistema único y el subsistema Sur suma un total de 32,1 MW en este caso menor que la transferencia de 86,6 MW mostrado en la Tabla 7, esta situación también se produce debido a que, en el caso del sistema único, el factor de ajuste se calcula sobre la total potencia preliminar y el total de demanda de punta del sistema completo. Es importante mencionar que en este año 2022, además sistema Stand-Alone, aparece un Solar con sistema almacenamiento de energía mediante baterías (BESS).

Sin embargo, al valorizar la potencia de suficiencia con los precios de nudo de corto plazo, el efecto es distinto a lo que se concluye con los valores físicos, debido al reajuste de los factores de penalización, para un caso u otro, lo que se muestra más adelante en el punto 2.3.2.

2.2.5 Resumen Potencia Suficiencia Definitiva

Transferencias y Margen de Potencia

Año	2020 MW	2021 MW	2022 MW	2023 MW
Pinicial Sub_S1	16.841	16.994	18.000	18.417
Pinicial Sub_S2	763	784	833	833
DemPunta_S1	9.909	10.304	10.592	10.493
DemPunta_S2	449	475	465	10.580
Transferido de Sub_S1a Sub_S2	17	37	89	87
Margen de Potencia	1,70	1,65	1,70	1,74

TABLA 9 RESUMEN TRANSFERENCIA ENTRE SUBSISTEMAS Y MARGEN DE POTENCIA

En la Tabla 7, se observa que, en ambos subsistemas, la potencia inicial está en amplio margen (1,7 veces) por sobre la demanda de punta. Con lo cual es esperable que después de aplicar todas las etapas indicadas en 2.1, del proceso de cálculo de potencia de suficiencia, pueden ser cubiertas, con transferencias de potencia menores o incluso nulas, con respecto de las calculadas con el método de igualar los márgenes de potencia.

También es importante mencionar que, en ninguno de los años analizados, se superó el límite de transmisión máxima de 144 MW por el doble circuito del tramo Ciruelos 220 kV Lastarria 220 kV, señalado anteriormente en penúltimo párrafo de 2.2.

Para determinar los beneficios y perjuicios de un subsistema exportador y de un subsistema importador, se realizó la comparación contra un sistema único, en donde la demanda de punta total, es igual a la suma de la demanda de punta de los dos subsistemas, y para el cálculo de la potencia de suficiencia se integraron en un solo único sistema, los dos subsistemas antes mencionados, y que en el siguiente cuadro resumen se muestra la diferencia en MW entre el caso con dos subsistemas versus el caso con un sistema único.

		Diferencias = Dos Subsistemas - Sistema Único			
		año 2020	año 2021	año 2022	año 2023
Localización SEN	Tecnologías	MW	MW	MW	MW
Centro-Norte	Térmico	15,5	24,0	25,4	18,7
Centro-Norte	Hidro	5,7	9,5	10,3	6,9
Centro-Norte	Eólica	0,6	1,2	2,1	1,7
Centro-Norte	PMGD Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0
Centro-Norte	PMGD Hidro	0,1	0,2	0,2	0,1
Centro-Norte	PMG Hidro				0,0
Centro-Norte	PMGD Solar	0,2	0,6	0,9	0,9
Centro-Norte	PMG Solar				0,0
Centro-Norte	PMGD Térmico	0,2	0,4	0,5	0,4
Centro-Norte	Solar	1,0	2,1	3,0	3,2
Centro-Norte	Solar+BESS				0,1
Centro-Norte	Stand-Alone			0,00	0,0
Sur	Térmico	-9,0	-15,8	-14,1	-11,0
Sur	Hidro	-11,5	-15,7	-20,1	-13,3
Sur	Eólica	-0,8	-3,5	-3,1	-4,0
Sur	PMGD Eólica				
Sur	PMGD Hidro	-0,9	-1,0	-1,7	-1,2
Sur	PMGD Solar				
Sur	PMGD Térmico				
Sur	Solar				
		-1,1	-2,0	-3,6	-2,6
	Total	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

TABLA 10 DIFERENCIAS FÍSICAS EN MW, CASO DOS SUBSISTEMAS MENOS CASO SISTEMA ÚNICO

Un resumen de la Tabla 10, nos muestra en el siguiente cuadro que:

DIFERENCIAS = Dos Subsistemas - Sistema Unico				
Subsistemas	2020	2021	2022	2023
	MW	MW	MW	MW
CentroNorte - Unico	23,4	38,0	42,5	32,1
Sur - Unico	-23,4	-38,0	-42,5	-32,1

TABLA 11DIFERENCIAS DE POTENCIA DE SUFICIENCIA.

El subsistema Centro-Norte que fue el exportador, obtuvo beneficios, por una mayor potencia de suficiencia en MW físicos en todos los años del periodo analizado, lo cual es concordante por la mayor capacidad de generación que posee dicho subsistema.

Por otro lado, el subsistema Sur que fue el importador, obtuvo perjuicios, por una menor potencia de suficiencia en MW, en todos los años del periodo analizado, que a su vez es concordante con la menor capacidad de generación que posee dicho subsistema.

2.3 Factores de penalización y valorización años 2020, 2021, 2022 y 2023

Según el artículo 54 del Decreto 86[5], los factores de penalización para el cálculo de precio de nudo de potencia de corto plazo son determinados por la Comisión considerando la operación esperada en los bloques de mayor demanda de cada etapa del Período de Cálculo, utilizando una expresión equivalente a la señalada en el artículo 46º del mismo decreto.

En la práctica dichos factores de penalización se obtienen según lo siguiente:

1) Desde las simulaciones con el OSE2000, para el cálculo de precio de nudo de corto plazo, se anotan los costos marginales coincidentes con los bloques de mayor demanda (10 u 11) proyectadas paras las barras del sistema nacional.
2) Considerando lo indicado en 1), se utiliza una expresión equivalente a al señalada en el artículo 46 del Decreto 86. Este cálculo se realiza para cada barra, considerando un horizonte de 48 meses, y aplicando una tasa de actualización anual del 10%, que equivale a una tasa mensual de 0,797414%.
3) Los factores de penalización se obtienen como cociente entre la expresión equivalente de una barra del sistema nacional y la expresión equivalente de la barra de referencia o subestación básica.
4) El valor obtenido en 3) se pondera por el factor de indisponibilidad de transmisión.
5) Para los años 2020, 2021, 2022, y 2023, se han definidos dos subsistemas, el subsistema Parinacota - Norte de Ciruelos con la barra de referencia Nogales 220 KV, y el subsistema Ciruelos - Chiloé, con la barra de referencia Puerto Montt 220 KV.

La siguiente figura muestra el comportamiento de los factores de penalización en el caso de un sistema único, para los años 2021 a 2024, considerando la muestra obtenida para las fijaciones de precios de nudo de corto plazo los primeros semestres de cada año, que son vigentes desde abril a octubre de cada año.

[5] Aprueba Reglamento para la Fijación de precios de nudo, https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1050337.

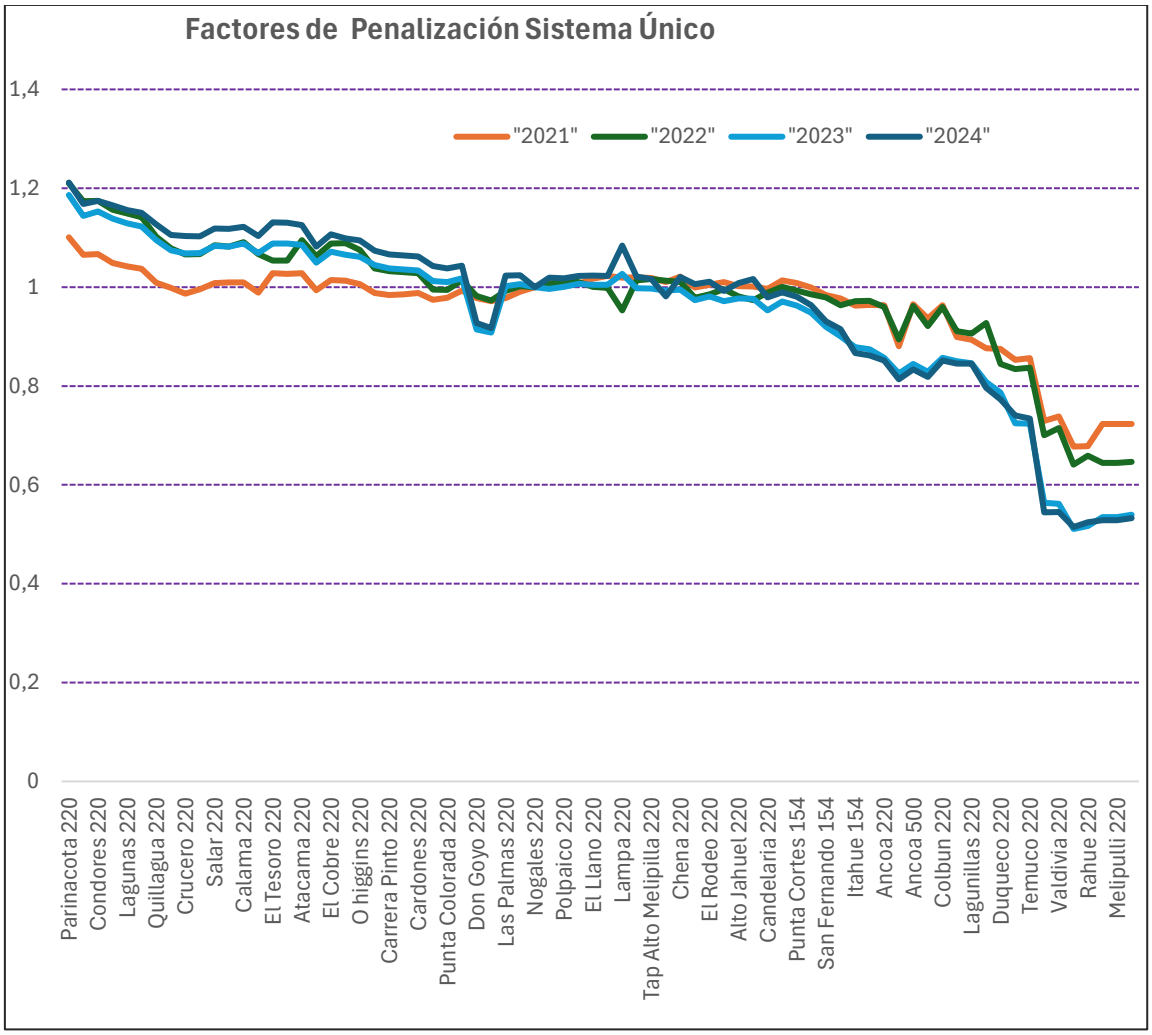

FIGURA 1 FACTORES DE PENALIZACIÓN SISTEMA ÚNICO

En la queda evidente que los factores de penalización en la zona al Sur de Temuco habrían quedado bajo el 60% del valor de referencia de la barra Nogales 220 KV. Lo cual habría tenido un fuerte impacto negativo en los precios de nudo de potencia para dicha zona, y haría menos atractivo las inversiones en generadores con característica de unidades de punta.

Por tal motivo y otros, en los últimos años, los decretos tarifarios, se han definido dos subsistemas, ya identificados anteriormente, mejorando el nivel de precios de nudo de corto plazo para dicho subsistema Sur.

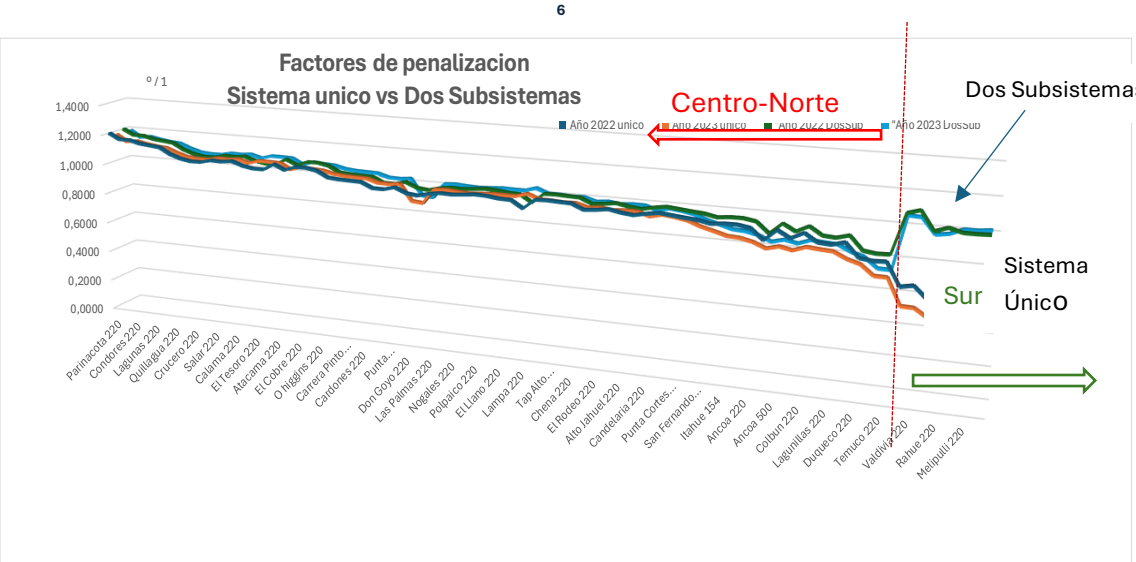

FIGURA 2 FACTORES DE PENALIZACIÓN PRECIO DE NUDO SISTEMA ÚNICO VERSUS DOS SUBSISTEMAS, AÑOS 2022 Y 2023

La Figura 2, muestra que los dos subsistemas permiten que, los factores penalización ubicados de Temuco al Sur, se encuentra por sobre el 60% del valor de referencia de la barra Puerto Montt 220 KV, levantando los precios de nudo de potencia de dicha zona.

Los precios de nudo de potencia, con los cuales se valoriza la potencia de suficiencia, queda determinado por los precios establecidos en las subestaciones básicas de cada subsistema, en donde el factor de penalización tiene un valor unitario, y el precio de las demás barras del sistema nacional se obtiene ponderando dichos precios básicos por los factores de penalización asociados a dichos subsistemas.

Los precios básicos de potencia, en que la punta es dada por una unidad generadora Diésel de 70 MW, ubicada en las subestaciones Nogales 220 KV, y Puerto Montt 220 KV, para los años 2020 a 2023, han evolucionado como se muestra en la siguiente tabla:

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA			
	NOGALES 220 kV	PUERTO MONTT 220 kV	
Fecha	USD/KW/mes	USD/KW/mes	
ene-20	7,749	7,160	Definitivo
jun-20	7,670	7,098	Preliminar
jul-20	7,670	7,098	Definitivo
dic-20	7,978	7,365	Preliminar
ene-21	7,978	7,365	Definitivo
jun-21	7,590	7,077	Preliminar
jul-21	7,590	7,077	Definitivo
dic-21	8,038	7,530	Preliminar

[6] Fijación de Precios de Nudo Corto Plazo, Primer Semestre años 2022 y 2023, https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/

ene-22	8,038	7,530	Definitivo
jun-22	8,211	7,694	Preliminar
jul-22	8,211	7,694	Definitivo
dic-22	8,495	7,980	Preliminar
ene-23	8,495	7,980	Definitivo
jun-23	8,904	8,323	Preliminar
jul-23	8,904	8,323	Definitivo

TABLA 12 PRECIOS BÁSICOS DE LA POTENCIA

La Tabla 1 , muestra que los precios básicos de potencia en la subestación básica Puerto Montt 220 KV, es menor solo entre 6% a 8% del valor del precio básico de la subestación Nogales 220 KV.

En la siguiente figura se muestra una comparación de los precios de nudo de potencia primer semestre 2023, entre los casos con los dos subsistemas antes mencionados, y supuesto caso con sistema único.

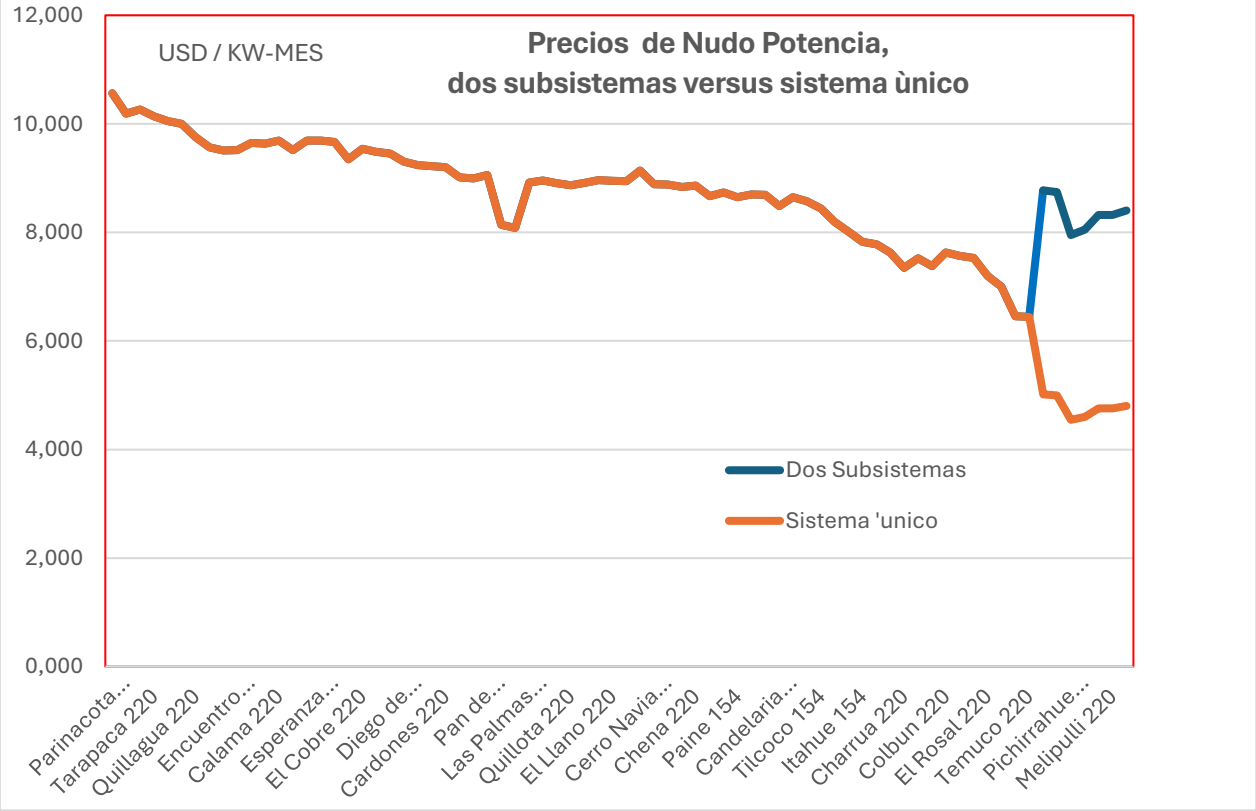

FIGURA 3 PRECIO DE NUDO POTENCIA 2 SUBSISTEMAS VS SISTEMA ÚNICO, 1º SEMESTRE 2023

La Figura 3 muestra claramente que los precios de nudo de potencia al Sur de Temuco tienden a parecerse a los valores de la zona centro. También se aprecia que, de haber un sistema único, con una sola subestación Básica, los precios serían más altos en el Norte y

Centro y mucho más bajos en la zona ubicada al Sur de Temuco. Esto podría desincentivar las inversiones en dicha zona, pero esta situación se ha mitigado al definir dos subsistemas, consiguiendo levantar los precios de potencia en la zona Sur.

Sin embargo, todavía se nota que hay precios al Sur de Charrúa 220 KV, que siguen estando notoriamente por debajo de los precios de la zona centro.

Aquí es importante mencionar que el origen de los precios de nudo de la potencia es distinto a origen del balance físico de la potencia de punta, que proviene desde un flujo de potencia que considera como inyecciones a los valores de la potencia de suficiencia, que no obedecen a un despacho económico, y los retiros calculados en función de las horas de punta que definen los decretos tarifarios. Mientras que los precios de nudo de potencia son construidos en base a factores de penalización obtenidos en los bloques de punta de un despacho económico, los que son relevantes al definir dichos precios a partir del precio de la unidad de punta. Además, hay que indicar que el balance físico de potencia, por construcción tiene aportes de potencia de todos los generadores del sistema, lo que tiende a mantener holguras en las capacidades de los sistemas de transmisión, evitando líneas saturadas, y/o congestión de la transmisión. Esto se puede verificar revisando la historia de los cálculos de balances físicos de potencia que están publicados en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional.

2.3.1 Valorización de las inyecciones de potencia.

Considerando los precios básicos de potencia de barras Nogales 220 kV y Puerto Montt 220 KV, se pueden comparar la valorización de los valores anuales de inyecciones de potencia de suficiencia entre el caso de considerar dos subsistemas, y el caso de considera un solo sistema, siendo para este caso la barra Nogales 220 KV.

2.3.1.1 Comparación valorizada año 2020

Los resultados que se obtienen son los siguientes:

			Caso dos Subsistemas	Sistema Único	Diferencia Dos Subsistemas vs. Sistema Único
Sub-Sistema	**Localización SEN**	**Tecnologías**	**USD-año**	**USD-año**	**USD-año**
s1	Centro-Norte	Térmico	605.159.599	603.731.782	**1.427.817**
s1	Centro-Norte	Hidro	224.423.278	223.893.773	**529.505**
s1	Centro-Norte	Eólica	22.442.141	22.389.191	**52.950**
s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	747.054	745.291	**1.763**
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	3.892.163	3.882.980	**9.183**
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	9.944.138	9.920.676	**23.462**
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	8.735.622	8.715.011	**20.611**
s1	Centro-Norte	Solar	37.709.640	37.620.667	**88.973**
s2	Sur	Térmico	15.455.459	14.786.648	**668.811**
s2	Sur	Hidro	19.261.445	18.433.317	**828.128**
s2	Sur	Eólica	1.331.846	1.275.029	**56.817**
s2	Sur	PMGD Eólica	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Hidro	1.501.279	1.436.370	**64.909**
s2	Sur	PMGD Solar	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Térmico	1.891.404	1.810.418	**80.986**
s2	Sur	Solar	0	0	**0**
		Total	952.495.070	948.531.188	**3.963.882**

TABLA 13 COMPARACIÓN VALORIZADA AÑO 2020

De los resultados mostrados en la Tabla 13, se observa que el caso con dos subsistemas, tiende a beneficiar a los generadores, tanto en la zona Centro-Norte como la zona Sur, lo que se explica por dos motivos, en la zona Sur el precio se levanta por la definición del subsistema Sur, al definir como barra referencia a Puerto Montt 220 KV, quedando con factor 1, y las demás barras de dicho subsistema ven factores de penalización que se obtiene como un cociente del costo marginal de potencia explicado en la sección 2.3.1, con respecto del costo marginal de la barra de referencia antes indicada.

Por otro lado, las unidades del sistema Centro-Norte son beneficiadas por la mayor potencia que consiguen al incrementar su demanda de punta según lo indicado en la sección 2.2

Con lo anterior, se puede decir que, desde el punto de vista de las inyecciones de potencia de suficiencia, sería más beneficioso para los generadores el caso de operar la potencia de suficiencia con dos subsistemas.

2.3.1.2 Comparación valorizada año 2021

			Caso dos Subsistemas	Sistema Único	Diferencia Dos Subsistemas vs. Sistema Único
Sub-Sistema	**Localización SEN**	**Tecnologías**	**USD-año**	**USD-año**	**USD-año**
s1	Centro-Norte	Térmico	613.331.699	611.069.828	**2.261.872**
s1	Centro-Norte	Hidro	230.004.542	229.156.321	**848.221**
s1	Centro-Norte	Eólica	29.485.659	29.376.920	**108.739**
s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	830.430	827.367	**3.062**
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	3.929.343	3.914.853	**14.491**
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	15.841.153	15.782.733	**58.420**
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	11.055.165	10.947.894	**107.272**
s1	Centro-Norte	Solar	53.945.823	53.746.879	**198.944**
s2	Sur	Térmico	14.182.769	11.788.870	**2.393.898**
s2	Sur	Hidro	20.957.161	17.329.618	**3.627.543**
s2	Sur	Eólica	3.434.845	2.841.445	**593.400**
s2	Sur	PMGD Eólica	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Hidro	1.353.446	1.087.944	**265.501**
s2	Sur	PMGD Solar	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Térmico	2.774.932	2.227.499	**547.433**
s2	Sur	Solar	0	0	**0**
		Total	1.001.126.967	990.098.171	**11.028.795**

TABLA 14 COMPARACIÓN VALORIZADA AÑO 2021

De los resultados mostrados en la Tabla 14, se observa que el caso con dos subsistemas, tiende a beneficiar a los generadores, tanto en la zona Centro-Norte como la zona Sur, lo que se explica por dos motivos, en la zona Sur el precio se levanta por la definición del subsistema Sur, al definir como barra referencia a Puerto Montt 220 KV, quedando con factor 1, y las demás barras de dicho subsistema ven factores de penalización que se obtiene como un cociente del costo marginal de potencia explicado en 2.3.1, con respecto del costo marginal de la barra de referencia antes indicada.

2.3.1.3 Comparación valorizada año 2022

			Caso dos Subsistemas	Sistema Único	Diferencia Dos Subsistemas vs. Sistema Único
Subsistemas	**Localización SEN**	**Tecnologías**	**USD-año**	**USD-año**	**USD-año**
s1	Centro-Norte	Térmico	623.805.851	621.305.511	**2.500.340**
s1	Centro-Norte	Hidro	239.068.563	238.084.846	**983.716**
s1	Centro-Norte	Eólica	51.348.620	51.142.805	**205.816**
s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	909.164	905.520	**3.644**
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	3.958.944	3.943.076	**15.868**
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	21.369.662	21.284.008	**85.654**
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	12.017.777	11.969.607	**48.170**
s1	Centro-Norte	Solar	76.829.530	76.521.582	**307.948**
s1	Centro-Norte	Stand-Alone	2.611	2.600	**10**
s2	Sur	Térmico	14.720.962	11.249.410	**3.471.552**
s2	Sur	Hidro	20.419.777	15.829.090	**4.590.687**
s2	Sur	Eólica	3.110.027	2.380.073	**729.953**
s2	Sur	PMGD Eólica	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Hidro	1.600.055	1.230.005	**370.050**
s2	Sur	PMGD Solar	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Térmico	3.360.303	2.588.838	**771.465**
s2	Sur	Solar	0	0	0
		Total	**1.072.521.847**	**1.058.436.973**	**14.084.874**

TABLA 15 COMPARACIÓN VALORIZADA AÑO 2022

Según lo mostrado en la Tabla 15, se desprenden las mismas conclusiones que para el año 2021.

2.3.1.4 Comparación valorizada año 2023

			Caso dos Subsistemas	Sistema Único	Diferencia Dos Subsistemas vs. Sistema Único
Subsistemas	**Localización SEN**	**Tecnologías**	**USD-año**	**USD-año**	**USD-año**
s1	Centro-Norte	Térmico	644.423.968	642.469.837	**1.954.131**
s1	Centro-Norte	Hidro	206.491.028	205.864.870	**626.158**
s1	Centro-Norte	Eólica	57.054.113	56.881.105	**173.008**
s1	Centro-Norte	PMGD Eólica	813.522	811.055	**2.467**
s1	Centro-Norte	PMGD Hidro	3.773.584	3.762.141	**11.443**
s1	Centro-Norte	PMG Hidro	150.439	149.983	**456**
s1	Centro-Norte	PMGD Solar	29.212.548	29.123.970	**88.578**
s1	Centro-Norte	PMG Solar	347.601	346.547	**1.054**
s1	Centro-Norte	PMGD Térmico	12.589.091	12.550.917	**38.174**
s1	Centro-Norte	Solar	117.752.198	117.395.128	**357.070**
s1	Centro-Norte	Solar+BESS	3.313.396	3.303.348	**10.048**
s1	Centro-Norte	Stand-Alone	21.793	21.727	**66**
s2	Sur	Térmico	17.310.522	9.590.633	**7.719.889**
s2	Sur	Hidro	20.331.150	11.264.988	**9.066.162**
s2	Sur	Eólica	6.043.984	3.348.887	**2.695.097**
s2	Sur	PMGD Eólica	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Hidro	1.789.947	991.591	**798.356**
s2	Sur	PMG Hidro	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Solar	0	0	**0**
s2	Sur	PMG Solar	0	0	**0**
s2	Sur	PMGD Térmico	3.965.156	2.196.816	**1.768.340**
s2	Sur	Solar	0	0	**0**
s2	Sur	Solar	0	0	**0**
s2	Sur	Solar+BESS	0	0	**0**
		Total	**1.125.384.040**	**1.100.073.543**	**25.310.497**

TABLA 16 COMPARACIÓN VALORIZADA AÑO 2023

También para el año 2023, según la Tabla 16, se observa que el caso con dos subsistemas, tiende a beneficiar a los generadores, tanto en la zona Centro-Norte como la zona Sur, lo que se explica por dos motivos, en la zona Sur el precio se levanta por la definición del subsistema Sur, al definir como barra referencia a Puerto Montt 220 KV, quedando con factor 1, y las demás barras de dicho subsistema ven factores de penalización que se obtiene como un cociente del costo marginal de potencia explicado en la sección 2.3.1, con respecto del costo marginal de la barra de referencia antes indicada.),.

Con lo anterior se verifica que, desde el punto de vista de las inyecciones de potencia de suficiencia, ha sido más beneficioso para los generadores el caso de operar la potencia de suficiencia con dos subsistemas.

2.3.2 Resumen y conclusión de las diferencias valorizadas

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las diferencias valorizadas entre el caso con dos subsistemas versus el caso de un sistema único.

		Dos Subsistemas - Sistema Único			
		2020	2021	2022	2023
Localización SEN	Tecnologías	USD-Año	USD-Año	USD-Año	USD-Año
Centro-Norte	Térmico	1.427.817	2.261.872	2.500.340	1.954.131
Centro-Norte	Hidro	529.505	848.221	983.716	626.158
Centro-Norte	Eólica	52.950	108.739	205.816	173.009
Centro-Norte	PMGD Eólica	1.763	3.062	3.644	2.468
Centro-Norte	PMGD Hidro	9.183	14.491	15.868	11.443
Centro-Norte	PMG Hidro				456
Centro-Norte	PMGD Solar	23.462	58.420	85.654	88.577
Centro-Norte	PMG Solar				1.054
Centro-Norte	PMGD Térmico	20.611	107.272	48.170	38.174
Centro-Norte	Solar	88.972	198.944	307.948	357.070
Centro-Norte	Solar+BESS				10.047
Centro-Norte	Stand-Alone			10	66
Sur	Térmico	668.811	2.393.898	3.471.552	7.719.889
Sur	Hidro	828.128	3.627.543	4.590.687	9.066.162
Sur	Eólica	56.818	593.400	729.953	2.695.097
Sur	PMGD Eólica	0	0	0	0
Sur	PMGD Hidro	64.909	265.501	370.050	798.356
Sur	PMG Hidro				0
Sur	PMGD Solar	0	0	0	0
Sur	PMG Solar				0
Sur	PMGD Térmico	80.986	547.433	771.465	1.768.340
Total		3.853.915	11.028.795	14.084.874	25.310.498

TABLA 17 DIFERENCIAS VALORIZADAS (USD-AÑO) ENTRE CASO DOS SUBSISTEMAS MENOS SISTEMA ÚNICO

La Tabla 17 es la que comprueba la apreciación de que la definición de dos subsistemas apunta a mejorar la remuneración de la potencia de suficiencia en la zona Sur, debido al aumento de precios que les implico la definición de Puerto Montt 220KV, como subestación básica de potencia, consiguiendo beneficios a pesar de haber obtenido perdidas de potencia de suficiencia en MW, según lo indicado en 2.2.5.

También hay beneficios para los generadores del subsistema Centro-Norte, por tener características de exportador de potencia de suficiencia en MW, según lo indicado en 2.2.5.

2.4 Unidades generadoras instaladas en los últimos 4 años, con características de unidades de punta

En este punto se revisan las unidades generadoras que han entrado al sistema eléctrico en los últimos 4 años, obtenidas desde la carpeta de información técnica (Infotécnica) que dispone el coordinador en su página web[7], y aquellas incorporadas en la Resolución Exenta N° 578 de fecha 30 de octubre de 2024, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción pero considerando solo aquellas cuya remuneración proviene casi exclusivamente de la potencia de suficiencia, que corresponde a motores de combustión y turbinas a gas de alto costo variable. Además, se consideró como referencia el cálculo preliminar de potencia de suficiencia del año 2024[8].

La siguiente tabla muestra la ubicación de dichas unidades generadoras, su potencia máxima, el tipo de insumo utilizado, la fecha de ingreso al sistema, y una referencia de su costo variable (mes de noviembre 2024).

Comuna	Nombre central	Fecha ingreso	Combustible	Unidades	Pot Max Bruta MW	S/E PNCP	Costo Variable referencial USD/MWh
Ancud	DEGAÑ 2	01-04-2022	Diésel	10	19,2	CHILOE_____220	324,0
Teno	TENO GAS	13-02-2020	GLP	26	44,5	ITAHUE_____220	127,5
Vallenar	PAJONALES	09-01-2021	Diésel	56	104,2	P.COLORADA___220	362,9
Combarbalá	COMBARBALA	15-09-2021	Diésel	42	77,7	P.AZUCAR_____220	353,3
Los Vilos	CHAGUAL	27-08-2021	Diésel	56	103,3	L.VILOS_____220	340,9
Freirina	MAITENCILLO	03-11-2023	Diesel	38	69,2	MAITENCILLO___220	252,4
Coquimbo	LLANOS BLANCOS	08-01-2022	Diésel	83	153,7	P.AZUCAR_____220	332,7
San Javier	SAN JAVIER I	06-01-2022	Diésel Nº2	14	26,0	ITAHUE_____220	283,7
San Javier	SAN JAVIER II	06-11-2022	Diésel Nº2	14	26,0	ITAHUE_____220	286,6
Marchigue	**Doña Luzma**	**dic-24**	**Diesel Nº2**	**24**	**40,6**	**RAPEL_____220**	**284,0**
Teno	**Amplia Teno Gas**	**jul-25**	**GLP**	**5**	**10,0**	**ITAHUE_____220**	**127,5**

TABLA 18 LISTADO UNIDADES CON CARACTERÍSTICAS DE PUNTA, FONDO AMARILLO RESALTA A LAS CENTRALES DE COMBUSTIBLE DIESEL

[7] https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales

[8] https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/potencia-de-suficiencia/calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/2024-calculo-preliminar-de-potencia-de-suficiencia/

En la Tabla 18 las unidades generadoras con costo variable por sobre 200 USD/MWh, son las que generan con factores de carga muy bajos, en la operación del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN), por lo cual, son unidades generadoras cuyos ingresos serán, casi exclusivamente, los que obtengan desde los balances valorizados de transferencias de potencia de suficiencia. La más reciente central que opera en base a petróleo Diésel, que ingreso al SEN es la central Maitencillo, conectada al SEN el 03-11-2023, con una capacidad de 69,2 MW de potencia máxima, que funciona en base a 28 motores de combustión, y que toma el valor del precio de nudo de potencia de corto plazo en la barra Maitencillo 220 kV. Esta central térmica ingresó como respaldo a la operación eléctrica del SEN.

También es importante mencionar que en Chiloé 220KV, entro en operación comercial el 01-04-2022, la central Degañ de 19,2 MW que funciona con combustible Diesel, en base a 10 motores de combustión interna. Esta central es un respaldo adicional para cuando la zona al Sur de la subestación Lastarria 220KV, requiere mayores transferencias desde la zona Centro-Norte, lo que ocurre preferentemente entre los meses de noviembre y marzo, debido a menor generación de las centrales hidráulicas y la variable generación eólica. Lo que, sumado a los mejores precios de potencia del subsistema Sur, son factores motivantes para la instalación de esta central térmica en Chiloé.

El perfil de generación de generación de la central Degañ 2, se muestra a continuación:

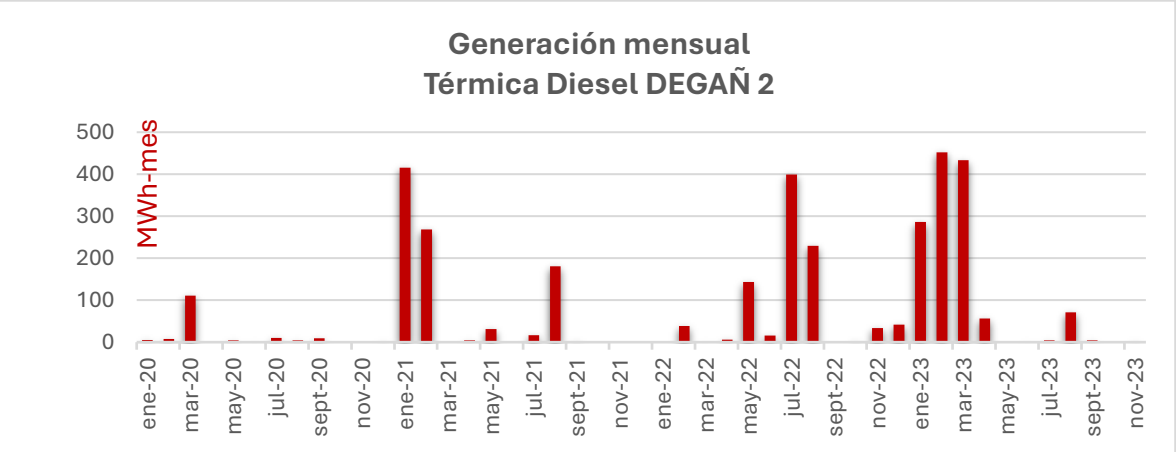

FIGURA 4GENERACIÓN *DE CENTRAL DIESEL DEGAÑ 2*[9]

Se observa que la central Degañ 2, estaba operativa, de mucho antes de ser aprobada su operación comercial, el 01-04-2022, y se puede apreciar que ha operado desde dicha fecha.

En cuanto a unidades generadoras de combustible Diésel, próximas a conectarse al SEN, solo se ha encontrado la Central Térmica Doña Luzma de 40,6 MW de potencia máxima,

[9] https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/

que debería entrar en servicio en diciembre de 2024, que funcionará en base a 24 motores de combustión, y que se conectará en al S/E Alcones, tomando el precio de Rapel 220 kV.

En el plan de obras de unidades generadoras en construcción, no se observan nuevas unidades con combustible Diésel.

Finalmente hay que mencionar que las centrales térmicas de combustible Diésel, que se han instalado desde el año 2021, de 40,6 MW o más, se encuentran ubicadas desde Rapel 220 kV hacia el Norte. Entre ellas, la central térmica Llanos Blancos de 153,7 MW, conectada en Llanos Blancos 220 kV, que toma el precio de Pan de Azúcar 220KV, y que opera en base a 83 motores de combustión, es la de mayor tamaño que se ha instalado con características de unidad de punta, en los últimos 4 años, para operar solo en caso de emergencia, tales como fallas de los sistemas de transmisión.

La operación de la central Llanos Blancos, como respaldo en casos de emergencia, se puede apreciar en su perfil de generación que se muestra a continuación.

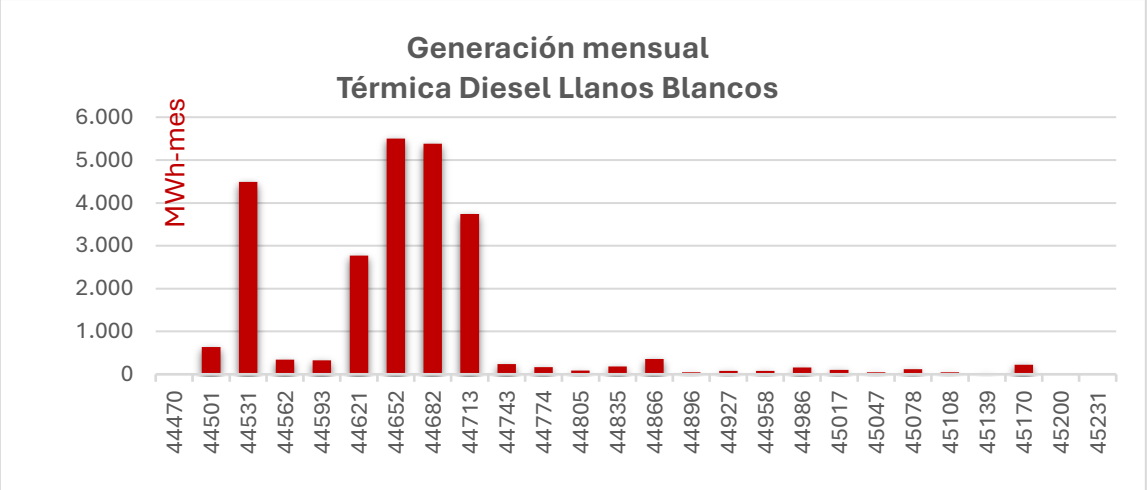

FIGURA 5 *GENERACIÓN DE CENTRAL DIESEL LLANOS BLANCOS*[10]

Su operación en los últimos años ratifica su utilización para situaciones de emergencia, como lo fue el año 2022, debido a la escasez hidráulica de dicho año.

De la comparación entre las centrales térmicas Diesel Degañ 2, en Chiloé y Llanos Blancos en Coquimbo, se aprecia que la ubicada en Chiloé, ha tenido una mayor actividad, independiente de sus tamaños. También como se verá en 2.5, las centrales Diesel más eficientes del subsistema Sur, tuvieron gran actividad durante los últimos 4 años.

[10] https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/

2.5 Comentarios y Conclusiones

Hay que comentar que históricamente se han realizado los cálculos de potencia de suficiencia y posterior balance físico por la vía de un flujo de potencia, en donde se consideran las inyecciones de potencia de suficiencia y los retiros de potencia para clientes de consumo final, en donde a la fecha en dicho ejercicio no se ha detectado saturación de tramos de líneas de transmisión, excepto de algunos casos muy particulares. Esto que lleva a pensar que en esas condiciones podría ser factible la alternativa de considerar un sistema único.

El problema son las señales de precio, ya que la actual mecánica que determina los factores de penalización, en los últimos años, se obtiene que, para un sistema único con la Subestación básica Nogales 220KV, dichos factores son muy altos en la zona al Norte de la Subestación Lagunas 220KV, y muy bajos en la zona al Sur de la Subestación, según se muestra en la Figura 1, lo que se traduce en que los precios de nudo de potencia en dicho sistema único, ubicados en el subsistema Sur, según se muestra en la Grafica 2-3, habrían estado bajo los 6 USD/KW-mes, versus los precios de las subestaciones al Norte de Charrúa 220KV, que habrían estado por sobre los 8 USD/KW-mes, lo que habría producido desincentivos para el desarrollo del parque generador de la zona ubicada en dicho subsistema. Con lo cual, la solución licada ha sido justamente la definición del subsistema Sur, que ha conseguido incrementar los precios de potencia de nudo, considerando como subestación básica la subestación Puerto Montt 220KV, lo que también se aprecia claramente en la Figura 3

Concordante con lo anterior, es el criterio que la Comisión ha utilizado en las sucesivas fijaciones de Precios de Nudo de Corto Plazo[11], que entre otros se refiere a la constatación de diferencias entre los factores de penalización de potencia respecto de una determinada subestación básica de potencia en cada subsistema. Para lo cual se evalúan dichos factores en condiciones de demanda máxima para los periodos de control de punta, de distintas barras del Sistema Eléctrico Nacional, comprando las diferencias de dichos factores con las perdidas marginales.

También en estos últimos 4 años, se observan desacoples de costos marginales por congestión del tramo de línea Lastarria-Ciruelos 220KV, en donde el costo marginal al Sur de la barra Ciruelos 220KV (incluida), fue dado por las centrales Diesel más eficientes económicamente de dicho subsistema, TRAPEN de 90 MW (ubicada en la cercanía de Puerto Montt), y la central TRINCAO (ubicada en Quellón). lo anterior se verifica en los registros de movimientos centrales publicados en la página web del Coordinador[12], y por la generación de las centrales Diesel[13], antes mencionadas, según se muestra en las siguientes graficas.

[11] https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/
[12] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio-sscc-energia/
[13] https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/

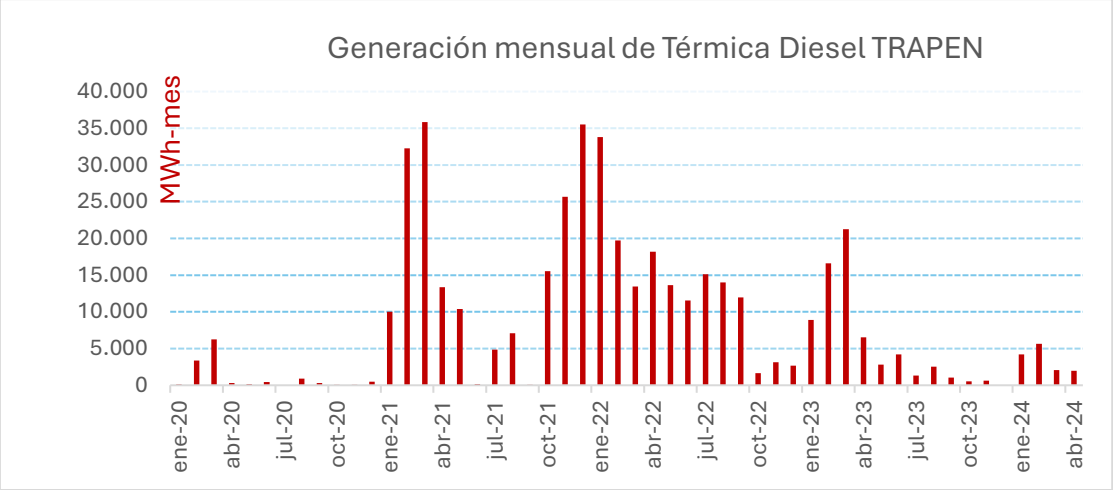

FIGURA 6 GENERACIÓN DIESEL TRAPEN CONCENTRADA ENTRE LOS MESES DE NOVIEMBRE Y MARZO

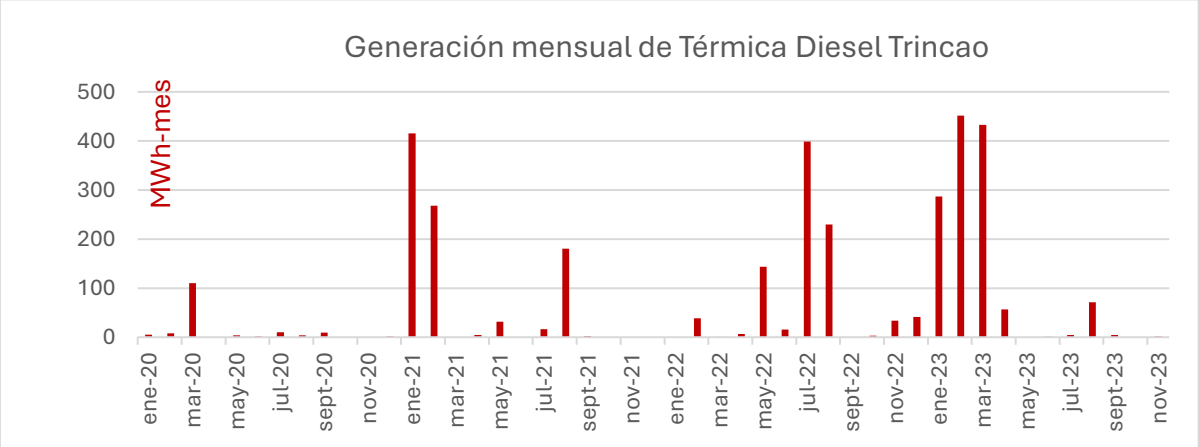

FIGURA 7 GENERACIÓN DIESEL TRINCAO TAMBIÉN CONCENTRADA ENTRE LOS MESES DE NOVIEMBRE Y MARZO

Las Figura 6 y Figura 7, muestran que, en casi todos los meses del año, en particular en el periodo comprendido entre noviembre y marzo, hay necesidad de operar las centrales Diesel antes mencionadas.

Por otro lado, cabe señalar que el parque generador del subsistema Sur, posee una potencia instalada de 1268 MW, donde la generación más económica es entregada por su parque hidráulico y eólico, destacando que posee a la central de embalse Canutillar de 172 MW de potencia instalada, con capacidad de regulación diaria o mensual, pero que sumado a los demás generadores hidráulicos y eólicos, sólo cubren un 67% del total instalado, el resto corresponde a generación térmica, según se muestra en la Figura 8

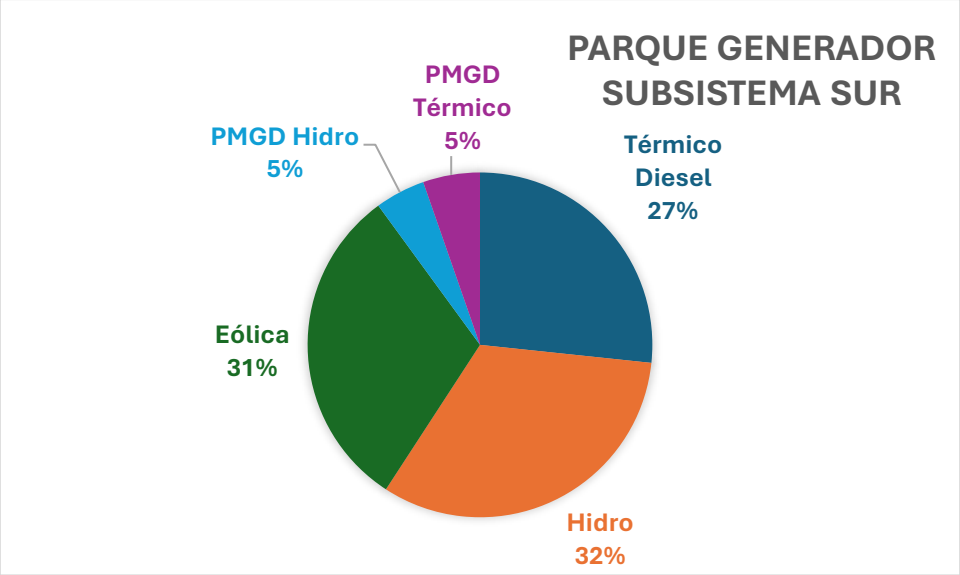

FIGURA 8 PARQUE GENERADOR SUBSISTEMA SUR AÑO 2023

Adicional al parque generador de este subsistema Sur, están los aportes provenientes del tramo de transmisión Lastarria-Ciruelos 220KV de dos circuitos con la limitación de transferir como máximo 204 y 144 MW respectivamente por cada circuito[14], en donde el criterio de seguridad N-1, podría limitar las transferencias hasta 144 MW. Por otro lado, está el aporte de la central hidráulica de pasada Pullinque, a través del doble circuito de 66KV Loncoche-Pullinque.

Concordante con las características de la operación de los últimos cuatro años, en dicho subsistema Sur, se observa un importante aporte de las centrales Diesel, partiendo por la más eficientes, Trapen y Trincao, las que son requeridas en la mayoría de los casos para el control de transferencias[15] del tramo de línea doble circuito Lastarria-Ciruelos 220KV, produciendo desacoples de precios de costos marginales, que se dan, con mayor frecuencia entre los meses de noviembre y marzo.

De lo anterior se puede concluir que dicho subsistema Sur, ha sido un candidato natural para considerarlo como subsistema, ya que ha reunido las siguientes condiciones:

i) Diferencias importantes de factores de penalización entre las barras de dicho subsistema y la subestación básica Nogales 220KV.

ii) Desacoples económicos por congestión, que se verifica en el movimiento de centrales[16] por control de transferencia del tramo de línea Lastarria_Ciruelos 220KV.

[14] Estudio de restricciones en el sistema de transmisión, mayo 2024, ver pág. 181, Tabla 5.76. Resumen de las restricciones para la zona Sur en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/Informe-Final-ERST-2023.pdf

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

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

iii) Importante presencia de generación de centrales térmicas de combustible Diesel, solo requerida para dicha zona.

Finalmente es importante mencionar lo siguiente:

El desacople de precios (costos marginales) de la barra Ciruelos 220KV, con respecto de las ubicadas al norte de dicha barra, también se comprueba con la revisión de los costos marginales de las simulaciones del proceso de Precio de Nudo de Corto Plazo[17] (PNCP), que permite la previsión de dicho desacople, y ayuda a la toma de decisión de la autoridad para definir el mencionado subsistema Sur.

La duración del subsistema Sur se comprueba con los desacople de precios observados en los escenarios con costos marginales en el tramo Lastarria-Ciruelos 220KV de la operación real, o Cautín-Ciruelos 220KV de las simulaciones del proceso PNCP, ocurrida en todos los años analizados.

[17] Precios de Nudo Corto Plazo de Energía y Potencia Definitivo, años 2021, 2022 y 2023, https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/

3

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

DEFINICION DE SUBSISTEMA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

3 DEFINICIÓN DE SUBSISTEMA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

3.1 Introducción

La transición energética hacia la descarbonización ha impulsado una transformación profunda en la operación y planificación de los sistemas eléctricos a nivel mundial. En Chile, esta transición se ha acelerado con el aumento de la participación de energías renovables en la matriz energética y la necesidad de garantizar un suministro eficiente, confiable y sostenible. En este contexto, la definición de subsistemas dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se presenta como una estrategia clave para gestionar la complejidad de un sistema en constante evolución, especialmente considerando que las decisiones de inversión en generación son predominantemente privadas.

La Ley 19.940, promulgada en 2004 como parte de la "Ley Corta I", introdujo formalmente la definición de subsistemas en la regulación del sector eléctrico chileno. Esta modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1 de 1982) representó un avance significativo hacia la eficiencia y transparencia en el mercado eléctrico, permitiendo focalizar señales de precio dependiendo de la necesidad de cada zona del país. Antes de esta ley, aunque existían consideraciones técnicas para la diferenciación regional en la operación del sistema, no había una categorización específica que reconociera legalmente la existencia de subsistemas. La inclusión de esta figura permitió la segmentación del SING y SIC de la época en distintas zonas eléctricas, permitiendo dar señales de precio diferenciadas que reflejaron de mejor forma las necesidades de cada región.

Cabe destacar que las discusiones sobre la descarbonización en el sector eléctrico en Chile se intensificaron a partir de 2010. Por lo tanto, la conceptualización inicial de los subsistemas no consideraba el necesario tránsito hacia la descarbonización. Esto plantea la duda de hasta qué punto puede extenderse el concepto de subsistema para alinearlo con los requerimientos actuales de la descarbonización.

La necesidad de avanzar hacia la carbono neutralidad cobró mayor relevancia alrededor de 2017, cuando el gobierno chileno presentó la Estrategia Energética 2050, que estableció la meta de alcanzar la carbono neutralidad para mediados de siglo. Este plan definió el camino hacia la descarbonización del sector energético, incluyendo el compromiso de cerrar progresivamente las centrales a carbón y promover el uso de energías renovables. En 2019, el Ministerio de Energía y las principales empresas generadoras firmaron un acuerdo para el retiro gradual de las plantas a carbón, con el objetivo de que éstas dejen de operar por completo antes de 2040. El 23 de septiembre de 2019 durante la Cumbre de Acción Climática de las Naciones Unidas, celebrada en Nueva York, Chile reafirmó su compromiso de alcanzar la carbono neutralidad para 2050. Este compromiso fue anunciado por el presidente de Chile en esa época, Sebastián Piñera, en el contexto de los esfuerzos internacionales para combatir el cambio climático y fue reforzado en preparación para la COP25, que Chile iba a presidir ese año.

3.2 Necesidades y Beneficios de definir Subsistemas actualmente

En la regulación actual, no existen objetivos específicos definidos explícitamente para la definición de subsistemas. Por lo anterior, es posible plantear estos objetivos a partir tanto de las políticas públicas planteadas para el sector energético como de los distintos compromisos adquiridos como país para la transición energética. En este contexto, la estructuración del sistema eléctrico de potencia en subsistemas es fundamental para enfrentar los desafíos actuales y futuros de la transición energética. Las principales razones para estructurar el sistema eléctrico en subsistemas incluyen:

- **Gestión y Control Eficiente**: Dividir el sistema eléctrico en subsistemas facilita la operación y el monitoreo independiente de cada región, permitiendo identificar y resolver problemas locales sin afectar el sistema eléctrico completo. Esto es crucial en un entorno con múltiples fuentes de generación y una infraestructura cada vez más descentralizada.
- **Seguridad y Confiabilidad**: Los subsistemas mejoran la seguridad operativa al permitir que se aíslen las fallas en una parte del sistema eléctrico, evitando que se propaguen y causen interrupciones a gran escala. Esto contribuye a mantener la estabilidad y confiabilidad de la red, factores esenciales en la transición hacia un sistema eléctrico basado en energías renovables, que son intermitentes y variables.
- **Planificación y Expansión**: Al facilitar la segmentación del sistema eléctrico, los subsistemas permiten una planificación más eficiente de la expansión de la red y la generación. Cada región puede enfocarse en sus necesidades específicas, considerando características locales como el potencial eólico o solar, así como la demanda industrial, mejorando la eficiencia de las inversiones y reduciendo cuellos de botella.
- **Optimización del Despacho de Energía**: Definir subsistemas permite optimizar el despacho de generación, lo cual es crítico en sistemas eléctricos que integran múltiples tecnologías de generación. La coordinación entre diferentes unidades generadoras en un subsistema asegura que el suministro eléctrico sea continuo y eficiente, aprovechando al máximo las características de cada fuente energética.
- **Facilitación de la Regulación y el Mercado Eléctrico**: Podrían existir sectores donde se requieran distintas reglas de mercado, tarifas y regulaciones (antes de la unificación de los sistemas SIC y SING existían ciertas reglas diferentes para ambos sistemas eléctricos, regidos por la misma regulación). Esta estructura permite implementar políticas más ajustadas a las realidades locales, como incentivos específicos para energías renovables o tarifas diferenciadas que promuevan el consumo eficiente.
- **Estabilidad del Sistema**: La división en subsistemas permite un análisis detallado de la estabilidad en cada región, asegurando que no se presenten problemas de oscilaciones o fluctuaciones que afecten la calidad del suministro eléctrico. Además, facilita el uso de tecnologías como sistemas de

compensación reactiva y reguladores de voltaje para mantener la estabilidad operativa.

3.2.1 Importancia de las Señales de Precios en Subsistemas

La definición de señales de precios por subsistema es clave para lograr la eficiencia económica del sistema eléctrico. Las señales de precios reflejan el costo real de producir y transportar electricidad, y permiten una asignación óptima de recursos en función de la oferta y la demanda local. Esto tiene múltiples beneficios:

- **Fomento de la Eficiencia Económica**: Los precios diferenciados permiten que los consumidores ajusten su consumo según la situación de cada subsistema, incentivando el uso eficiente de la energía.
- **Gestión de Congestión y Costos de Transmisión**: Las señales de precios ayudan a gestionar la congestión de la red, incentivando la generación local en caso de alta demanda y reduciendo la sobrecarga en las líneas de transmisión.
- **Promoción de Inversiones**: Los precios claros y diferenciados por subsistema atraen inversiones en nuevas infraestructuras de generación y transmisión, particularmente en áreas con problemas de congestión o altos costos de generación.
- **Integración de Energías Renovables**: Las señales locales de precios facilitan la integración de renovables, incentivando el consumo en momentos de alta generación renovable y fomentando el desarrollo de tecnologías de almacenamiento y gestión de la demanda.

3.2.2 Descarbonización y la Importancia de Subsistemas

La transición hacia la descarbonización del sistema eléctrico chileno requiere una integración creciente de energías renovables, lo que presenta desafíos técnicos y de planificación que pueden ser gestionados eficientemente a través de subsistemas. Algunas de las necesidades clave son:

- **Integración de Energías Renovables y Flexibilidad Operativa**: La definición de subsistemas permite gestionar la intermitencia de la generación renovable de manera más precisa, utilizando tecnologías de almacenamiento y mecanismos de respuesta de la demanda para equilibrar las fluctuaciones.
- **Desarrollo de Redes Inteligentes y Microrredes**: La implementación de redes inteligentes y microrredes dentro de los subsistemas facilita una gestión más eficiente de la oferta y demanda, mejorando la resiliencia del sistema.
- **Descentralización y Autonomía Energética**: Los subsistemas permiten desarrollar la generación distribuida y la autonomía energética local, reduciendo la dependencia de grandes plantas centralizadas y fortaleciendo la resiliencia ante fallos.
- **Políticas y Planificación Coordinada**: Definir subsistemas ayuda a aplicar políticas e incentivos específicos que promuevan el desarrollo de energías

renovables, alineando las estrategias nacionales de descarbonización con las características locales.

La definición de subsistemas en el Sistema Eléctrico Nacional no solo optimiza la gestión técnica y económica, sino que también facilita la transición hacia una matriz energética más limpia, resiliente y sostenible. Al adaptar la planificación, regulación y operación a las características específicas de cada región, se pueden maximizar los beneficios de la integración de renovables, mejorar la estabilidad de la red y fomentar inversiones estratégicas, todo lo cual es esencial para alcanzar los objetivos de la transición energética en Chile.

Esta introducción presenta las bases para explorar metodologías que definan subsistemas de manera coherente y eficiente en el contexto del mercado eléctrico chileno, donde las decisiones de inversión en generación son privadas y están motivadas por señales de precios que reflejan las necesidades locales.

3.3 Definición de Objetivos y Metas como etapa previa a la elección de Herramientas y Metodologías

La elección de una herramienta o metodología debe estar intrínsecamente ligada al cumplimiento de un objetivo o meta previamente definido. Aunque pueda parecer evidente, esta relación no debe ser pasada por alto ni asumida sin discusión. Las herramientas y metodologías, por sí solas, no pueden definir los objetivos o metas a cumplir; más bien, son estas últimas las que proporcionan el marco necesario para seleccionar las herramientas adecuadas y las metodologías más eficaces para su implementación.

En el caso del sistema eléctrico chileno, no existen explícitamente metas generales que regulen todos los aspectos de su funcionamiento. Sin embargo, un área clave donde sí se han establecido metas específicas es el fomento a la incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC). Estas metas han sido fundamentales para transformar el panorama energético del país y han sido plasmadas a través de hitos regulatorios claves:

3.3.1 Metas de Incorporación de Energías Renovables en Chile

i. Ley N°20.257 de 2008, Ley de energías renovables no convencionales:
   - Introdujo el primer mecanismo formal para fomentar las ERNC.
   - Estableció una obligación para los generadores de que un porcentaje de la energía comercializada proviniera de ERNC. Inicialmente, esta cuota se fijó en un 5% del total de ventas de energía para clientes libres y regulados.

ii. Ley N°20.698 de 2013, Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales, ("Ley 20/25"):
   - Amplió las metas de la Ley N°20.257, aumentando el objetivo a un 20% de energía proveniente de ERNC, para el año 2025.

- Estableció un cronograma escalonado para incrementar gradualmente el porcentaje, permitiendo una transición ordenada para los actores del sector eléctrico.

iii. Ley N°21.118 de 2019, Ley de generación distribuida:

- Aceleró el cronograma establecido en la Ley 20/25, adelantando ciertos tramos de cumplimiento de las metas.
- Subrayó la creciente importancia de las energías renovables en el marco de la transición energética nacional.

Compromiso de Carbono Neutralidad 2050:

- En 2019, durante la Cumbre de Acción Climática de las Naciones Unidas, Chile reafirmó su compromiso de alcanzar la carbono neutralidad para 2050.
- Este compromiso implica una transformación del sector eléctrico, eliminando gradualmente las centrales a carbón y aumentando significativamente la participación de fuentes renovables.

3.3.2 Contexto en el Mercado Eléctrico Chileno

Estas metas específicas de incorporación de energías renovables han sido integradas en diversos ámbitos del sector eléctrico chileno, destacándose su inclusión en los procesos de licitación de suministro para clientes regulados, así como en los procesos de planificación energética y planificación de la transmisión. No obstante, las metas de energías renovables se cumplieron de manera destacada sin la necesidad de aplicar instrumentos ni herramientas regulatorias adicionales más allá de los incentivos ya establecidos en el marco normativo. Este éxito se atribuye en gran medida a la rápida disminución de los costos de desarrollo de la generación renovable, particularmente en comparación con la generación basada en combustibles fósiles[18] [19].

Sin embargo, la creciente penetración de energías renovables no convencionales (ERNC) ha requerido ajustes normativos significativos para garantizar la eficiencia operativa y la seguridad del sistema eléctrico, especialmente considerando la variabilidad inherente de fuentes como la solar y la eólica[20]. Estas fuentes, al ser intermitentes, han llevado a desarrollar mecanismos técnicos y regulatorios para mantener el equilibrio entre oferta y demanda, como el perfeccionamiento de los sistemas de almacenamiento, la incorporación de tecnologías de respaldo y la modernización de la planificación de la transmisión[21].

[18] Ministerio de Energía de Chile (2019). "Política Energética Nacional 2050", https://energia.gob.cl

[19] IEA (2021). "Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026", https://www.iea.org/reports/renewables-2021

[20] Coordinador Eléctrico Nacional. "Plan de Expansión de la Transmisión 2023", https://www.coordinador.cl

[21] IRENA (2020). "Innovation landscape for a renewable-powered future", https://www.irena.org/publications

Además, estas metas han generado señales claras para el mercado, incentivando inversiones en infraestructura renovable y mejorando la sostenibilidad del sistema eléctrico chileno. Por ejemplo, los procesos de licitación regulada en Chile han atraído proyectos renovables a precios altamente competitivos a nivel mundial[22]. Sin embargo, el éxito de estas políticas depende en gran medida de la capacidad de alinear herramientas y metodologías con los objetivos establecidos, asegurando que las decisiones estratégicas contribuyan al desarrollo de un sistema energético más limpio, eficiente y resiliente[23].

3.4 Metodologías de Definición de Subsistemas

Para un sistema eléctrico en transición hacia la carbono neutralidad, las metodologías que facilitan la integración de energías renovables, la flexibilidad, la gestión de recursos distribuidos y la estabilidad dinámica son clave. Se recomienda enfocarse en agrupaciones por zonas geográficas, centros de carga y recursos distribuidos, y áreas de control eléctrico como microrredes, complementado con análisis de flujos de potencia y coherencia dinámica para abordar la variabilidad y las necesidades de estabilidad.

Las metodologías de agrupación de barras deben considerar no solo la estabilidad y eficiencia operativa del sistema, sino también la integración de energías renovables, la flexibilidad y la gestión de recursos distribuidos. Metodologías relevantes para este contexto son las siguientes:

a) Agrupación por Zonas Geográficas

- **Recomendación**: Muy relevante para la integración de energías renovables, ya que las fuentes de energía verde, como eólica y solar, se concentran en ciertas regiones geográficas. Esto facilita la gestión y planificación de la infraestructura de transmisión para conectar los puntos de generación renovable con los centros de consumo.

- **Ventajas**: Ayuda a planificar la expansión de la red para incluir energías renovables y a coordinar la generación distribuida. También facilita la evaluación de la resiliencia del sistema frente a variaciones climáticas regionales que afectan la generación renovable.

b) Agrupación por Centros de Carga y Recursos Distribuidos

- **Recomendación**: En la transición hacia la carbono neutralidad, la generación distribuida (paneles solares en hogares, microrredes, etc.) y los centros de carga son elementos clave. Agrupar las barras que gestionan estas cargas y recursos distribuidos ayuda a crear subsistemas que pueden ser operados de manera autónoma y eficiente.

22 CEPAL (2020). "Panorama Energético de América Latina y el Caribe", https://www.cepal.org
23 World Bank Group (2021). "Chile: Energy Transition Roadmap", https://www.worldbank.org

- **Ventajas**: Permite una mejor gestión de la demanda, facilita la implementación de programas de respuesta a la demanda y soporta la integración de tecnologías de almacenamiento (baterías), mejorando la flexibilidad del sistema.

c) Agrupación por Análisis de Flujos de Potencia (con consideración de Recursos Renovables)

- **Recomendación**: Los sistemas en transición hacia la carbono neutralidad requieren flexibilidad para gestionar la variabilidad de la generación renovable. Analizar los flujos de potencia, considerando la intermitencia de recursos como el viento y el sol, permite definir subsistemas que optimizan la gestión del flujo de energía limpia.

- **Ventajas**: Ayuda a maximizar el uso de energía renovable y a reducir la necesidad de generación fósil de respaldo. Facilita la planificación de la capacidad de almacenamiento energético para equilibrar los flujos de potencia.

d) Agrupación por Áreas de Control Eléctrico (Microrredes y Sistemas Autónomos)

- **Recomendación**: La implementación de microrredes (subsistemas autónomos que pueden operar de manera independiente del sistema principal) es fundamental para la carbono neutralidad, especialmente en áreas con alta penetración de renovables. Agrupar barras para formar microrredes permite un control descentralizado, resiliente y adaptable.

- **Ventajas**: Mejora la resiliencia del sistema al permitir que las microrredes operen de forma aislada si hay problemas en la red principal. Además, facilita la integración de generación local renovable y sistemas de almacenamiento.

e) Agrupación por Coherencia Dinámica (para Integración de Recursos Inestables)

- **Recomendación**: Los sistemas en transición deben manejar la variabilidad y la inestabilidad que pueden introducir las fuentes renovables intermitentes. Agrupar barras que respondan de manera similar ante fluctuaciones (por ejemplo, variaciones en la generación eólica) permite gestionar mejor la estabilidad del sistema y aplicar controles coordinados.

- **Ventajas**: Permite diseñar estrategias de control y protección para grupos específicos de barras, mejorando la estabilidad frente a la variabilidad de las energías renovables.

f) Agrupación Basada en Análisis de Participación (para Identificar Zonas Críticas de Estabilidad)

- **Recomendación**: En la transición a la carbono neutralidad, la estabilidad del sistema se vuelve más crítica debido a la disponibilidad variable de los recursos primarios en la generación en base a energías renovables como la eólica y solar. Utilizar el análisis de participación para agrupar barras que compartan modos de comportamiento similares ayuda a identificar subsistemas que requieran medidas adicionales de control y amortiguamiento.

- **Ventajas**: Facilita la implementación de controladores avanzados y tecnologías de amortiguación (como compensadores estáticos de reactivos o baterías) para

mantener la estabilidad del sistema, especialmente en regiones con alta penetración de energías renovables.

g) Agrupación por Flexibilidad Operativa y Respuesta a la Demanda

- **Recomendación**: Para soportar la transición energética, se requiere flexibilidad para equilibrar la oferta y la demanda de energía, especialmente con la variabilidad de la generación renovable. Agrupar las barras según su capacidad para proveer flexibilidad (a través de generación flexible, almacenamiento y respuesta a la demanda) ayuda a gestionar eficientemente la red.

- **Ventajas**: Mejora la eficiencia en la operación del sistema, permite un despacho más efectivo de recursos y facilita la integración de tecnologías emergentes como vehículos eléctricos y almacenamiento en baterías.

h) Agrupación por Desacoples Económicos y Confiabilidad en Base a Análisis de Contingencias.

- **Recomendación**: Mantener un criterio de continuidad en las metodologías utilizadas es siempre positivo, ya que otorga trazabilidad a las decisiones técnico-económicas adoptadas por el regulador. En este sentido, continuar utilizando la metodología basada en el análisis de factores de penalización, factores de riesgo, y la modulación geográfica de precios o del costo marginal esperado en las áreas de punta resulta beneficioso. Además, complementar esta información con un análisis adicional de confiabilidad basado en contingencias permite incrementar la robustez técnica y los beneficios regulatorios de la metodología aplicada.
- **Ventajas**: La principal ventaja de este procedimiento radica en la utilización de las bases de simulación ya empleadas por la Comisión Nacional de Energía en el marco de la determinación del Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP), específicamente el modelo Ose2000, con su respectivo despacho económico para los distintos bloques de demanda modelados.

3.5 Metodologías Combinadas

Las bases del presente estudio requieren explorar alternativas para definir subsistemas, partiendo de la propuesta del estudio anterior, la cual se basa en los desacoples económicos proyectados en el sistema. Para ello, se explorarán metodologías iterativas por etapas.

La primera etapa definirá los subsistemas según los desacoples económicos. Las etapas siguientes considerarán parámetros técnicos de las unidades de generación.

A continuación, se detallan cinco posibles metodologías.

1) Metodología 1: Desacople Económico + Estabilidad de Tensión

Primera Etapa: Agrupación por Desacoples Económicos

- Analizar los costos marginales observados en cada barra del sistema bajo diferentes condiciones operativas.
- Identificar desacoples económicos significativos (diferencias persistentes de costos marginales entre barras).
- Agrupar barras con comportamientos económicos similares mediante "clustering".

Segunda Etapa: Incorporación de Estabilidad de Tensión

- Determinar el margen de tensión operativa $(V_{nominal} \pm \Delta V)$ para cada barra dentro de los grupos definidos en la primera etapa.
- Reagrupar barras que no cumplan con los márgenes de tensión, ajustando mediante simulaciones de flujo de potencia.

Tercera Etapa: Tamaño de Unidades Adicionales

- Identificar las barras con déficits de capacidad de generación o capacidad reactiva.
- Determinar el tamaño adicional necesario Q_{add} mediante:

$$Q_{add} = \frac{\Delta V_{req} - \Delta V_{actual}}{X}$$

donde:

ΔV_{req} : Margen de tensión requerido.

ΔV_{actual} : Margen de tensión actual.

X : Reactancia del sistema.

- Si el déficit no puede solucionarse localmente, evaluar la importación desde otro sistema y calcular la capacidad de transmisión necesaria.

2) Metodología 2: Desacople Económico + Balance Generación-Carga

Primera Etapa: Agrupación por Desacoples Económicos

- Evaluar los costos marginales históricos y proyectados en cada barra.
- Identificar barras con comportamientos económicos similares, agrupándolas mediante análisis estadísticos de clustering.

Segunda Etapa: Incorporación del Balance Generación-Carga

- Calcular el balance entre generación y carga en cada grupo.
- Reagrupar barras para equilibrar este balance dentro de cada cluster.

Tercera Etapa: Tamaño de Unidades Adicionales

- En grupos con déficit de generación:

$$P_{add} = \sum_{i=1}^{n} (D_i - G_i)$$

donde:

P_{add} : Potencia Adicional.

D_i : Demanda en la barra *i*.

G_i : Generación en la barra *i*.

- Si el déficit excede las capacidades locales, planificar la importación desde sistemas vecinos, dimensionando la capacidad de transmisión requerida.

3) Metodología 3: Desacople Económico + Estabilidad de Frecuencia

Primera Etapa: Agrupación por Desacoples Económicos

- Identificar barras con diferencias significativas en los costos marginales observados.
- Agrupar las barras económicamente similares.

Segunda Etapa: Incorporación de Estabilidad de Frecuencia

- Evaluar la contribución de las barras a la reserva primaria $(MW_{reserva})$.
- Reagrupar aquellas barras que no cumplen con los requisitos de estabilidad de frecuencia.

Tercera Etapa: Tamaño de Unidades Adicionales

- Determinar la capacidad adicional necesaria para estabilizar la frecuencia del subsistema:

$$P_{add} = \frac{\Delta f_{req} - \Delta f_{actual}}{R}$$

donde:

P_{add} : Potencia Adicional.

Δf_{req} : Variación de frecuencia permitida.

Δf_{actaul} : Variación de frecuencia actual.

R : Regulación de frecuencia.

- Si el déficit persiste, planificar importaciones desde sistemas vecinos, dimensionando la capacidad de transmisión requerida.

4) Metodología 4: Desacople Económico + Resiliencia y Perfil de Carga

Primera Etapa: Agrupación por Desacoples Económicos

- Analizar desacoples económicos entre barras mediante costos marginales observados y proyectados.
- Agrupar barras económicamente homogéneas.

Segunda Etapa: Incorporación de Resiliencia y Perfil de Carga

- Evaluar la capacidad de las barras para operar en modo isla.
- Considerar perfiles de carga y reagrupar para equilibrar cargas críticas dentro de cada grupo.

Tercera Etapa: Tamaño de Unidades Adicionales

- Determinar la capacidad necesaria para cubrir las cargas críticas:

$$P_{add} = Carga\ crítica - Generación\ disponible$$

- Si la generación local no es suficiente, evaluar la importación y diseñar la capacidad de transmisión requerida.

5) **Metodología 5: Agrupación por Criterios Geográficos para Aprovechamiento Óptimo de Recursos**

Primera Etapa: Agrupación por Zonas Geográficas

- Identificar las principales regiones del sistema eléctrico nacional basándose en características geográficas (norte, centro, sur).
- Evaluar la disponibilidad y el perfil de los recursos primarios (solar, eólico, hídrico) en cada zona.
- Agrupar barras dentro de estas regiones según su proximidad geográfica y similitud en la disponibilidad de recursos.

Segunda Etapa: Optimización de Recursos Regionales

- Analizar la capacidad instalada de generación en cada zona y su relación con la demanda local.
- Determinar las capacidades de exportación/importación entre zonas geográficas para equilibrar la oferta y la demanda.
- Identificar posibles redundancias o déficits en el uso de los recursos primarios dentro de cada zona.

Tercera Etapa: Integración de Infraestructura de Transmisión

- Evaluar la infraestructura de transmisión existente y su capacidad para interconectar las zonas geográficas.
- Diseñar rutas de transmisión adicionales si es necesario, priorizando aquellas que maximicen el aprovechamiento de los recursos renovables en zonas específicas.
- Incorporar simulaciones para ajustar la agrupación inicial en función de las capacidades de transmisión y la proyección de flujos energéticos.

Ventajas de esta Metodología:

1. **Maximización de recursos locales:** Promueve el uso eficiente de los recursos renovables disponibles en cada zona antes de recurrir a la importación de energía.
2. **Reducción de pérdidas:** Minimiza las pérdidas asociadas a la transmisión de energía a largas distancias, optimizando el balance regional.
3. **Flexibilidad y resiliencia:** Facilita la operación en modo isla en caso de contingencias, garantizando el suministro en zonas críticas.
4. **Adaptabilidad:** Permite ajustes dinámicos ante cambios en la infraestructura, la demanda o la disponibilidad de recursos.

Esta metodología complementa las opciones anteriores al considerar explícitamente criterios geográficos, lo que la hace particularmente útil en sistemas con diversidad climática y geográfica significativa.

6) Metodología 6: Análisis de requerimientos de potencia de punta

En correspondencia con lo solicitado explícitamente en las Bases Técnicas para el punto (b) del Objetivo Específico N°1, de utilizar la propuesta realizada en el Estudio 2020-2024, se presenta la siguiente metodología para determinar subsistemas que buscan satisfacer necesidades o requerimientos de potencia de punta, en base a la operación esperada del sistema eléctrico interconectado.

Esta metodología permite una definición estructurada y justificada de subsistemas de potencia en dos etapas complementarias. En la primera etapa, se establecen los factores de penalización para evaluar la necesidad de diferenciación zonal en la fijación de precios. En la segunda etapa, un análisis detallado de contingencias permite determinar zonas vulnerables y definir subsistemas que aseguren la confiabilidad del suministro eléctrico. Además, los elementos de cierre garantizan que la creación de subsistemas esté basada en criterios económicos y técnicos sólidos, evitando sobreprecios y asegurando la eficiencia del mercado eléctrico.

Etapa 1: Definición de la Barra de Referencia y Cálculo de Factores de Penalización

Determinación de la Barra de Referencia:

- Se identifica la barra de referencia a partir del centro de carga del sistema eléctrico.
- Se selecciona una barra con alta representatividad en términos de demanda y localización en la red.

Cálculo de Factores de Penalización:

- Establecer el o los bloques de demanda para los cuales se desea calcular los factores de penalización. Es decir, se puede utilizar tanto para los bloques de control de punta como para otro horario.
- Realizar un despacho económico de generación para satisfacer la demanda de los bloques seleccionados, asumiendo la ausencia de restricciones de transmisión (relajación del criterio N-1).

- Determinar los flujos de potencia agregando una barra de generación libre en el centro de carga del sistema, con costo variable distinto de cero, mientras que la generación resultante del despacho económico se asigna con costo variable cero.
- Los factores de penalización de cada barra del sistema se calculan dividiendo el costo marginal obtenido para cada una de ellas por el costo marginal de la barra elegida como referencia.

Etapa 2: Definición de subsistemas a partir del análisis de contingencias

Evaluación de Necesidad de Subsistemas:

- Si el análisis de factores de penalización sugiere una distribución de precios homogénea y sin fuertes diferenciaciones, se puede optar por un único precio de potencia basado en la barra de referencia.
- En caso contrario, se procede con un análisis detallado de contingencias para determinar zonas de alta vulnerabilidad en el sistema eléctrico.

Simulación de Operación y Análisis de Contingencias:

- Se realiza una simulación de la operación del sistema eléctrico considerando un conjunto de hidrologías y escenarios de demanda, incluyendo la entrada y salida de unidades de generación, cambios previstos para la red de transmisión, precios de combustibles y mantenimientos programados.
- Se define el parque de generación que satisface la demanda de cada bloque analizado, incluyendo reservas operacionales recomendadas.
- Se desactivan las centrales que no forman parte del despacho económico y se ejecuta un análisis de contingencias que puede incluir:
  - Pérdida de unidades de mayor tamaño en operación con alguna dispersión geográfica.
  - Salida de líneas del sistema nacional sin generar islas eléctricas.

Identificación de zonas críticas y definición de subsistemas:

- Se detectan barras con aparición recurrente de centrales de falla, lo que indica zonas donde el sistema no puede abastecer la demanda por restricciones estructurales.
- Se asignan probabilidades de ocurrencia a cada evento y se analiza la profundidad del impacto en las barras afectadas.
- Con base en estos resultados, se define si existen zonas que justifican la creación de subsistemas para incentivar la instalación de unidades de rápida construcción (tipo unidades de punta).
- Se estima el tamaño y ubicación óptima de estas unidades para mejorar la confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico.

La correcta aplicación de la metodología propuesta incorpora cuatro elementos de cierre fundamentales, que deben ser tomados en cuenta a la hora de definir subsistemas:

a. **Señales de Precio**: Evaluación de si ha existido una señal de precio por un periodo significativo y si el mercado ha respondido con la incorporación de nueva oferta. Si no se han declarado nuevas centrales en las barras que justifiquen la creación del subsistema, éste podría ser eliminado.
b. **Horizonte de Solución**: Si la solución estructural mediante la incorporación de nuevas líneas de transmisión o generación tiene un horizonte de implementación menor al tiempo de vida del subsistema detectado, su definición podría generar un sobreprecio innecesario sin aportar una solución efectiva.
c. **Adaptabilidad del Sistema**: Consideración de un parque generador optimizado, eliminando sobre instalaciones y ajustando la capacidad instalada a la demanda real.
d. **Suficiencia de Potencia**: El objetivo se enfoca en garantizar la suficiencia de potencia del sistema, más que en los requerimientos de energía, asegurando la estabilidad operativa y la seguridad del suministro.

4

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN ESPERADA DEL SEN 2025 - 2028

4 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN ESPERADA DEL SEN 2025 - 2028

En la actualidad la operación del Sistema Eléctrico Nacional muestra un patrón fuertemente influenciado por la generación renovable variable proveniente de plantas fotovoltaicas y eólicas que, en ciertos horarios, han sobrepasado el 90% de la generación horaria total del sistema. En el contexto de la Transición Energética y el programa de descarbonización, que en su primera etapa considera el retiro de las centrales térmicas en base a carbón, esta situación se verá complementada por la incorporación masiva de sistemas de almacenamiento, que permitirán aprovechar el vertimiento de generación renovable, desplazando dicha energía hacia horas con menor aporte fotovoltaico, es decir, la tarde-noche y la madrugada.

A grandes rasgos, el Sistema Eléctrico Nacional dispone de una gran capacidad de generación fotovoltaica, concentrada al norte de la Región de Coquimbo, cuyos excedentes se exportan hacia la zona central del país y de una gran capacidad de generación hidroeléctrica y eólica desde la Región del Maule hacia el sur, que también exporta energía hacia la zona central. Se debe notar también el enorme aporte de los sistemas fotovoltaicos PMG/PMGD ubicados principalmente en la zona central.

Debido a la variabilidad asociada a la generación fotovoltaica, hay ciertos sectores del sistema de transmisión que operan como pivotes, cambiando diariamente el sentido de los flujos de potencia en sentido norte → sur durante las horas de sol a sentido sur → norte en horas sin sol.

Adicionalmente, la incorporación de sistemas de almacenamiento basados en baterías ayudan a descomprimir la carga sobre los sistemas de transmisión.

Para la simulación de la operación del sistema eléctrico se ha considerado la base de datos Ose2000 correspondiente al Informe de Precios de Corto Plazo del segundo semestre de 2024. Esta base de datos cuenta con el modelo completo de la red de transmisión hasta el nivel de subestaciones de distribución, más el plan de expansión de obras de transmisión decretadas a la fecha, las centrales actualmente en operación, el plan de expansión debido a los proyectos “declarados en construcción”, sistemas de almacenamiento, así como un plan indicativo de obras de generación.

En la Figura 9 se muestra las generación anual esperada por tipo de fuente, que corresponde a la generación neta de las centrales.

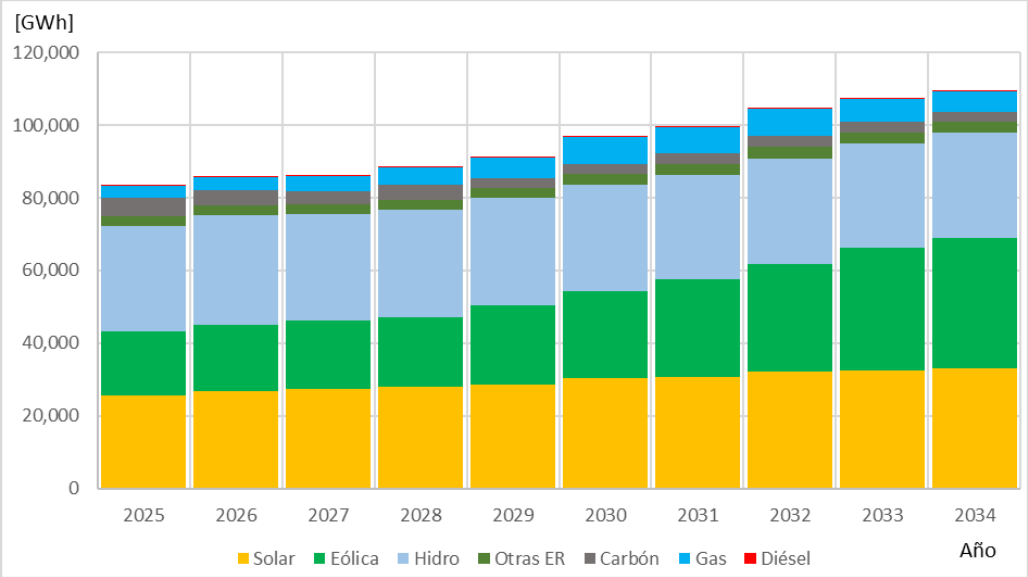

FIGURA 9 ENERGÍA ANUAL GENERADA POR TIPO DE FUENTE

De acuerdo con estas proyecciones, en los próximos 10 años (2025-2034) la generación renovable, que incluye la hidroeléctrica de cualquier tamaño, biomasa, geotermia, cogeneración eficiente, solar fotovoltaica y eólica, constituirá el 90% anual. Si solo se considera la energía renovable variable, es decir fotovoltaica y eólica, ésta crecerá desde 52% a 63% de participación anual. Como referencia, durante 2024 la generación ERV (energía renovable variable) terminará en torno al 35% de participación anual.

Otro antecedente relevante que considerar es que en este periodo quien más aumenta su participación es la generación eólica, pasando desde 21% a 33%, como se puede apreciar en la Figura 10 .

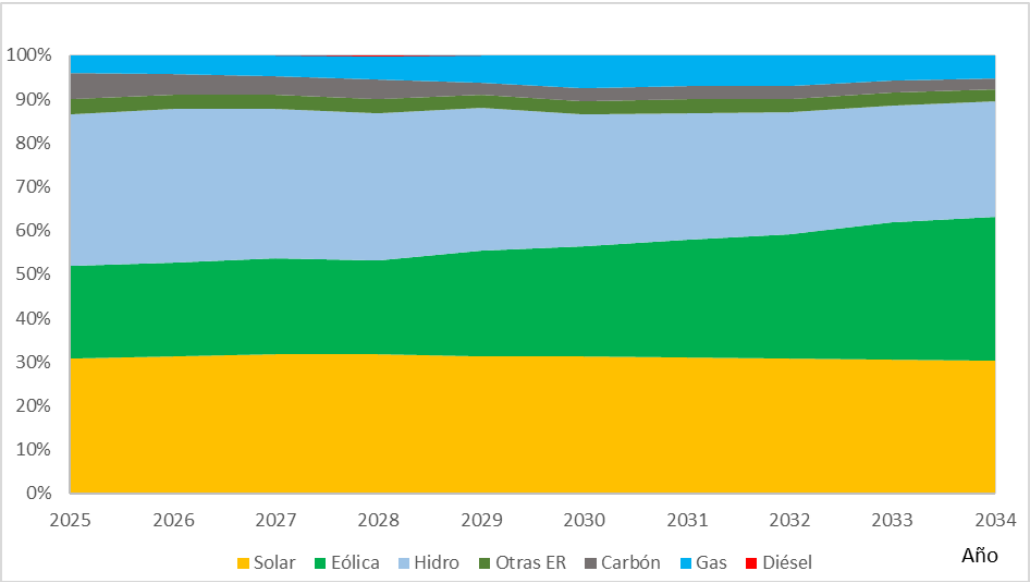

FIGURA 10 PARTICIPACIÓN PORCENTUAL EN LA GENERACIÓN ANUAL POR TIPO DE FUENTE

El modelo Ose2000 tiene una representación de la demanda en bloques mensuales que considera 2 “días tipo”: 1 día laboral y 1 día festivo. Para un mes dado, se considera que todos los días laborales y todos los días de semana son iguales, por lo tanto es posible

hacer una representación “diaria”, con una granularidad de 2 horas. De esta forma, los bloques ordenados de 1 a 12 representan espacios de 2 horas cada uno (24 horas).

En las figuras siguientes se muestra un “día tipo laboral” para junio y noviembre de 2025, donde se puede apreciar las diferencias estacionales consideradas en la proyección.

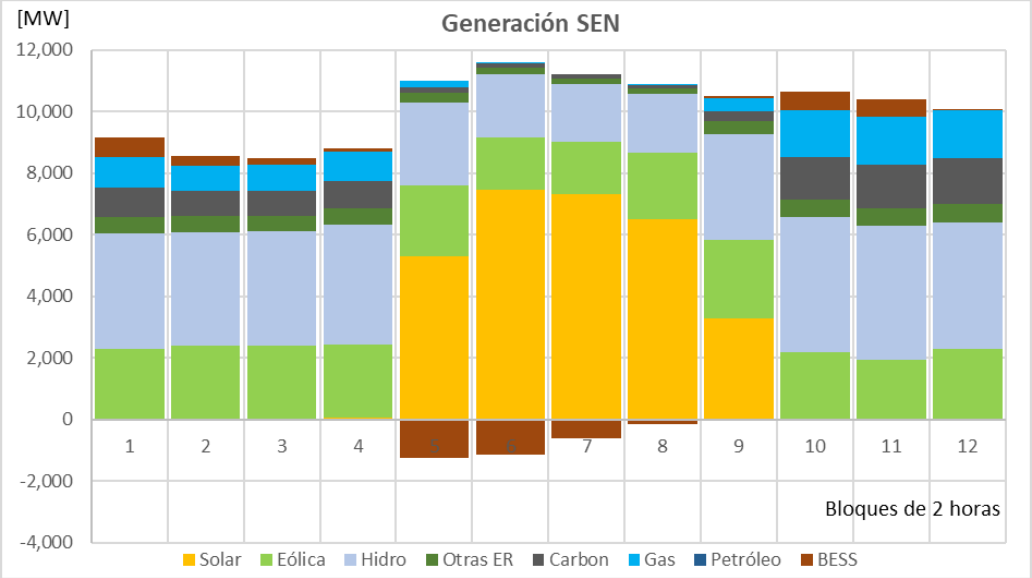

FIGURA 11 GENERACIÓN POR BLOQUE HORARIO DEL SEN, DÍA LABORAL DE JUNIO DE 2025

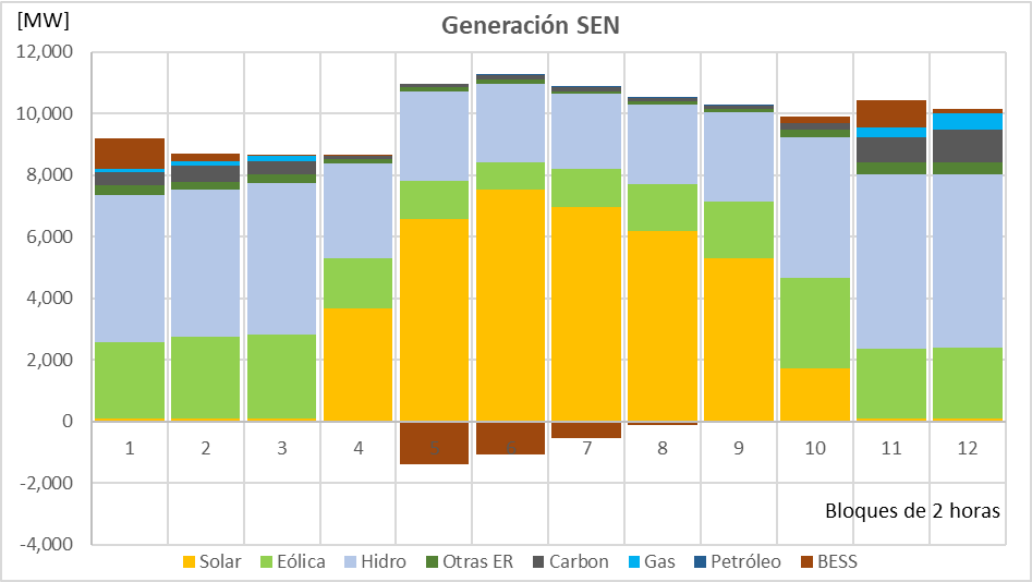

FIGURA 12 GENERACIÓN POR BLOQUE HORARIO DEL SEN, DÍA LABORAL DE NOVIEMBRE DE 2025

La representación de la operación de esta manera permite apreciar el efecto dominante de la generación solar y eólica, haciendo que el resto de las fuentes, principalmente los embalses y la generación térmica, se adapten a la oferta de ERV.

Se aprecia también la operación de los sistemas de almacenamiento (BESS), que retiran energía durante el día (generación negativa) y la inyectan en horas de la punta y madrugada, disminuyendo así el requerimiento de generación térmica.

Aparte de otras variables calculadas por el modelo Ose2000, también se obtienen los flujos de potencia, lo que permite analizar el nivel de carga de los diferentes tramos de transmisión.

La Figura 13 muestra los flujos de potencia máximo, promedio y mínimo para la línea "Ancoa – Alto Jahuel 500 kV", para un día tipo laboral. "Orden cronológico" significa que para cada año del periodo 2025 a 2028 la siguiente división corresponde al mes y luego los bloque (12 por cada mes). La convención de signos sigue la definición de barras de inicio y final adoptada en la base de datos. En este caso valores positivos indican que los flujos van desde Ancoa hacia Alto Jahuel, al revés de los valores negativos, donde los flujos van desde Alto Jahuel hacia Ancoa.

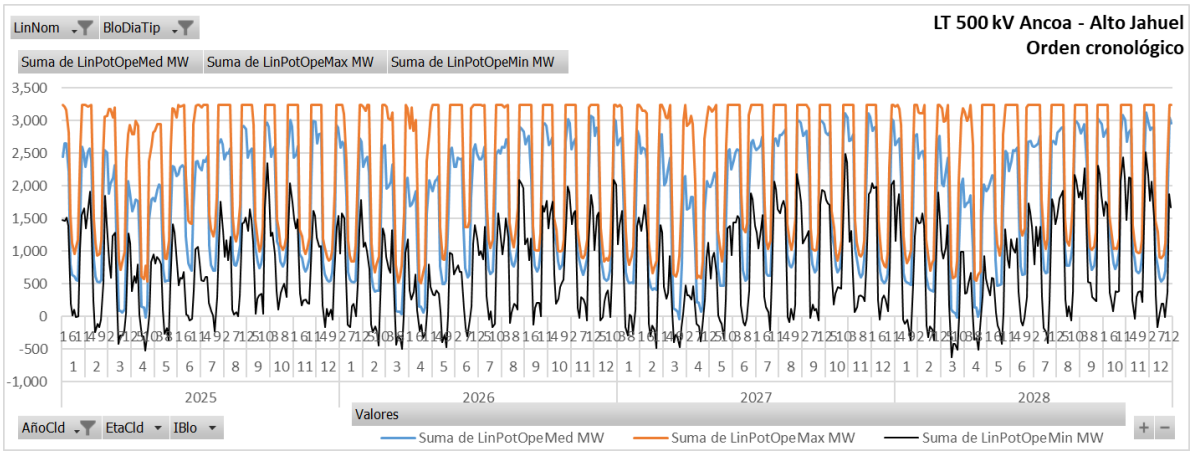

FIGURA 13 FLUJOS DE POTENCIA EN LT 500 KV ANCOA – ALTO JAHUEL, ORDEN CRONOLÓGICO

Una forma distinta de ordenar los datos se plantea en la Figura 14 , desde en la base se ubican los bloques y luego los años y meses. Esto permite apreciar la variación diaria de los flujos, puesto que cada bloque corresponde a 2 horas, los bloques de 1 a 4 equivalen al horario de 0:00 a 08:00 horas; los bloques 10, 11 y 12 representan desde las 18:00 a 24:00 horas. Dependiendo del mes, los bloques 5 y 9 son de transición.

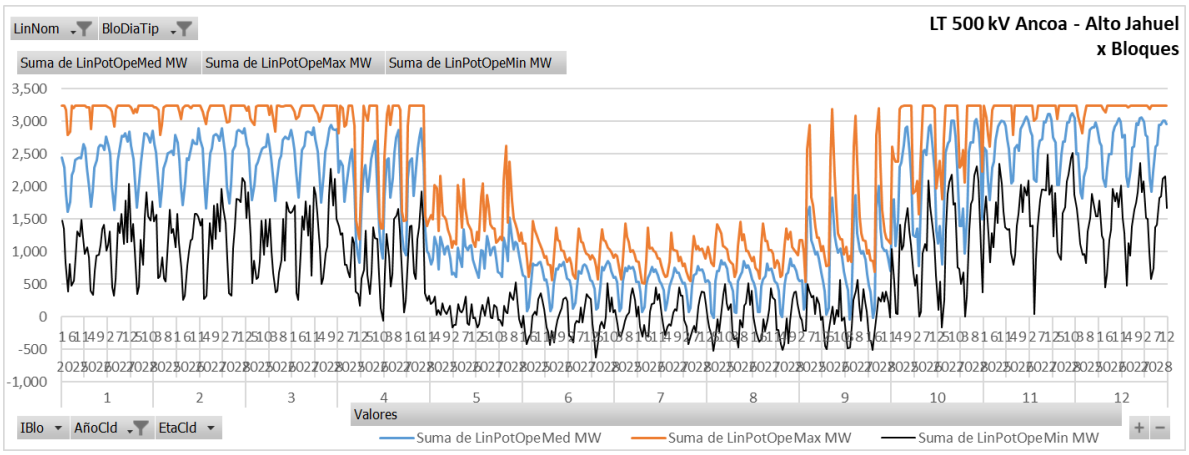

FIGURA 14 FLUJOS DE POTENCIA EN LT 500 KV ANCOA – ALTO JAHUEL, ORDENADOS POR BLOQUES HORARIOS

Se puede apreciar de esta Figura 14 que en los bloques de madrugada (1 a 4) los flujos van desde Ancoa hacia Alto jahuel y son valores altos, llegando hasta la capacidad máxima de

la línea (3.242 MW). Lo mismo sucede en los bloques del horario de punta, valores altos en sentido Ancoa → Alto Jahuel.

En los bloques del horario solar los flujos bajan notablemente, esto se debe a la generación solar, producida principalmente en la zona norte, cuyos excedentes llegan a la zona central del país (zona de mayor demanda individual). En ciertas ocasiones los flujos pasan a ser negativos, es decir van desde Alto Jahuel hacia Ancoa, pero con valores máximos en torno a los 500 MW.

En particular esta línea se ha elegido porque resalta del análisis de Ingresos Tarifarios (IT) esperado, los que se pueden obtener a partir de los resultados de la simulación Ose2000 en el archivo denominado "LinFluEtaBlo.csv". Como se muestra en la siguiente Tabla, tomando solo las líneas de 500 kV y filtrando los resultados para aquellas líneas que tienen un IT mayor a 2 MUSD/año, esta línea presenta los mayores valores del conjunto de líneas de 500 kV, lo que concuerda con lo señalado respecto a operación en niveles de máxima transferencia permitida.

LinVtj kV	500			
Suma de LinEneITMed MUS$	**AñoCl**			
LinNom	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Ancoa 500->Ancoa Aux 500 IV	32.14	50.26	63.09	51.21
Lo Aguirre 500 Aux->Lo Aguirre 500	26.17	37.66	42.91	58.13
Los Changos 500->Parinas 500 I	2.76	2.71	9.52	0.56
Los Changos 500->Parinas 500 II	2.76	2.71	9.52	0.56
Los Changos 500->Parinas 500 III				2.06
Los Changos 500->Parinas 500 IV				2.06
Nueva Pan de Azucar 500->Nueva Pan de Azucar Aux 500	3.53	4.38	2.55	4.26
Parinas 500->Parinas 220 I	5.20	2.24	3.48	

TABLA 19. INGRESOS TARIFARIOS ANUALES ESPERADOS EN LÍNEAS DE 500 KV

En la base de datos Ose2000 el tramo "Ancoa 500->Ancoa Aux 500" es un tramo auxiliar que se utiliza para representar la limitación de operación (máxima transferencia en criterio N-1) del conjunto de los cuatro circuitos entre S/E Ancoa y S/E Alto Jahuel. Es decir, son estas líneas las que se "saturan" y producen el desacople económico.

El archivo "LinFluEtaBlo.csv" es un resumen que muestra los flujos de potencia calculados para cada tramo con detalle mensual y para cada bloque, es decir, representan el promedio de todas las hidrologías que se utilizan para la simulación (34 en la actual base de datos de la CNE).

Además de los ingresos tarifarios, en el mismo archivo se encuentra, para cada mes y bloque, el valor máximo transferido en sentido A→B y en sentido B→A, esto debido a que en ciertos tramos la capacidad máxima de transferencia es diferente dependiendo del sentido del flujo. Mediante una tabulación adecuada, es posible determinar cuántas veces se alcanza el valor máximo de transferencia.

Si esta misma figura se muestra para la "LT 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico", se aprecia que ella opera como un pivote, transportando energía en sentido norte -sur (Nueva Pan de Azúcar → Polpaico) y también sur – norte (Polpaico → Nueva Pan de Azúcar).

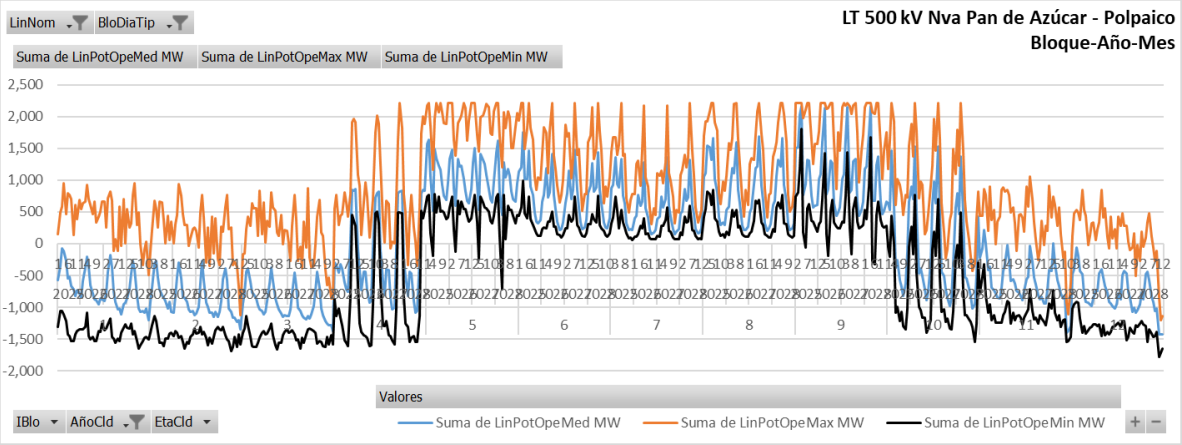

FIGURA 15 FLUJOS DE POTENCIA EN LT 500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO, ORDENADOS POR BLOQUES HORARIOS

En esta línea, los flujos máximos en horario solar son altos y en sentido Nueva Pan de Azúcar → Polpaico, llegando en ocasiones al valor máximo de 2.210 MW. En horario sin sol, los flujos van en sentido Polpaico → Nueva Pan de Azúcar, con valores máximos en torno a los 1600 MW.

Debido a la alta capacidad instalada en grandes plantas fotovoltaicas al norte de Santiago, el cambio de sentido de flujo durante el día no solo ocurre en esta línea sino en gran parte del corredor norte del sistema de 500 kV entre Polpaico y Los Changos, que incluye los tramos:

- Polpaico – Nueva Pan de Azúcar
- Nueva Pan de Azúcar – Nueva Maitencillo
- Nueva Maitencillo – Cardones
- Cardones – Cumbre
- Cumbre – Parinas
- Parinas – Los Changos

Este patrón de comportamiento observado hasta ahora podría sufrir algún cambio en el futuro, dependiendo de la cantidad de almacenamiento de que instale para evitar el "*curtailment*" de generación renovable variable.

5

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

DESACOPLES ECONÓMICOS PROYECTADOS

5 DESACOPLES ECONÓMICOS PROYECTADOS

A partir de las simulaciones realizadas, se observa que solo aparecen centrales de falla el año 2034, para una única hidrología. Es decir, no se observa sectores con falla de suministro debido a limitaciones de transmisión.

Adicionalmente, de la revisión de los resultados, en el sistema de 500 kV se aprecia congestión persistente en la línea Ancoa – Alto Jahuel, tal como se puede apreciar en la Figura 16.

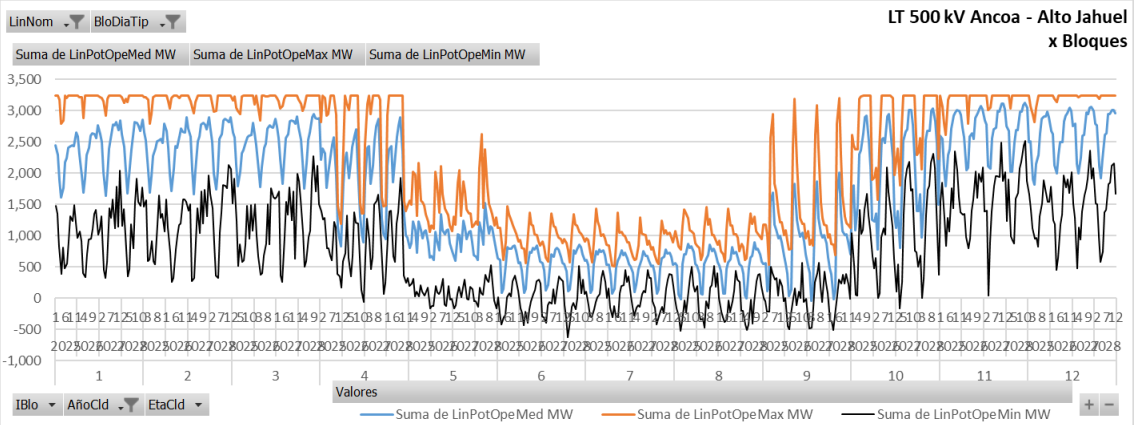

FIGURA 16 FLUJOS DE POTENCIA EN LT 500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR - POLPAICO, ORDENADOS POR BLOQUES HORARIOS

En la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico también se detectan algunas operaciones con línea a capacidad máxima, sin embargo, dado que en el horario en que se presenta esta situación es en horario solar, los costos marginales son cero en gran parte del sistema y no se estaría en presencia de un desacople económico.

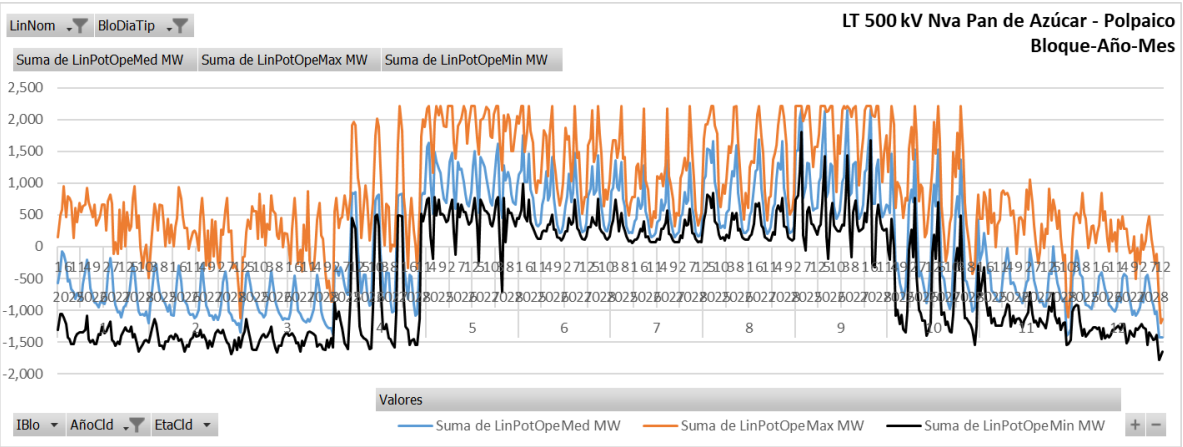

FIGURA 17 FLUJOS DE POTENCIA EN LT 500 KV NUEVA PAN DE AZÚCAR – POLPAICO

Por su parte el tramo Polpaico – Lo Aguirre presenta congestiones durante el periodo noche-madrugada, como puede observarse en la Figura 18siguiente. En esta figura, la línea negra que representa los flujos “mínimos” (de acuerdo con los parámetros de la tabla) alcanza valores de máxima transferencia en el sentido sur→norte.

Este comportamiento también coincide con lo observado en la Tabla 19 , que muestra valores altos de IT para este tramo, que en dicha tabla aparece como “Lo Aguirre Aux 500 – Lo Aguirre 500”.

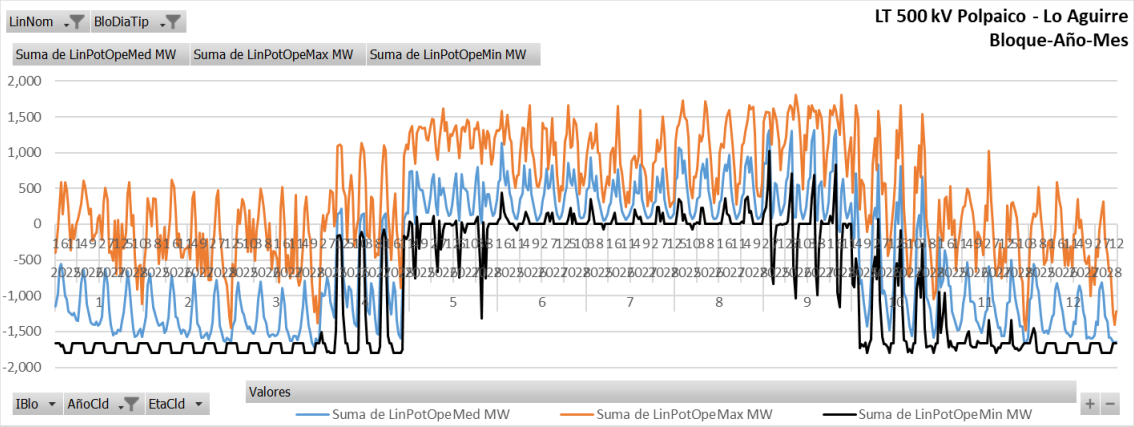

FIGURA 18 FLUJOS DE POTENCIA EN LT 500 KV LO AGUIRRE – POLPAICO

6

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

SUBSISTEMAS DE POTENCIA

6 SUBSISTEMAS DE POTENCIA

6.1 Introducción

El origen de los subsistemas y su utilización en la regulación eléctrica en Chile data de la Ley Corta 1 del año 2004. Esta legislación permitió la definición de subsistemas en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) para diferenciar los requerimientos de potencia de punta. La primera aplicación práctica fue la creación del subsistema Sur en el SIC, que abarcaba desde Temuco hacia el sur, incluyendo todo lo conectado al sur de la barra Charrúa. Esta definición respondía a la necesidad de garantizar el abastecimiento en la zona sur ante limitaciones de transmisión y oferta energética.

La preocupación por el abastecimiento en esa región surgía de la insuficiencia de oferta y la falta de infraestructura de transmisión, lo que llevó a establecer un precio más alto para este subsistema como incentivo para atraer generación, aunque no fuese la más eficiente. Así, el primer subsistema del SIC fue definido para abordar un problema de suficiencia energética, más que por una necesidad de potencia de punta.

Sin embargo, la utilización de los subsistemas se ha desviado de su propósito original. Aunque esta herramienta fue creada para atender necesidades específicas de suficiencia energética, su aplicación actual ya no responde a esas motivaciones, dado el contexto de sobrecapacidad instalada en el sistema eléctrico. En este escenario, las señales de precio basadas en requerimientos de suficiencia energética no parecen necesarias a futuro.

Esta realidad abre una oportunidad para replantear el concepto y la finalidad de los subsistemas, evaluando cómo y con qué objetivos deberían definirse para responder de manera eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en los próximos años.

Se plantea entonces la opción de considerar la señal de precios de potencia como la complementariedad necesaria de la oferta de generación eficiente disponible.

6.2 Selección de metodología a utilizar

De las metodologías descritas en el punto 3.4, las metodologías 1, 2 y 3 presentan una estrecha interrelación con la prestación de los Servicios Complementarios necesarios en el sistema. Se debe destacar que aún no existe una definición clara para la separación del sistema eléctrico a partir de la prestación de estos Servicios Complementarios, y que actualmente esta decisión recae en la Comisión Nacional de Energía.

Por otra parte, la metodología 4 para definir los subsistemas se entiende su uso en el marco de un sistema con escasez de oferta, que no es el caso actual del SEN, el cual presenta un elevado nivel de sobre instalación, incluyendo centrales térmicas de muy bajo despacho.

Por lo anterior este equipo consultor se inclina por la utilización de la **“Metodología 5: Agrupación por Criterios Geográficos para Aprovechamiento Óptimo de Recursos”**

La "Metodología 5: Agrupación por Criterios Geográficos para Aprovechamiento Óptimo de Recursos" se presenta como un enfoque estructurado y escalonado para la optimización de los recursos energéticos dentro del Sistema Eléctrico Nacional, tomando en cuenta las características geográficas y la infraestructura existente. En su primera etapa, la metodología propone una agrupación inicial por zonas geográficas, identificando y clasificando las principales regiones del sistema eléctrico según sus características geográficas (norte, centro, sur) y evaluando la disponibilidad y perfil de los recursos naturales primarios, como solar, eólico e hídrico, en cada una de estas zonas. En una segunda iteración, se busca optimizar los recursos regionales a través de un análisis detallado de la capacidad instalada de generación, la demanda local y las capacidades de interconexión entre zonas, para equilibrar la oferta y la demanda energética. Finalmente, en el último paso, la metodología integra la infraestructura de transmisión, evaluando su capacidad actual y diseñando rutas adicionales cuando sea necesario, con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de los recursos renovables en función de las capacidades de transmisión y las proyecciones de flujos energéticos. Este enfoque integral permite un uso más eficiente y estratégico de los recursos energéticos disponibles, a la vez que optimiza las interconexiones entre las distintas regiones del sistema.

Esto se describe en el siguiente procedimiento:

Primera Etapa: Agrupación por Zonas Geográficas

- Identificar las principales regiones del sistema eléctrico nacional basándose en características geográficas (norte, centro, sur).
- Evaluar la disponibilidad y el perfil de los recursos primarios (solar, eólico, hídrico) en cada zona.
- Agrupar barras dentro de estas regiones según su proximidad geográfica y similitud en la disponibilidad de recursos.

Segunda Etapa: Optimización de Recursos Regionales

- Analizar la capacidad instalada de generación en cada zona y su relación con la demanda local.
- Determinar las capacidades de exportación/importación entre zonas geográficas para equilibrar la oferta y la demanda.
- Identificar posibles redundancias o déficits en el uso de los recursos primarios dentro de cada zona.

Tercera Etapa: Integración de Infraestructura de Transmisión

- Evaluar la infraestructura de transmisión existente y su capacidad para interconectar las zonas geográficas.
- Diseñar rutas de transmisión adicionales si es necesario, priorizando aquellas que maximicen el aprovechamiento de los recursos renovables en zonas específicas.
- Incorporar simulaciones para ajustar la agrupación inicial en función de las capacidades de transmisión y la proyección de flujos energéticos.

6.3 Agrupación en base a desacoples económicos

A partir del análisis de la simulación de la operación económica del sistema eléctrico nacional para el período 2024-2035, descrita previamente en el punto 4, se identificaron desacoples económicos asociados principalmente a la disponibilidad de los recursos primarios, como la energía solar, eólica e hídrica. Estos desacoples económicos se refieren a condiciones de operación de tramos de transmisión congestionados, que se observan en ciertas horas del día, como se puede observar en las Figuras 16 y 17.

Esta disponibilidad de recursos, junto con la interacción entre la oferta de generación a partir de recursos primarios, los recursos térmicos del sistema, la proyección de la demanda y la capacidad de la infraestructura de transmisión revela importantes desacoples en distintas zonas:

1. **Zona Norte:** Exceso de oferta solar. A partir de la Región de Coquimbo hacia el norte se observa la mayor capacidad instalada en plantas solares del SEN.
2. **Zona Centro-Sur:** Variaciones en la oferta provenientes tanto del norte como del sur hacia los centros de carga. Se observan flujos desde el norte en horario solar y hacia el norte fuera del horario solar, que se complementan con un aumento de los flujos provenientes desde el sur de Alto Jahuel en horario nocturno.
3. **Zona Sur (Ancoa al sur):** Desequilibrios específicos en la distribución de la oferta.

Sin embargo, a pesar de estas diferencias, no se considera necesario establecer un nuevo subsistema basado sólo en desacoples económicos. El único desacople relevante que se identifica corresponde al sistema de transmisión entre Ancoa y Alto Jahuel.

Este análisis sugiere que, si bien existen desafíos en la operación económica del sistema, las condiciones actuales no justifican la creación de nuevos subsistemas asociados a desacoples económicos, no obstante, como ya se adelantó, la utilización de la señal de precio de potencia como complementaria a la generación eficiente nos arroja lo siguiente:

Incentivar la instalación de sistemas de almacenamiento con mínimo 5 horas de autonomía a plena carga, considerando que la regulación de potencia de suficiencia exige 5 horas de autonomía para tener 100% de potencia máxima.

1. **Zona Norte:** Exceso de oferta solar. Diferencial alto de costo marginal de energía entre día y noche (sol y no-sol), ideal para la instalación de **Sistemas de Almacenamiento** con el objetivo de lograr la generación 100% renovable y reducir el vertimiento solar proyectado**.**
2. **Zona Centro-Sur:** Al existir variaciones en la oferta provenientes tanto del norte como del sur hacia los centros de carga la señal de precio de potencia debe mantener el objetivo de mantener oferta de potencia por condiciones de seguridad y resiliencia.

Lo anterior implica la diferenciación de los precios de potencia en función de los objetivos planteados, así como la necesaria redistribución de los ingresos de cargo por potencia, asegurando el cumplimiento de los objetivos previamente establecidos.

En principio, se propone dos subsistemas, uno hacia el norte de Polpaico y otro al sur de Polpaico. Dado que no existe una única línea de transmisión que una a ambos subsistemas, se propone una separación de las redes en 500 y 220 kV.

- En 500 kV, la línea que une ambos subsistemas es LT 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico,
- En 220 kV, existen 2 líneas (a) LT 2x220 kV Quillota – Polpaico y (b) LT 2x220 Río Aconcagua – Polpaico

De esta manera, el sistema Norte, queda conformado por las instalaciones al norte de la RM, incluyendo la Región de Valparaíso, en tanto el sistema Centro-Sur queda conformado por las instalaciones desde la zona norte de la RM (Polpaico) hacia el sur.

6.4 Subestaciones básicas de potencia

La elección de la subestación básica de potencia, que corresponde al nudo donde se define el precio de referencia dentro un subsistema eléctrico, es una decisión que debe asociarse al logro de algún objetivo. Se proponen las siguientes opciones, para ser consideradas por la Autoridad:

- La subestación donde de obtiene el menor costo de instalación,
- La subestación que muestra una gran capacidad de exportación de potencia, con un acceso robusto a la red del Sistema Nacional,
- La subestación que tenga menor disponibilidad de potencia, esto en el caso de querer incentivar la instalación de capacidad en dicho lugar o en sus cercanías.

Para los subsistemas que se han definido: Subsistema Norte y Subsistema Centro-Sur, se proponen las siguientes subestaciones como subestaciones básicas de potencia:

- Subsistema norte S/E Kimal 220 kV
- Subsistema Centro-Sur S/E Entre Ríos 220 kV

Ambas subestaciones se encuentran en una posición central dentro de los subsistemas y tienen una gran capacidad de acceso a la red del Sistema Eléctrico Nacional.

7

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM

TAMAÑO EFICIENTE DE LA UNIDAD DE PUNTA

7 TAMAÑO EFICIENTE DE LA UNIDAD DE PUNTA

7.1 Introducción

Como se puede apreciar de los resultados que se muestran en el Capítulo 4, en la medida que se instala más generación renovable y sistemas de almacenamiento, disminuye la necesidad de utilizar generación térmica y en el futuro deberían quedar sólo como respaldo para condiciones extremas de baja probabilidad de ocurrencia.

La experiencia recogida de otros mercados[24] indica que es recomendable disponer de algún mecanismo de remuneración de capacidad, para permitir que una cierta cantidad de activos térmicos permanezcan disponibles para condiciones extremas. Los diseños de mercado son diversos, por ejemplo, hay sistemas donde se licita una cantidad dada de capacidad, en cambio en otros la obligación se traslada a los comercializadores, para quienes se establece un valor de capacidad que deben disponer para respaldar sus contratos.

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional dispone de un sistema de mercado híbrido, donde se comercializa mediante reglas especiales la energía, la capacidad y los servicios complementarios. El despacho es centralizado y basado en costos de operación auditados.

En nuestro caso, el mecanismo de remuneración de capacidad se basa en una definición marginalista, donde la unidad que permite suministrar la "punta de la demanda" tiene una operación esperada de muy corta duración. Bajo esta concepción, el costo variable de operación no tiene relevancia y se busca disponer de una unidad de bajo costo de inversión, cuya inversión se recupere solamente mediante el pago de capacidad.

Por lo tanto, en un sistema eléctrico adaptado, la unidad de punta sería convocada a operar solo bajo situaciones de máxima exigencia del parque generador y debería ser de un tamaño tal que responda de manera adecuada al sistema eléctrico existente y permita suministrar la demanda con un nivel de seguridad adecuado.

La metodología propuesta por este equipo consultor para determinar un tamaño eficiente para la unidad de punta se basa en el procedimiento tradicional de planificación y diseño de sistemas eléctricos de potencia, el cual busca minimizar los costos totales de inversión, más los costos de operación & mantenimiento, más los costos de falla esperados (situaciones en las que no se logra suministrar la demanda, cuya energía se valoriza al costo de falla de larga duración), tomando como referencia el llenado de la curva de duración de la demanda.

[24] Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets. Jan Horst Keppler, Simon Quemin, Marcelo Saguan. Energy Policy Journal, 2022

7.2 Comportamiento del consumo del Sistema Eléctrico Nacional

En la Figura 19 se muestra las curvas de duración del Sistema Eléctrico Nacional para el periodo 2020 – 2023 (estos valores están construidos como generación real reportada, es decir, incluyen los servicios auxiliares de las centrales y las pérdidas de transmisión), que en cierta forma se puede citar como "demanda bruta".

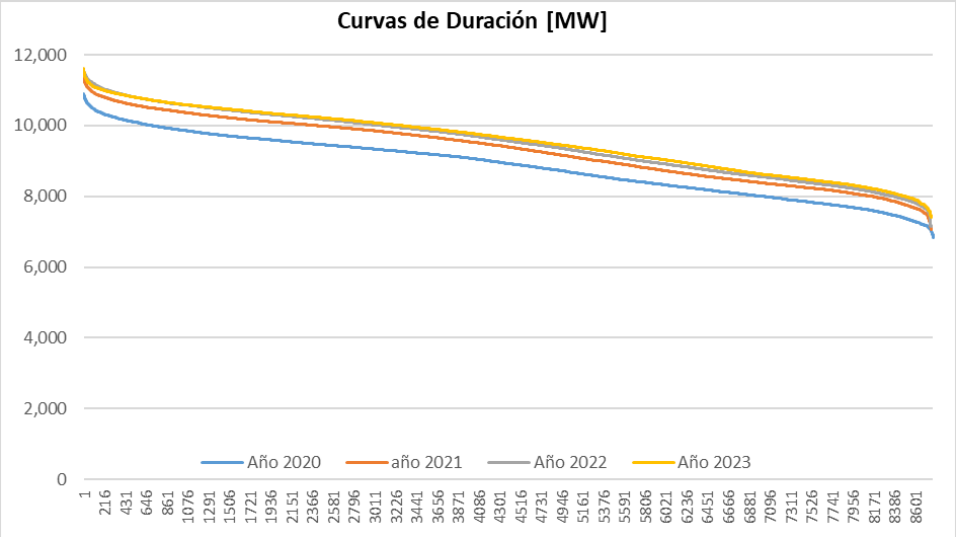

FIGURA 19 CURVAS DE DURACIÓN ANUAL DE LA DEMANDA, PERIODO 2020 – 2023

Para las transacciones de potencia de suficiencia el Reglamento vigente señala que la demanda máxima anual corresponde al promedio de los 52 mayores valores de demanda promedio horaria. Para este periodo, en la Figura 20 se muestra el registro de horas en donde se presentan estos valores máximos.

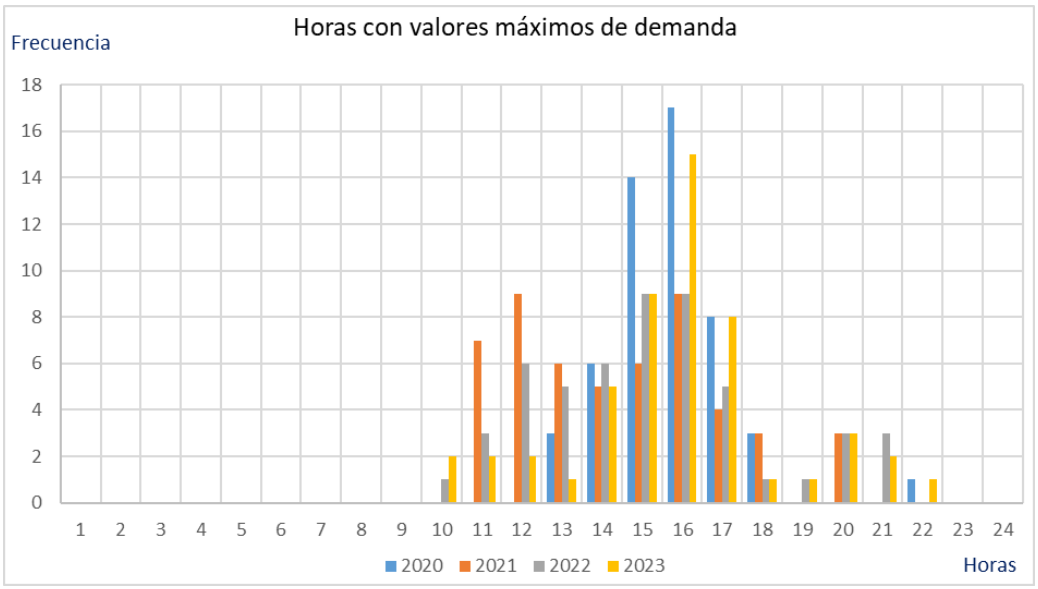

FIGURA 20 HORAS CON REGISTRO DE DEMANDA MÁXIMA.

En este caso, la señal de precio de potencia de punta (el cobro a los clientes finales) desplaza demanda del horario de control de punta, ya que hay industrias (mayoritariamente clientes libres) que se desconecta del sistema o bien utiliza

generadores propios (o baterías en el último tiempo) para “recortar punta”, es decir, disminuir el consumo eléctrico en horas de control de punta (actualmente de 18:00 a 22:00 horas, días hábiles entre abril y septiembre.

Que la demanda sea máxima en horas de sol es un comportamiento deseable, ya que es el horario con mayor disponibilidad de energía renovable sin costo variable.

Bajo este escenario de alta generación renovable apoyada por sistemas de almacenamiento, la mayor probabilidad de pérdida de carga se produce en el horario nocturno de punta, donde no está presente el aporte de la generación solar.

Un aspecto relevante respecto al aumento de la demanda de punta, independientemente del horario en que ella se presenta, es que su crecimiento está altamente correlacionado con el aumento global de la de demanda del sistema, es decir, no solo crece la demanda de punta, también lo hace la demanda el resto del tiempo.

Para graficar este hecho, se muestran los valores de generación máxima anual y el valor promedio de la demanda, con lo cual se puede determinar el “factor de carga de la demanda”, es decir, la relación entre la demanda media y la demanda de punta, para el periodo 2020-2023:

Año	2020	2021	2022	2023
Demanda media [MW]	8.852	9.310	9.492	9.556
Demanda máxima [MW]	10.908	11.371	11.590	11.628
Factor de demanda [%]	81,2%	81,9%	81,9%	82,2%

TABLA 20 FACTOR DE CARGA ANUAL SEN

Esto significa que el tamaño de la unidad de punta no se relaciona con el valor de la demanda máxima sino con la forma de la curva en la zona de máxima demanda.

7.3 Metodología por eficiencia económica de operación

De acuerdo a la filosofía de simulación de Ose2000, para aquellas situaciones en que no es posible satisfacer la demanda de una barra, se define una “Central de Falla”, cuyo costo variable de operación depende del nivel de profundidad de la falla y cuyo valor es fijado por la Comisión Nacional de Energía. Esto permite cuantificar la capacidad que debe disponer el sistema eléctrico para enfrentar cualquier condición de operación (dentro del rango de supuestos usuales). En particular se consideró una capacidad que permite resolver los casos de falta de capacidad durante el periodo 2025 – 2028.

Dada la capacidad instalada en generación renovable y térmica eficiente (carbón y gas natural), el despacho de unidades diésel es esporádico o bajo condiciones de hidrología muy seca. Por lo tanto, estas unidades tienen una característica de “unidad de punta”: alto costo variable, bajo costo de inversión, factor de carga (utilización) muy bajo. Si mediante la simulación de la operación se logra determinar cuál es el uso esperado coincidente de estas centrales, se estaría en presencia de un caso en que la capacidad instalada del sistema eléctrico se acerca a un tamaño eficiente. Teniendo en cuenta lo señalado en el punto 7.2, resulta conveniente separar la capacidad total en varias unidades de menor tamaño, para minimizar el riesgo de falla.

Para esto se realizó el siguiente ejercicio: se retiró de la oferta de centrales todas aquellas operadas con diésel, para verificar bajo qué condiciones aparecen estas "centrales de falla". Se simuló un periodo desde 2025 a 2040, esta simulación está basada en la simulación correspondiente al Precio de Nudo de Corto Plazo del segundo semestre de 2024, ampliando el horizonte de estudio hasta 2040. El resultado de este ejercicio se muestra en la Tabla 21. Si bien la metodología se aplica, a modo de ejemplo, a un conjunto de unidades diésel, la misma puede ser aplicada a cualquier tecnología, tenga o no costo de combustible.

				Valores		
AñoCld	MesCld	IBlo	IHid	Suma de CenPotOpe MW	Suma de CenEneOpe GWh	Suma de CenCosOpe MUS$
2027	6	10	1	91	4	1.8
	8	11	25	344	14	6.7
2028	6	10	31	24	1	0.5
	8	11	24	151	6	2.9
2029	3	11	16	102	4	2.1
	4	23	28	743	13	6.3
	8	10	24	185	8	3.6
2030	4	14	10	101	2	0.8
	5	11	8	218	8	3.8
			13	612	23	10.8
			14	516	20	9.1
		12	2	343	13	6.0
			13	261	10	4.6
		22	13	506	12	5.6
		23	20	971	23	11.2
		24	2	63	2	0.7
	6	11	13	184	8	3.6
		22	5	55	1	0.5

TABLA 21 CENTRALES DE FALLA SIMULACIÓN SIN CENTRALES DIÉSEL.

(Para la denominación de los bloques, de 1 a 12 corresponden a un día laboral, en tanto que desde 13 a 24 corresponden a un día festivo).

A partir de estos resultados, se puede observar que recién el 2027 aparecen centrales de falla, en junio y agosto, en los bloques 10 y 11 respectivamente, en hidrologías diferentes. Hay que recordar que si bien un bloque representa 2 horas en un día, dependiendo del mes, con 20 días laborales iguales, este bloque representa un periodo de 40 horas cronológicas.

A partir de los resultados que se muestran en esta Tabla 21, el año 2027 se requiere hasta 344 MW de capacidad, para una operación esperada de 80 horas (0,913% del total de horas de un año). Además, estos dos bloques aparecen solo en dos hidrologías (1 y 25), de un total de 34, para considerar el promedio de las hidrologías, estos resultados se deben dividir en 34.

Para determinar efecto que tiene el tamaño de la unidad de punta sobre los costos de operación, se realiza el siguiente ejercicio: se dispone de 600 MW en capacidad diésel, para distintas configuraciones de tamaño individual; 8*75 MW, 6*100 MW, 5*120 MW y 4*150 MW. Los tamaños seleccionados corresponden a tamaños estándar de los proveedores de turbinas diésel ("frames") y se han elegido para que cada combinación tenga un total de 600 MW. Si bien es posible instalar unidades de mayor tamaño, eso

limitará las subestaciones donde pueden ser instaladas, ya que en algunas de ellas se presentan problemas de limitaciones de transmisión.

Adicionalmente, desde el punto de vista de la probabilidad de ocurrencia de una falla, es mejor disponer de varias unidades en lugar de una sola de tamaño equivalente. Por ejemplo, si una central de punta de 300 MW tiene una probabilidad de falla de 5%, entonces de la probabilidad de no responder a una orden de partida será 5%, dejando al sistema sin 300 MW. En cambio si esta central se reemplaza por tres unidades de 100%, cada una con la misma probabilidad de falla de 5%, la probabilidad combinada de falla de las 3 unidades al mismo tiempo es 0,01%. La probabilidad de tener al menos 2 unidades operativas alcanza el 99,28%.

Los nudos seleccionados fueron los que se muestran en la Tabla 22.

8*75	6*100	5*120	4*150
Lagunas	Lagunas		
Kimal	Kimal	Kimal	Kimal
N. P. Azúcar	N. P. Azúcar	N. P. Azúcar	N. P. Azúcar
Polpaico	Polpaico	Polpaico	Polpaico
Lo Aguirre	Lo Aguirre	Lo Aguirre	Lo Aguirre
Alto Jahuel	Alto Jahuel	Alto Jahuel	
Ancoa			
Pichirropulli			

TABLA 22 NUDOS DE CONEXIÓN UNIDADES DE PUNTA

Los resultados (costos de operación y falla) que se obtienen para cada simulación se muestran en Tabla 23 a Tabla 26. Notar que, bajo estas condiciones, la generación de centrales de falla recién aparece el año 2037, fuera del periodo de interés 2025-2028.

	Caso 8*75 MW			
Año	**GWh**	**MUSD**	**GWh-falla**	**MUSD CF**
2025	82,589.98	889.71	0.00	0.00
2026	84,219.78	787.37	0.00	0.00
2027	85,074.89	715.86	0.00	0.00
2028	86,127.44	687.00	0.00	0.00
2029	87,805.21	658.55	0.00	0.00
2030	89,735.70	676.95	0.00	0.00
2031	91,320.80	693.47	0.00	0.00
2032	93,371.06	777.06	0.00	0.00
2033	95,607.43	763.27	0.00	0.00
2034	97,906.71	680.05	0.00	0.00
2035	100,409.74	727.14	0.00	0.00
2036	103,238.25	830.76	0.00	0.00
2037	106,119.65	847.80	0.26	0.12
2038	108,998.03	736.86	0.00	0.00
2039	111,821.60	770.27	2.63	1.21
2040	114,705.56	690.29	3.14	1.45
		11,932.42	**6.03**	**2.78**
		11,935.2 MUSD		

TABLA 23 RESULTADOS SIMULACIÓN CONFIGURACIÓN 8*75 MW.

	Caso 6*100 MW			
Año	GWh	MUSD	GWh-falla	MUSD CF
2025	82,589.98	889.71	0.00	0.00
2026	84,219.78	787.37	0.00	0.00
2027	85,074.89	715.86	0.00	0.00
2028	86,127.44	687.00	0.00	0.00
2029	87,805.21	658.54	0.00	0.00
2030	89,735.70	676.95	0.00	0.00
2031	91,320.80	693.42	0.00	0.00
2032	93,371.06	777.02	0.00	0.00
2033	95,607.43	763.25	0.00	0.00
2034	97,906.71	680.01	0.00	0.00
2035	100,409.74	727.17	0.00	0.00
2036	103,238.28	830.78	0.00	0.00
2037	106,119.66	848.27	0.26	0.12
2038	108,998.03	736.75	0.00	0.00
2039	111,821.59	770.29	2.59	1.20
2040	114,705.55	690.08	2.89	1.34
		11,932.47	**5.75**	**2.66**
		11,935.1 MUSD		

TABLA 24 RESULTADOS SIMULACIÓN CONFIGURACIÓN 6*100 MW.

	Caso 5*120 MW			
Año	GWh	MUSD	GWh-falla	MUSD CF
2025	82,589.98	889.71	0.00	0.00
2026	84,219.78	787.37	0.00	0.00
2027	85,074.89	715.85	0.00	0.00
2028	86,127.44	687.00	0.00	0.00
2029	87,805.21	658.52	0.00	0.00
2030	89,735.70	676.95	0.00	0.00
2031	91,320.80	693.47	0.00	0.00
2032	93,371.06	776.97	0.00	0.00
2033	95,607.43	763.30	0.00	0.00
2034	97,906.71	679.98	0.00	0.00
2035	100,409.74	727.26	0.00	0.00
2036	103,238.26	830.67	0.00	0.00
2037	106,119.67	848.10	0.27	0.12
2038	108,998.03	736.81	0.00	0.00
2039	111,821.60	770.06	2.59	1.20
2040	114,705.55	689.91	2.91	1.34
		11,931.93	**5.77**	**2.66**
		11,934.6 MUSD		

TABLA 25 RESULTADOS SIMULACIÓN CONFIGURACIÓN 5*120 MW.

	Caso 4*150 MW			
Año	GWh	MUSD	GWh-falla	MUSD CF
2025	82,589.98	889.71	0.00	0.00
2026	84,219.78	787.37	0.00	0.00
2027	85,074.89	715.85	0.00	0.00
2028	86,127.44	687.00	0.00	0.00
2029	87,805.21	658.48	0.00	0.00
2030	89,735.70	676.95	0.00	0.00
2031	91,320.80	693.47	0.00	0.00
2032	93,371.06	776.92	0.00	0.00
2033	95,607.43	763.56	0.00	0.00
2034	97,906.71	679.97	0.00	0.00
2035	100,409.74	727.40	0.00	0.00
2036	103,238.31	830.51	0.00	0.00
2037	106,119.70	848.15	0.27	0.13
2038	108,998.03	737.28	0.00	0.00
2039	111,821.64	769.84	2.61	1.21
2040	114,705.58	689.78	2.92	1.35
		11,932.25	5.80	2.68
		11,934.9 MUSD		

TABLA 26 RESULTADOS SIMULACIÓN CONFIGURACIÓN 4*150 MW.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra, por tamaño, el costo total de inversión, más los costos de operación-mantenimiento y falla, utilizando una tasa de descuento de 6% anual. Para el costo de inversión se ha utilizado como referencia el promedio de los valores estimados para las distintas subestaciones del SEN, haciendo una interpolación lineal para los tamaños 75 y 100 [MW, que no están de manera explícita en dichas tablas (recordar que los tamaños referenciales son 70, 120 y 150 [MW].

Tamaño [MW]	CINV [MUSD]	CO&M+F [MUSD]	C.Total [MUSD]
75	414.52	7,548.49	7,963.01
100	385.71	7,548.45	7,934.16
120	362.67	7,548.23	7,910.90
150	328.77	7,548.41	7,877.18

TABLA 27 COSTO TOTAL POR TAMAÑO

A partir de estos resultados se puede verificar que el costo de operación de las unidades de punta tiene poca incidencia, dado el bajo nivel de despacho esperado (en las simulaciones también se ha tenido en cuenta las diferencias en consumo específico dependiendo del tamaño).

Debido a la eficiencia en el costo de inversión en función del tamaño (unidades de mayor tamaño tienen menor costo unitario), y la poca relevancia del costo de operación (lo que confirma el supuesto básico de la teoría marginalista), de la muestra analizada se concluye que es mejor considerar las unidades de 150 o 120 [MW].

La metodología expuests se puede sintetizar en los siguientes pasos:

a. Definir los parámetros de simulación en Ose2000
   - Proyección de demanda
   - Red de transmisión y cambios proyectados
   - Plan de expansión y retiro de centrales de generación
   - Deshabilitar todas las unidades que operen con el combustible más caro
   - Proyección de precios de combustibles
b. Definir un conjunto de “unidades de punta” a evaluar y los nudos de conexión
c. Para cada tamaño de la unidad de punta:
   - Simular la operación del sistema
   - Obtener el costo de operación y falla
   - Calcular el costo de inversión
   - Tabular resultados y comparar

El tamaño de las unidades de punta va a depender de varios criterios, entre ellos, tamaños comercialmente disponibles, experiencia en la operación de diversos tamaños, facilidad de instalación considerando red de transmisión disponible, costo de inversión, entre otros.

7.4 Incorporación de sistemas de almacenamiento

Se debe hacer notar que metodología anterior corresponde a una evaluación tradicional de activos con costo alto variable de operación y bajo costo de inversión. Sin embargo, nos encontramos muy cerca de un punto de inflexión, donde tecnologías como el almacenamiento por sistemas de baterías, que podrían ser cargadas a un bajo costo alternativo (en principio evitando el vertimiento de energía renovable), superan la limitación de las unidades de alto costo variable y sí obtienen renta por operación a infra marginal, pudiendo además participar de los mercados de capacidad y entrega de servicios complementarios.

En este contexto, si bien el costo unitario de un sistema de baterías pudiera ser más alto que una turbina a gas operada con petróleo diésel (el método tradicional de "dar punta"), al considerar los ingresos conjuntos de energía, capacidad y servicios complementarios, se transforman en una alternativa capaz de dar punta, desplazando la necesidad de operar con centrales térmicas. En este caso el alto diferencial de costo marginal, más los ingresos por capacidad, vuelven atractivo el segmento de "punta".

Al respecto, una revisión de los proyectos declarados como "fehacientes" en la Plataforma de Acceso Abierto del Coordinador Eléctrico Nacional[25] realizada el 14 de noviembre de 2024, es decir, aquellos proyectos que están siendo desarrollados por dueños de instalaciones de transmisión que, por lo general, coinciden con propietarios de plantas fotovoltaicas, muestra un amplio rango de tamaños, pero la suma total de proyectos de capacidad mayor o igual a 100 MW (27 proyectos) es mayor que la cantidad de proyectos menor a 100 MW (13 proyectos).

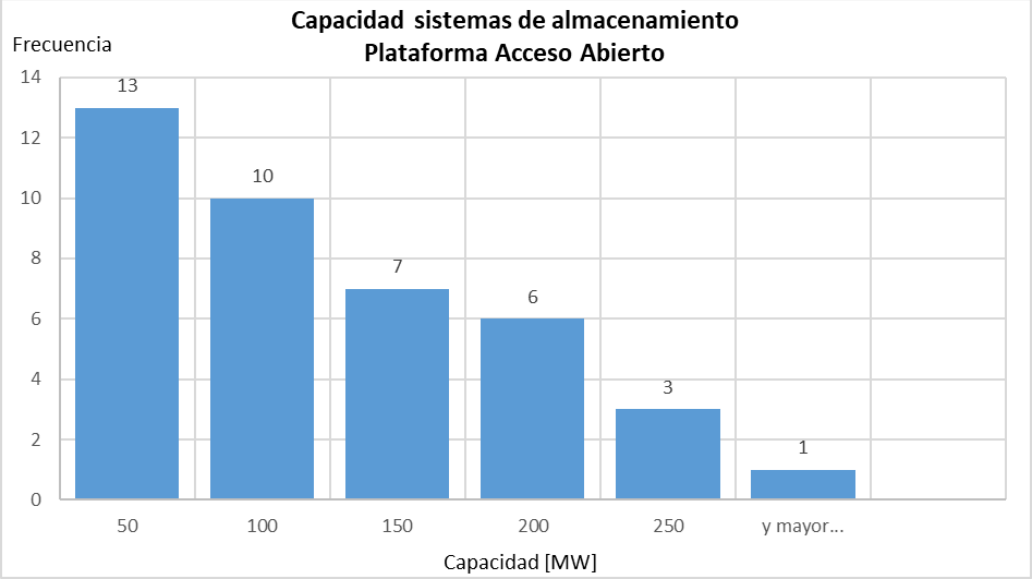

FIGURA 21 TAMAÑO Y CANTIDAD DE UNIDADES BESS DECLARADAS COMO "FEHACIENTES".

[25] https://accesoabierto.coordinador.cl/

Adicionalmente, se debe considerar que en este tipo de proyectos existen economías de escala, es decir, el costo unitario tiende a ser menor en un proyecto de mayor tamaño.

A diferencia de los "frames" de las unidades térmicas como turbinas (tamaños estándar), los sistemas de almacenamiento no tienen tamaños previamente definidos por lo fabricantes, excepto la unidad mínima de energía almacenable en un contener estándar de 20 pies. En la actualidad la energía almacenable en un contenedor de 20 pies es cercana a los 5 MWh y los proyectos son escalables, es decir, la energía puede crecer solo agregando contenedores, sin ser necesario cambiar la potencia de la subestación, que limita la capacidad de carga/descarga.

La tecnología de sistemas BESS está incluida dentro de las alternativas tecnológicas del estudio, por lo tanto, se debe también definir un tamaño adecuado.

Para el caso analizado en el punto anterior usando unidades TG, queda claro que para una necesidad total estimada de 600 [MW] para el SEN, esta capacidad se puede lograr con diversos tamaños de unidades, lo cual también es válido para los sistema de almacenamiento, pero sin la limitación de los “tamaños de fabricación estándar” (frames). Por lo tanto, teniendo en cuenta un tamaño que sea adecuado para ser instalado en la mayoría de las subestaciones del SEN, se propone un tamaño entre 100 y 150 [MW] como “unidad BESS para uso en horario de punta”. Dada la menor relevancia de los sistemas adicionales a la mera batería (BOP), el costo unitario de un sistema BESS tiene menos variación que el de una turbina a gas.