



INFORME TÉCNICO

Artículo 163°, Ley General de Servicios Eléctricos

Sistema Eléctrico Nacional

Enero de 2025

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	ANTECEDENTES	4
2.1	ANTECEDENTES GENERALES.....	4
2.2	MINUTA DAOP N° 03/2024 DEL COORDINADOR.....	5
a)	Instalaciones y características generales de la zona	5
b)	Antecedentes operacionales que sustentan la problemática	7
c)	Estimación de déficit de suministro en el Sistema para el verano 2025	8
2.3	OFICIO DEL TITULAR DE LA CENTRAL LICANTÉN.....	8
2.4	PROYECTOS DE GENERACIÓN Y SU CONEXIÓN A LA RED.....	9
i.	Acceso abierto.	9
ii.	Declaración en construcción y conexión de nuevos proyectos	10
2.5	SISTEMA DE TRANSMISIÓN.	11
3.	ANÁLISIS	12
3.1	EN RELACIÓN CON LA OFERTA DE GENERACIÓN DISPONIBLE EN EL SISTEMA.....	12
3.2	EN RELACIÓN CON LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL SISTEMA	12
3.3	EN RELACIÓN A LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN.	13
3.4	EN RELACIÓN A LAS RESTRICCIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	14
4.	RECOMENDACIONES CON LA FINALIDAD DE PREVENIR SITUACIONES DE DÉFICIT FUTUROS15	
4.1	FACILITAR ADQUISICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TERCEROS.	15
4.2	ACELERACIÓN DE CONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EN ETAPA DE DESARROLLO AVANZADA... ..	17
4.3	ATENUACIÓN DE LAS NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO (TENSIÓN).	18
4.4	TRATAMIENTO ESPECIAL DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.	18
4.5	PROMOVER DISMINUCIONES DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD, MEDIANTE ACUERDO ENTRE EMPRESAS Y CLIENTES.	19
4.6	REGISTRO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN ADICIONAL.....	19
4.7	REGULARIZACIÓN PARA LA CORRECTA CONEXIÓN DE LOS PROYECTOS.....	19
5.	Cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit	20
6.	Programas de Corte de Suministro	22
7.	Período de Vigencia del Decreto	23

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente, “Ley” o “LGSE”, a lo establecido en el Decreto Supremo N° 327, del Ministerio de Minería, de 1997, en adelante el “Reglamento”, a lo establecido en el Decreto Supremo N° 125, del Ministerio de Energía, de 2017, en adelante “Reglamento de Coordinación”, y a lo establecido Decreto Ley N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, y, en particular, en base a lo establecido en el artículo 163° de la Ley, en caso de producirse o proyectarse fundamentalmente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o situaciones de sequía, el Ministerio de Energía, en adelante el “Ministerio”, está facultado para dictar un decreto de racionamiento, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “Comisión” o “CNE”.

En virtud de lo anterior, el presente informe tiene por objeto fundamentar las razones que recomiendan la dictación de un decreto de racionamiento de acuerdo con lo establecido en el artículo 163° de la LGSE en el sistema eléctrico de la zona comprendida por las subestaciones conectadas a la Línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé (Subestación Villa Prat, Subestación Parronal, Subestación Hualañé, Subestación Licantén y Subestación Ranguili), en adelante el “Sistema”.

2. ANTECEDENTES

2.1 Antecedentes generales

Durante el año 2023, la central autoprodutora Licantén, de propiedad de Arauco Bioenergía SpA, en adelante “central Licantén”, fue afectada por los desbordes del río Mataquito, lo que ha implicado que, desde entonces, se encuentre fuera de servicio sin fecha probable de retorno. La magnitud de los daños de la central ha significado que la empresa propietaria haya informado a la Comisión Nacional de Energía el retiro, desconexión y cese de operaciones de la central Licantén en conjunto con la solicitud de eximirse del plazo de retiro.

En febrero de 2024, la empresa CGE Transmisión S.A., en adelante “CGE Transmisión”, solicitó¹ al Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, su pronunciamiento respecto a cómo enfrentar el aumento de demanda previsible en la línea 66kV Los Maquis – Hualañé, ante la salida de la central Licantén, señalando las acciones realizadas tanto por CGE Transmisión como por la empresa concesionaria (CGE Distribución S.A., en adelante “CGE Distribución”) durante dicho periodo frente al aumento en la demanda estival de los clientes regulados en la zona.

EL 11 de noviembre de 2024, el Coordinador publicó la Minuta DAOP N° 03/2024, sobre la situación operacional de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé en escenarios de alta demanda local, en la cual se concluye que, considerando la indisponibilidad de la central Licantén junto con el aumento vegetativo y estacional de los consumos, durante el periodo estival del año 2025, podría ser necesario el racionamiento parcial y temporal de consumos en el Sistema. Adicionalmente, es relevante señalar que la situación analizada en la mencionada minuta fue informada como un Hecho Esencial por el Coordinador a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles², en adelante “Superintendencia”, en cumplimiento de lo establecido en el inciso tercero del artículo 3°A de la Ley N°18.410.

Por último, es fundamental considerar que los proyectos de transmisión en la zona³, como la Nueva Línea 2x220 kV Itahue - Mataquito, la Nueva S/E Mataquito 220/66 kV y el Seccionamiento de la Línea 1x66 kV Parronal – Hualañé en la S/E Mataquito, presentan retrasos significativos en su fecha de puesta en servicio⁴.

¹ Carta CGET0292-24, de CGE Transmisión S.A., de fecha 26 de febrero de 2024 (correlativo Coordinador Carta DE01494-24).

² Carta DE06001-24, del Coordinador, de fecha 13 de noviembre de 2024.

³ Obras de transmisión establecidas en el Decreto Exento N°418, de 2017, y en el Decreto Exento N°198, de 2019, ambos del Ministerio de Energía.

⁴ De acuerdo con lo que puede observarse en la Plataforma de Gestión de Proyectos del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, “PGP”). A mayor abundamiento, para los dos primeros proyectos de transmisión indicados, la fecha máxima estipulada en conformidad con su correspondiente Decreto de Adjudicación correspondía a agosto de 2023, en tanto el proyecto Seccionamiento Línea 1x66kV Parronal – Hualañé en S/E Mataquito aún no ha sido licitado por el Coordinador, atendidas las dificultades que ha experimentado el desarrollo del Sistema de Transmisión Zonal Costero Sur, en particular, su dependencia con la entrada en operación del proyecto Nueva S/E Mataquito 220/66 kV .

2.2 Minuta DAOP N° 03/2024 del Coordinador

El Coordinador Eléctrico Nacional publicó, el 11 de noviembre de 2024 en su sitio web, la minuta DAOP N° 03/2024, en la que se efectúa un análisis operacional de la línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé en escenarios de alta demanda local. Dicha minuta se estructura en tres secciones principales; una descripción general de las instalaciones y características generales del Sistema (oferta, demanda y transmisión); los antecedentes operacionales relevantes que fundamentan la problemática; y, finalmente, una estimación del déficit de suministro en el Sistema para la temporada estival del año 2025.

a) Instalaciones y características generales de la zona

El Sistema se encuentra abastecido radialmente desde el paño B4 de la S/E Los Maquis, de propiedad de CGE Transmisión, mediante la línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé, cuyas capacidades se detallan en la siguiente Tabla 1:

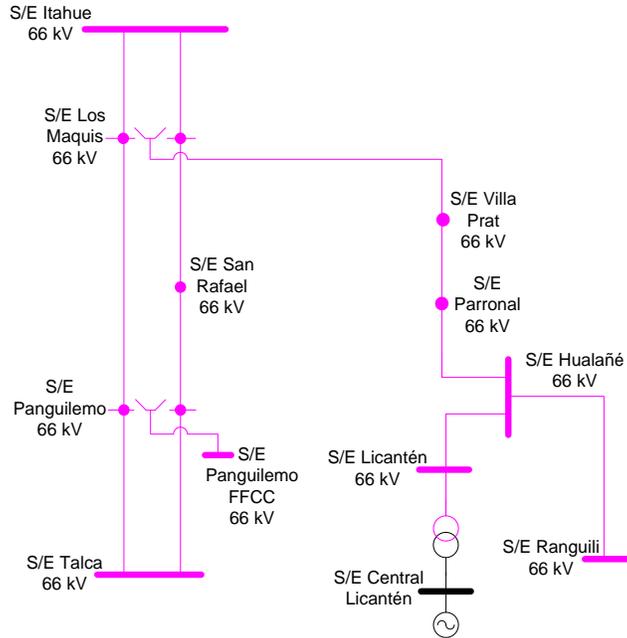
Tabla 1. Capacidad de diseño de la línea de transmisión 1x66 kV Los Maquis - Hualañé.

Tramo de Línea	Capacidad térmica sin efecto sol [MVA]				Capacidad térmica con efecto sol [MVA]				Capacidad TT/CC [MVA]	
	15°C	20°C	25°C	30°C	15°C	20°C	25°C	30°C	Valor	Extremo
Los Maquis - Villa Prat	24	22	20	18	22	20	18	16	29	Los Maquis
Villa Prat - Parronal	24	22	20	18	22	20	18	16	-	-
Parronal - Hualañé	24	22	20	18	22	20	18	16	-	-

Fuente: Minuta DAOP N° 03/2024 del Coordinador.

La topología simplificada de transmisión del Sistema se representa en la siguiente Figura 1:

Figura 1. Topología simplificada de transmisión en el Sistema.



En el respectivo Sistema, los consumos se distribuyen en las subestaciones Villa Prat, Parronal, Hualañé, Licantén y Ranguilí, todas abastecidas radialmente desde la subestación (“S/E”) Los Maquis. En tanto, la generación de la zona consiste en la central Licantén (indisponible desde mediados de 2023 y sin fecha de retorno informada), así como también la generación local conectada en redes de distribución (centrales correspondientes a pequeños medios de generación distribuidos o “PMGD”), de acuerdo con lo indicado en la siguiente Tabla 2:

Tabla 2. Capacidad instalada de centrales PMGD conectadas a las redes de distribución de las SS/EE de la zona.

Subestación	PMGD	Capacidad (MW)	Fecha Entrada en Operación
S/E Central Licantén	PFV El Cuervo	3,00	26/10/2023
S/E Hualañé	PFV La Foresta	2,74	05/08/2021
S/E Parronal	PFV La Huerta	2,97	17/06/2024
	PFV Peralillo	2,96	12/06/2018
S/E Ranguilí	PFV La Frontera	4,80	22/12/2017
	PFV Ranguil	2,92	19/07/2019
S/E Villa Prat	PFV Villa Prat	2,96	22/08/2018
	PFV Villa Solar	2,74	26/01/2021

Fuente: Minuta DAOP N° 03/2024 del Coordinador.

En relación a lo anterior, es importante relevar que dicha oferta PMGD corresponde en su totalidad a centrales de tecnología fotovoltaica, por lo cual, la problemática se presenta cuando dicho aporte es reducido (horas no-solares), no pudiendo cumplir con el abastecimiento de la demanda del Sistema, como se explica posteriormente.

Por su parte, en lo referente a la demanda, el Coordinador ilustra la situación del Sistema tomando una semana representativa del mes de noviembre de 2024, donde se visualiza una demanda máxima en el paño B4 de la subestación Los Maquis correspondiente a 20 MVA (19 MW, 5 MVar), registrada en horario nocturno, y donde también se aprecia que los excedentes de generación local fotovoltaica generan la inversión del flujo de la línea por unos 9 MW en el horario diurno.

b) Antecedentes operacionales que sustentan la problemática

En su análisis, el Coordinador indica que la demanda máxima del Sistema, medida en el paño B4 de la subestación Los Maquis, aumenta a valores cercanos a la capacidad de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé en los periodos estivales. Para ello, ejemplifica la situación con el registro de fallas ocurridas a fines de enero de 2024. Al respecto, en los Estudios para análisis de falla, EAF 036/2024 y EAF 038/2024, se reflejan niveles de carga interrumpida en el Sistema que se ubican entre los 20,6 y los 26,7 MW.

Adicionalmente, el Coordinador presenta los registros de las reducciones de consumo en el Sistema en el periodo estival de 2024, debido al control de transferencia medido en el referido paño B4 de la subestación Los Maquis, los que se presentan en la Tabla 3, destacando el evento de fecha 7 de febrero de 2024, con 1.677 clientes afectados.

Tabla 3: Racionamiento de consumos conectados a las SS/E Licantén y Hualañé en periodo estival 2024, por control de transferencia en la línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé.

Subestación	Paño	Reducción (MW)	N° Clientes	Fecha	Horarios
S/E Licantén	C4	3,5	1.677	07/02/2024	19:45 - 23:49
S/E Hualañé	C2	0,5	708	12/02/2024	20:38 - 22:21

Fuente: Minuta DAOP N° 03/2024 del Coordinador.

En la referida minuta, el Coordinador señala que tanto CGE Transmisión como CGE Distribución tomaron medidas operacionales en el Sistema, con el objetivo de gestionar los riesgos en la seguridad del abastecimiento de los consumos. Dichas medidas realizadas fueron:

- i. Traspaso de carga en media tensión a alimentadores ubicados en subestaciones no alimentadas desde la línea radial 1x66 kV Los Maquis – Hualañé (en particular desde S/E Ranguilí a S/E Marchigüe y desde S/E Villa Prat a S/E Molina), con el objetivo de controlar la demanda del Sistema.
- ii. Disposición de un grupo generador diésel de 1,5 MW de capacidad, que operó entre las 18 y las 23 hrs, entre el 01 y el 24 de febrero de 2024.

- iii. Conexión de bancos de condensadores en redes de media tensión (por aproximadamente 5 MVar), con el objetivo de reducir el consumo de energía reactiva.
- iv. Reducción de tensión en las barras de media tensión de la subestación Parronal.
- v. Racionamiento de consumos de acuerdo con lo indicado en la tabla 3 precedente.

Sobre la base de su análisis, el Coordinador indica que, dado que: (i) no se visualizan nuevos proyectos en la zona abastecida desde S/E Los Maquis para la temporada estival del año 2025; (ii) la central Licantén permanecerá indisponible en la temporada; y, (iii) se visualiza un probable aumento vegetativo y estacional de los consumos de las subestaciones Villa Prat, Parronal, Hualañé, Licantén y Ranguilí, es posible que la restricción de capacidad de la línea 1x66 kV Los Maquis – Hualañé se active nuevamente, lo que podría decantar en un racionamiento parcial y temporal de consumos.

c) Estimación de déficit de suministro en el Sistema para el verano 2025

El análisis de la situación observada durante el mes de febrero de 2024 para el Sistema permite proyectar el déficit de suministro en el periodo estival del año 2025 para el horario comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas. En efecto, en aquellos horarios donde la capacidad térmica de la línea 1x66 kV Los Maquis – Villa Prat se viese superada, se debiesen ejecutar medidas operacionales y disponer de generación local que permita mitigar los riesgos de racionamiento del Sistema.

Del referido análisis, el Coordinador estima, a partir de las diferencias entre la curva de transferencia por la línea y la capacidad térmica del conductor, un déficit de energía aproximado de 9 MWh/día durante el periodo analizado, el cual debiese ser gestionado mediante reducciones del consumo.

Finalmente, el Coordinador concluye que, de contar con el grupo generador diésel (1,5 MW) utilizado durante el periodo estival 2025 en el Sistema, el valor del racionamiento podría alcanzar los 4,5 MWh/día.

2.3 Oficio del titular de la central Licantén

Las empresas Celulosa Arauco y Constitución S.A., junto con Arauco Bioenergía SpA, en adelante “Arauco”, remitieron a la Comisión con fecha 27 de noviembre de 2024, la carta GAB-072/2024 informando el retiro, desconexión, y cese de operaciones de la central Licantén, y solicitando la eximición del plazo de 24 meses a que hace referencia el artículo 72°-18 de la Ley General de Servicios Eléctricos, para efectuar el referido retiro y desconexión de la referida central a partir del 01 de enero de 2025.

En la referida carta, indican que el retiro, desconexión y cese de operaciones de la central Licantén obedece a la suspensión indefinida de la fabricación de celulosa en la Planta Licancel. En ese sentido, releva Arauco la naturaleza integrada de las operaciones de la planta de celulosa con el proceso de generación de energía eléctrica.

Sobre el particular, Arauco señala que el desborde del río Mataquito afectó gravemente la infraestructura de la Planta Licancel y su entorno, provocando la detención completa de la producción de vapor e inhabilitando el funcionamiento de la unidad cogeneradora de la central. Lo anterior, sumado a otros factores como los incendios forestales y a la disminución de la disponibilidad de madera, han llevado a que Arauco determine el cese definitivo de la operación de la planta de celulosa Licancel, y, en consecuencia, de la central Licantén.

A mayor abundamiento, Arauco indica que la central se encuentra en estado de Desconexión Forzada desde mediados de 2023, no generando energía eléctrica ni aportando excedentes al Sistema. Asimismo, indica que el retiro y desconexión solo afectarán a instalaciones de generación, no alterando la topología de transmisión de la S/E central Licantén como punto de conexión, a efectos de poder realizar retiros de energía para el funcionamiento de una planta o sistema de tratamiento de residuos industriales líquidos de Arauco, cuya operación debe mantenerse para el cumplimiento de la normativa ambiental y sanitaria.

2.4 Proyectos de generación y su conexión a la red.

En lo referido a la conexión de nuevos proyectos, para efectos de este informe es necesario destacar lo siguiente.

i. Acceso abierto.

De acuerdo a lo dispuesto en los artículos 79° y 80° de la LGSE, las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del Sistema de Transmisión que corresponda, de acuerdo con lo señalado en la Ley y en el correspondiente reglamento.

El acceso abierto comprende el derecho de cualquier interesado a conectarse y a transportar energía eléctrica, a través de cualquier instalación de los Sistemas de Transmisión que opere interconectada a un Sistema Eléctrico de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley, en el reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión y en la demás normativa aplicable.

Las empresas transmisoras deberán permitir la conexión a las instalaciones que forman parte de los Sistemas de Transmisión, para que los terceros solicitantes puedan acceder al servicio de transmisión.

De acuerdo con la normativa, el Coordinador deberá garantizar el acceso abierto a todos los Sistemas de Transmisión, en conformidad a lo establecido en la Ley, el mencionado reglamento y la demás normativa vigente. En particular, para dar cumplimiento a los fines señalados en el numeral 3 del inciso primero del artículo 72°-1 de la Ley, el Coordinador deberá autorizar la conexión a los Sistemas de Transmisión, verificando el cumplimiento de los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, e instruyendo las medidas

necesarias para asegurarla dentro de los plazos definidos en la respectiva autorización, de acuerdo a lo señalado en el artículo 72°-5 de la Ley y en el mencionado reglamento.

Las conexiones a los Sistemas de Transmisión que se realicen por aplicación de la Ley y del reglamento mencionado anteriormente, deberán cumplir con las exigencias establecidas en la normativa técnica vigente o con los estándares de diseño entregados por el propietario en el caso de las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados, además de contar con la respectiva autorización del Coordinador.

En la cuarta sección de este informe se realizan recomendaciones al Coordinador respecto del proceso de conexión de nuevos proyectos de generación, las que constituyen reglas excepcionales a las normas antes descritas.

ii. Declaración en construcción y conexión de nuevos proyectos

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-17 de la Ley, toda nueva instalación de generación y transmisión que se interconecte al Sistema Eléctrico deberá previamente haber sido declarada en construcción por la Comisión. Para estos efectos, los propietarios u operadores de las instalaciones señaladas deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva.

La Comisión, en conformidad a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley, recibirá las solicitudes de los propietarios u operadores de las nuevas instalaciones de generación y transmisión que deseen conectarse al Sistema Eléctrico, y otorgará el permiso correspondiente a aquellas instalaciones que cuenten con, a lo menos, los permisos sectoriales, órdenes de compra, cronograma de obras y demás requisitos establecidos en el reglamento, que permitan acreditar fehacientemente la construcción de dichas instalaciones.

Todo desarrollo de proyectos de generación debe cumplir con tres etapas para su interconexión al sistema:

- a) Solicitar la aprobación de conexión asociada al acceso abierto al sistema por parte del Coordinador, tratada en la sección i) precedente.
- b) Solicitar la declaración en construcción ante la Comisión Nacional de Energía.
- c) Llevar a cabo el proceso de conexión frente al Coordinador.

En esta última etapa, cuya normativa aplicable se encuentra contenida en el Anexo Técnico Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al Sistema Interconectado de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, se definen los alcances, objetivos y obligaciones del Coordinador, de las empresas solicitantes y empresas involucradas en el desarrollo y ejecución de una instalación que se interconecta al sistema. El proceso de conexión finaliza una vez que el Coordinador declara el fin del período de Puesta en Servicio y Entrada en Operación de aquellas instalaciones para las cuales se solicita su conexión, de acuerdo a lo establecido en dicha normativa.

En particular, el procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio de los pequeños medios de generación distribuidos, en adelante "PMGD", se encuentra regulado

en el Título II, del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, entre otras materias que dicho título contempla, en adelante “Reglamento de MGPE” o “DS 88/2019”.

En efecto, el Título II, “De los pequeños medios de generación distribuidos, de su procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio, de los costos adicionales asociados y de sus exigencias de operación y coordinación”, establece las principales etapas e hitos que un proyecto PMGD debe cumplir para efectuar su interconexión, puesta en servicio y posterior entrada en operación.

En la cuarta sección de este informe se hacen algunas recomendaciones en relación a los procesos de declaración en construcción y conexión de nuevos proyectos en el Sistema, las que constituyen reglas excepcionales al proceso antes descrito.

2.5 Sistema de Transmisión.

En lo que respecta a las exigencias de calidad y seguridad de servicio del sistema de transmisión, se deberán tener presente todas las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio vigente, sobre la cual, sobre la base del análisis indicado en la sección 3, se harán recomendaciones que se describen en la sección 4 de este informe.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, dada la especial relevancia que adquiere el sistema de transmisión y su capacidad de transporte en condiciones de déficit de generación descritas en la sección 2 del presente informe, resulta pertinente analizar la posible adopción de medidas transitorias que apunten a aliviar las restricciones operacionales del respectivo Sistema.

3. ANÁLISIS

3.1 En relación con la oferta de generación disponible en el Sistema

En relación con la oferta de generación, a partir del análisis presentado por el Coordinador en su minuta DAOP N° 03/2024, se observa que el Sistema podría no contar con suficiente generación interna para suministrar la totalidad de la demanda en el periodo estival del año 2025.

Como medida para abastecer la demanda interna en el periodo estival de 2024, CGE Distribución llevó a cabo la instalación de equipos de generación diésel de 1,5 MW de capacidad instalada, los que operaron entre el 1 y el 24 de febrero en el rango horario de 18:00 a 23:00 horas.

Los análisis presentados por el Coordinador en la referida minuta concluyen que, de contar con el grupo generador diésel (1,5 MW), ya utilizado durante el periodo estival 2024 en el Sistema, el valor del racionamiento podría alcanzar los 4,5 MWh/día para el periodo estival 2025.

3.2 En relación con la demanda de energía del Sistema

En relación con eventuales disminuciones de consumo asociadas a reducciones de voltaje, es del caso señalar que, en general, corresponden a una medida de mitigación del déficit proyectado. Dichas medidas se podrán implementar por la empresa distribuidora del Sistema, en tanto esta actúa como agregadora de demanda de los clientes finales, modificando parámetros operacionales, particularmente el nivel de tensión nominal de suministro. A partir del análisis de los efectos de esta medida durante la vigencia de decretos anteriores, se observa que es posible disminuir hasta un 3,3% de los niveles de carga. En efecto, una de las fuentes de tales análisis señala que, sobre la base de los antecedentes de Enel Distribución, “bajo la condición de operación que motiva el estudio y en distintos horarios (niveles de carga), concluyendo que la medida de baja de voltaje en sistemas de distribución es eficaz y puede significar una disminución en torno a los 60 MW bajo la condición de verano con hidrología seca, lo que equivale a un 3.3% de una demanda en Chilectra de 1815 MW”⁵.

Por otra parte, considerando que los consumos asociados a los artefactos de uso común de un cliente residencial -incluidos los dispositivos de iluminación- suelen incorporar en su mayoría elementos de control de potencia, una disminución de tensión podría implicar un aumento de la corriente, manteniendo el mismo nivel de consumo inicial. También se debe tener presente que, con motivo de la importante penetración de inyecciones en la red de distribución, ya sea vía PMGD o Net Billing, disminuciones de niveles de tensión podrían

⁵ Luis Gutiérrez, Memoria de titulación “Efectividad de baja de tensión en distribución como medida de disminución de demanda de la energía eléctrica”, junio de 2009.

provocar, eventualmente, que los sistemas de protecciones de estas inyecciones operen desconectando dichos medios de generación.

Debido a lo anterior, y a que cada zona cuenta con distintos tipos de consumos y penetración PMGD, es necesario que la empresa distribuidora estudie los niveles de reducción más acordes con las áreas que sirven.

En relación con las eventuales reducciones de consumo del Sistema, asociadas a las transferencias de consumos por redes de media tensión (MT), es del caso señalar que corresponde a una medida para mitigar el déficit proyectado. Esta medida puede ser implementada por la empresa distribuidora del Sistema, a través de las transferencias de carga desde S/E Ranguilí hacia S/E Marchigüe, S/E Villa Prat hacia S/E Molina, para el control de la demanda del Sistema, entre otras acciones que identifique la empresa distribuidora.

Resulta necesario que las empresas generadoras y la empresa distribuidora del Sistema puedan implementar medidas tendientes a: (i) promover disminuciones del consumo de electricidad; (ii) pactar con sus clientes reducciones de consumo; y (iii) suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.

3.3 En relación a los proyectos de generación.

Con relación a los proyectos de generación que se ubican actualmente en la zona aguas abajo de la subestación Los Maquis (es decir, todas aquellas subestaciones abastecidas radialmente a partir de la línea 1x66 kV Los Maquis - Hualañé), esta Comisión ha logrado identificar tres proyectos que se encuentran en la nómina de proyectos de generación declarados en construcción, de conformidad con la Resolución Exenta N° 700, de 31 de diciembre de 2024, que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción. A continuación, en la Tabla 4, se presentan los proyectos identificados.

Tabla 4: *Proyectos de generación declarados en construcción*

Proyecto	Propietario	Fecha Estimada de Interconexión	Tecnología	Potencia Neta [MW]	Punto de conexión
PMGD Codorniz	Codorniz SpA	agosto 2023 (octubre 2025)	PMGD Fotovoltaico	3	Alimentador Curepto 13,2 kV, S/E Licantén
Vichuquén Santa Elena	Lobo Solar SpA	marzo 2024 (noviembre 2025)	PMGD Fotovoltaico	9	Alimentador Vichuquén 23 kV, S/E Licantén
Ranguil Solar Norte - RSN	Ranguil SpA	marzo 2025	PMGD Fotovoltaico	2,9	Alimentador Patacón 13,2 kV, S/E Ranguilí

Cabe precisar que, en el campo correspondiente a la fecha estimada de interconexión, se indica la fecha actualmente aprobada por esta Comisión para la interconexión de los referidos proyectos. Sin perjuicio de lo anterior, entre paréntesis se indican fechas informadas por los desarrolladores de los proyectos en el contexto del seguimiento de dichos proyectos y que han sido solicitadas como prórroga para el hito de Puesta en Servicio, las cuales aún se encuentran en análisis por parte de esta Comisión.

A partir de lo observado, cabe destacar que todos los proyectos en construcción en la zona corresponden a pequeños medios de generación distribuida de la tecnología fotovoltaica, en instancias que la problemática de la zona se observa en horarios con reducido aporte solar (horario nocturno). A mayor abundamiento, es preciso recalcar que todos los proyectos poseen fecha de interconexión estimada posterior al periodo estival de 2025, lo que reafirma la ausencia de soluciones en generación para la zona en el muy corto plazo.

Finalmente, cabe mencionar que, del análisis de antecedentes que posee esta Comisión, no se detectaron proyectos que se encuentren en período de Puesta en Servicio.

3.4 En relación a las restricciones del Sistema de Transmisión.

En consideración a los antecedentes presentados en la sección 2 del presente informe, cualquier medida que permita incrementar de manera transitoria o permanente los niveles de transmisión por el tramo que experimenta congestiones del Sistema, permitirá un aumento en el nivel de seguridad de abastecimiento futuro.

Por lo tanto, en la sección 4 del presente informe se sugiere la implementación de medidas tendientes a otorgar un tratamiento especial en la operación de ciertos tramos del sistema de transmisión, con el objetivo de contribuir a mejorar las condiciones de seguridad de abastecimiento.

4. RECOMENDACIONES CON LA FINALIDAD DE PREVENIR SITUACIONES DE DÉFICIT FUTUROS

4.1 Facilitar adquisición de energía eléctrica a terceros.

El Reglamento, en su artículo 291-4, establece que *“durante la vigencia del decreto, la Dirección de Operación del CDEC respectivo⁶ deberá incentivar, coordinar, permitir y facilitar la adquisición de energía eléctrica a terceros, así como la interconexión de los equipos respectivos al sistema. Esta energía será valorada al costo marginal real, que resulte de considerar el despacho económico de todas las unidades del sistema, incluidos los equipos de los terceros señalados, y será remunerada por todos aquellos que efectúen retiros conforme los balances de inyecciones y retiros que se efectúen en el período señalado”* (énfasis agregado).

En línea con lo anterior, es importante señalar que la adquisición de energía eléctrica a terceros tiene por objeto disminuir o superar el déficit de generación local en el Sistema en cuestión, toda vez que, a la fecha, no existen proyectos de generación que tengan fecha de puesta en servicio en el corto plazo. La adquisición de energía a terceros resulta una medida de rápida implementación, pues los equipos que inyecten al sistema podrían tener características modulares y su interconexión localizada en el Sistema.

Asimismo, debido a las características técnicas y a la cantidad de equipos de terceros que podrían prestar el servicio, su incorporación en la Programación de la Operación que realiza el Coordinador no resulta fácilmente implementable dentro de los plazos requeridos, por lo que no serán considerados en dicho proceso. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador deberá utilizar estos recursos disponibles en la operación en tiempo real, con el objetivo de mitigar o superar el déficit de abastecimiento de energía en el Sistema.

A efectos de lo anterior, se recomienda establecer las siguientes disposiciones específicas para la adecuada y oportuna implementación de la medida relacionada con la adquisición de energía de terceros:

- i) El costo marginal real será fijado en los términos señalados en el Título IV, del Capítulo IV del DS N° 125;
- ii) En aquellos casos en que la generación de las unidades interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional definidas en el listado de prioridad de colocación, obtenido a partir de la Programación de la Operación, no fuese suficiente para abastecer la demanda del Sistema, el Coordinador, en el despacho económico, podrá instruir la operación de los equipos de generación de terceros a los que

⁶ La literalidad del artículo hace mención de “la Dirección de Operación del CDEC respectivo”, sin embargo, dada la temporalidad en que fue establecida, actualmente se refiere al Coordinador Eléctrico Nacional.



hace referencia el artículo 291-4 del Reglamento, en adelante, los “Equipos de Generación”;

- iii) La energía inyectada por los Equipos de Generación, que fueron instruidos por el Coordinador fuera de orden económico, será valorizada al costo marginal real. En caso de que estas operen con un costo variable superior al costo marginal real, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos por las empresas generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales del Sistema, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía en la barra respectiva;
- iv) Los terceros que provean la energía a través de Equipos de Generación deberán enviar al Coordinador toda la información relativa a los costos variables de los Equipos de Generación, cumpliendo con los formatos y plazos establecidos por éste;
- v) Las empresas propietarias de las instalaciones de distribución deberán facilitar la interconexión al Sistema de los Equipos de Generación, resguardando los estándares de seguridad y calidad de servicio de los clientes;
- vi) A efectos de la operación en tiempo real, la empresa distribuidora deberá coordinar con el o los terceros que provean energía a través de Equipos de Generación, el equipamiento mínimo necesario para su adecuada operación. Por su parte, el Coordinador deberá impartir las instrucciones que fueren necesarias para la adecuada operación de los Equipos de Generación a través de la empresa distribuidora, la que deberá implementar aquellas medidas y todas las que sean necesarias para su adecuada operación; y,
- vii) Para la determinación de las transferencias económicas asociadas a la operación de los Equipos de Generación, el Coordinador en conjunto con la empresa distribuidora, deberá establecer el equipamiento mínimo de medición que permita registrar adecuadamente las inyecciones realizadas por dichos equipos. La energía proveniente de los Equipos de Generación será valorizada en la subestación primaria de distribución más cercana a su punto de conexión, considerando las pérdidas medias desde el punto de conexión.
- viii) Las exigencias establecidas en la normativa sectorial vigente, asociadas a medios de generación, no le serán aplicables a los Equipos de Generación, sin perjuicio de la obligación de estos de cumplir con aquellas disposiciones destinadas a resguardar la seguridad de las personas, animales y cosas. Con todo, en aquellos casos que por razones de seguridad se requiriera cumplir medidas adicionales, estas podrán ser exigidas por la Superintendencia.

4.2 Aceleración de conexión de proyectos de generación en etapa de desarrollo avanzada.

En consideración de los antecedentes previamente expuestos, y de acuerdo con las distintas etapas que se deben llevar a cabo para la interconexión de una nueva instalación al Sistema, esta Comisión recomienda para el proceso de conexión de proyectos que se encuentren en una etapa de desarrollo avanzada, llevado a cabo por el Coordinador, lo siguiente:

- a) El Coordinador deberá agilizar los tiempos de revisión de los antecedentes remitidos por los promotores de los proyectos de generación, de manera tal que disminuyan los tiempos y número de iteraciones asociadas a las observaciones que pueda tener el Coordinador o las empresas involucradas.
- b) Respecto de las observaciones, que emita o pueda emitir durante el proceso de conexión de proyectos de generación, el Coordinador deberá distinguir entre aquellas observaciones que no guarden relación con las exigencias de seguridad del sistema y postergar estas últimas para una etapa posterior a la energización del proyecto, de manera de acelerar la interconexión y puesta en servicio de este.
- c) En consideración al literal anterior, el Coordinador deberá disponer para el despacho y operación diaria de manera temprana los proyectos de generación que no tengan observaciones por subsanar relacionadas a las exigencias de seguridad del sistema. Se entenderá que estos proyectos aún no se encuentran con su entrada en operación autorizada por el Coordinador, dado que poseen hitos pendientes frente a dicho organismo. Una vez que se acredite el cumplimiento de los hitos pendientes ante el Coordinador, este podrá autorizar la entrada en operación del proyecto y así dar conformidad a los requerimientos establecidos en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- d) Todo propietario u operador de unidades de generación que desee conectar dichas unidades al Sistema quedará automáticamente eximido de cumplir con el plazo de aviso de interconexión a que se refiere el artículo 25 del DS N° 125. Sin perjuicio de lo anterior, deberán cumplir con las etapas y procedimientos contemplados en el artículo 72°-17 de la Ley.
- e) El Coordinador podrá habilitar entradas en operación parciales de un proyecto de generación, sin perjuicio de que este no haya sido presentado de esa manera en las etapas anteriores al proceso de conexión.

4.3 Atenuación de las normas de calidad de servicio (tensión).

Referente a lo indicado previamente en la sección 3, se recomienda lo siguiente:

Las empresas distribuidoras deberán operar en los niveles más bajos posibles de voltaje dentro de los estándares de calidad de producto para los sistemas de distribución⁷, de acuerdo con la normativa vigente, siempre y cuando esta acción no ponga en riesgo la continuidad de suministro y no se afecte la seguridad de las instalaciones, las personas y las cosas. Asimismo, en los casos que corresponda, deberán coordinarse con las empresas de transmisión y el Coordinador.

De manera previa a la ejecución de esta medida, las empresas distribuidoras deberán presentar ante la Superintendencia, en la forma, plazo y medios que ésta determine, un análisis para determinar el porcentaje máximo de reducción de tensión nominal de sus redes de distribución que no afecte la calidad de servicio de sus clientes ni la operación de los medios de generación a que hace referencia el artículo 149° bis de la Ley que se encuentren conectados a sus redes.

A efectos de lo anterior, las empresas distribuidoras deberán presentar ante la Superintendencia, una estimación de ahorros de consumos y un plan de implementación de la medida que se establece en el presente artículo, en el plazo, formato, medio y otras consideraciones que determine la Superintendencia.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, la Superintendencia podrá establecer exigencias inferiores a las indicadas en los estándares de calidad, en casos fundados.

4.4 Tratamiento especial de instalaciones de transmisión.

El Coordinador, en conformidad a lo establecido en el artículo 291-7 del Reglamento, deberá enviar a la Comisión y a la Superintendencia, dentro un plazo de 24 horas siguientes a la publicación del decreto de racionamiento en el Diario Oficial, un informe fundado en el que identifique las instalaciones de transmisión que ameriten un tratamiento especial en razón a la situación de estrechez que motiva la emisión del presente informe.

Por su parte, el informe señalado deberá contener, al menos, lo siguiente:

- i. Identificación de las instalaciones de transmisión del Sistema respecto de las cuales sea de interés proponer un tratamiento especial para su operación, en base a la identificación de congestiones en la operación real a la fecha o a proyecciones de que disponga el Coordinador respecto de posibles congestiones futuras.
- ii. Mención de aquellas instalaciones de transmisión del Sistema, en donde sea técnicamente factible generar aumentos de los niveles de transferencias máximas admisibles. Con posterioridad, la Comisión indicará al Coordinador y a la

⁷ Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución vigente.

Superintendencia aquellas instalaciones en que este podrá aplicar un tratamiento especial para la operación, estableciendo las condiciones para utilizar esta aplicación.

4.5 Promover disminuciones del consumo de electricidad, mediante acuerdo entre empresas y clientes.

Durante la vigencia del decreto, las empresas generadoras y la distribuidora del Sistema quedan autorizadas para adoptar las siguientes medidas:

- a) Promover disminuciones del consumo de electricidad;
- b) Pactar con sus clientes reducciones de consumo; y
- c) Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, de acuerdo a lo que establezca en el decreto de racionamiento.

4.6 Registro de capacidad de generación adicional

Las empresas generadoras y distribuidoras del Sistema deberán mantener, permanentemente, un registro actualizado de la capacidad de generación adicional que sus respectivos clientes estén en condiciones de aportar al referido Sistema. Dicho registro deberá ser actualizado antes del tercer día hábil de cada mes por el Coordinador, el que, antes del quinto día hábil del mismo mes, deberá remitir esta información a la Comisión y a la Superintendencia.

El registro señalado deberá ser informado mensualmente por las empresas distribuidoras y generadoras conforme al formato que el Coordinador determine, el que deberá contener, a lo menos, antecedentes respecto a la identificación del cliente, capacidad de generación disponible, costos de operación, tipo de combustible y punto de conexión al Sistema.

4.7 Regularización para la correcta conexión de los proyectos

Una vez terminada la vigencia del decreto, los proyectos de generación que se hubieren conectado de acuerdo a las reglas especiales, deberán regularizar cualquier medida excepcional dispuestas en dicho decreto en relación a la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las instalaciones eléctricas, teniendo en consideración lo señalado en la sección 4.2 del presente informe. Asimismo, deberán regularizar el cumplimiento asociado a las exigencias relacionadas con la seguridad y calidad de servicio que establece la normativa vigente.

5. CÁLCULO DEL MONTO DEL PAGO POR KILOWATT-HORA DE DÉFICIT

De acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 163° de la Ley, las empresas generadoras deberán pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt-hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía correspondiente, considerando los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo para el sistema eléctrico.

Por su parte, el penúltimo inciso del citado artículo dispone que el decreto respectivo explicitará, basándose en el informe previo de la Comisión, el monto del pago por cada kilowatt-hora de déficit, agregando que todos los cálculos deberán fundarse en los valores utilizados en la última fijación de precios de nudo. Sin perjuicio de lo anterior, la misma disposición señala que, el valor a utilizar para el costo de racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los costos de racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo.

Atendido lo anterior, en el siguiente cuadro se exponen, para las últimas seis fijaciones de precios de nudo, esto es, desde el segundo semestre de 2021 al primer semestre de 2024, los valores utilizados para el cálculo del precio del kilowatt-hora de racionamiento, el que queda determinado, en este caso, por la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía para el nudo Polpaico 220 kV, ambos establecidos en el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, de enero de 2024, aprobado mediante Resolución Exenta N°73, de fecha 29 de febrero de 2024. Se utiliza el costo de racionamiento de la fijación del primer semestre de 2024 por ser este de menor valor que el promedio del costo de racionamiento de las últimas seis fijaciones de precios de nudo, según se detalla en la tabla 5 a continuación.

Tabla 5: *Últimas seis fijaciones de precios de nudo.*

Informe Técnico Definitivo	Costo de racionamiento US\$/MWh	Costo de racionamiento \$/kWh	Dólar \$	UF promedio \$	Costo de racionamiento UF/kWh	P. Básico de Energía US\$/MWh	P. Básico de Energía \$/kWh
ene-24	405,98	359,95	886,61	36.489,40	0,00986	31,076	27,552
jul-23	461,94	368,92	798,64	35.969,53	0,01026	48,459	38,701
ene-23	435,06	398,97	917,05	34.722,91	0,01149	65,511	60,077
jul-22	429,07	364,45	849,39	32.453,99	0,01123	49,089	41,696
ene-22	399,50	324,64	812,62	30.573,24	0,01062	46,659	37,916
jul-21	391,68	278,98	712,26	29.555,98	0,00944	34,222	24,375

Conforme a la información presentada en el cuadro anterior, el promedio del costo de racionamiento de las últimas 6 fijaciones es de 0,01048 [UF/kWh], y el costo de racionamiento contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de enero de 2024 corresponde a 0,00986 [UF/kWh], por lo que se utilizará el este último para el cálculo del monto de pago por kW-hora de déficit.

El valor del tipo de cambio y Unidad de Fomento (UF) utilizado en las conversiones expuestas en la tabla precedente corresponden al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América y el promedio mensual de la UF del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del Informe Técnico Definitivo correspondiente, respectivamente.

El precio básico de energía utilizado para el cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit es el Precio Básico Energía Polpaico 220 kV contenido en el Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de enero 2024, correspondiente a: Precio Básico Energía Polpaico 220 kV = 31,076 [US\$/MWh] x 886,61 [\$/US\$] = 27,552 [\$/kWh].

Conforme a lo ya expuesto, el valor del costo de racionamiento a utilizar corresponde a 359,95 [\$/kWh]. Así, el cálculo del monto del pago por kilowatt-hora de déficit es el que se expresa a continuación:

$$\text{Pago por kW-hora de déficit: } 359,950 \text{ [$/kWh]} - 27,552 \text{ [$/kWh]} = 332,398 \text{ [$/kWh]}$$

Así, el valor para cada kilowatt-hora de déficit a ser compensado, o precio del kilowatt-hora de déficit, resulta igual a 332,398 [\$/kWh], considerando el costo de racionamiento y el correspondiente precio básico de la energía contenidos en el Informe Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Sistema Eléctrico Nacional de enero de 2024.

En cuanto a la determinación del consumo normal en horas de corte de una distribuidora, éste se determinará como el consumo base total en horas de corte de sus clientes sometidos a regulación de precios, incrementado en una tasa anual de crecimiento del consumo del Sistema correspondiente a 4,1%, conforme a los antecedentes contenidos la fijación de precios de nudo de enero de 2024.

6. PROGRAMAS DE CORTE DE SUMINISTRO

Durante la vigencia de un decreto de racionamiento, la aplicación de programas de corte de suministro a los que se refiere el artículo 291-20 del Reglamento puede ser una medida necesaria para que las empresas generadoras y la distribuidora cumplan con la asignación de energía diaria disponible, así como con las cuotas diarias de racionamiento que les sean impuestas en virtud de los programas diarios de racionamiento determinados según el artículo 291-18 del Reglamento.

Los programas diarios de racionamiento señalados serán elaborados por el Coordinador, en el evento en que éste proyecte que el Sistema se encontrará en situación de déficit, es decir, que la energía efectivamente disponible resultará insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda de energía del Sistema, según la proyección de oferta y demanda estimada para los próximos tres días, de acuerdo a lo establecido en el artículo 291-16 del Reglamento.

Se debe considerar que estos programas diarios de racionamiento podrían activarse solo en situaciones calificadas por el Coordinador, y que apuntarían a minimizar el impacto que podría tener para el Sistema la situación de déficit señalada, entendiéndose que dicho sistema se encontraría en una condición de fragilidad extrema. En dicha situación, el déficit proyectado deberá distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos, de acuerdo a lo establecido en la Ley y el Reglamento.



7. PERÍODO DE VIGENCIA DEL DECRETO

El decreto debe estar vigente mientras las condiciones asociadas al déficit de suministro proyectado para el periodo estival en el Sistema. En todo caso, se propone que su vigencia se extienda, al menos, hasta el 31 de marzo de 2025.