

**SESIÓN 4ª, ORDINARIA, DE LA COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR ANTECEDENTES SOBRE DETERMINADOS ACTOS DEL GOBIERNO EN EL CUMPLIMIENTO DE SUS NORMATIVAS SECTORIALES, LA FISCALIZACIÓN, COORDINACIÓN, OPERATIVIDAD Y FUNCIONAMIENTO DE LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y AGUA POTABLE, ESPECIALMENTE DURANTE LOS EVENTOS CLIMÁTICOS QUE AFECTARON A LAS REGIONES METROPOLITANA DE SANTIAGO, DE VALPARAÍSO, DE O'HIGGINS, DEL MAULE, DEL BIOBÍO Y DE LA ARAUCANÍA, ENTRE LOS AÑOS 2023 Y 2024, CELEBRADA EL LUNES 9 DE DICIEMBRE DE 2024, DE 19:15 A 20:52 HORAS.**

**SUMARIO:**

La comisión, en cumplimiento de su mandato, recibió al presidente del Consejo del Coordinador Eléctrico Nacional.

## **I.- PRESIDENCIA**

Presidió el diputado señor **Jaime Mulet**, actuó como Abogado Secretario de la Comisión, el señor **Roberto Fuentes Innocenti**, como Abogado Ayudante, el señor **Mauricio Vicencio Bustamante**, y como secretaria ejecutiva, la señora **Mabel Mesías Chacano**.

## **II.- ASISTENCIA**

Asisten las diputadas señoras **Marta González** y **Marcela Riquelme**, y los diputados señores **Roberto Arroyo**, **Jorge Brito**, **Fernando Bórquez**, **Benjamín Moreno**, **Rubén Darío Oyarzo**, **Cristóbal Urruticoechea** y **Nelson Venegas**.

Concurren, en calidad de invitados, el presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional, señor **Juan Carlos Olmedo Hidalgo**, acompañado por la consejera del consejo directivo, señora **Bernardita Espinoza Valdivia**, el director ejecutivo, señor **Ernesto Huber Jara**, y el director de comunicaciones, señor **Andrés Pozo Barcelo**.

## **III.- ACTAS**

El acta de la sesión N° 2ª, ordinaria, se da por aprobada por no haber sido objeto de observaciones.

El acta de la sesión N° 3ª, ordinaria, queda a disposición de las señoras y señores diputados.

#### **IV.- CUENTA**

Se han recibido los siguientes documentos:

1.- Nota del Jefe de gabinete del señor Subsecretario de Energía, mediante la cual excusa la asistencia del señor Subsecretario. Sin embargo, comunica que a una próxima sesión concurrirá el señor Ministro de Energía. SE TOMÓ CONOCIMIENTO.

2.- Nota de la Biblioteca del Congreso Nacional por la cual informan que se encuentran elaborando el Informe solicitado. SE TOMÓ CONOCIMIENTO.

#### **V.- ORDEN DEL DÍA**

**La comisión, en cumplimiento de su mandato, recibió al presidente del Consejo del Coordinador Eléctrico Nacional.**

*\* Los integrantes de la Comisión e invitados, formularon diversas observaciones, comentarios y reflexiones, a lo que se puede acceder mediante el enlace, que se señala a continuación, así como a la presentación en power point expuesta<sup>1</sup>.*

*Se deja constancia que el debate íntegro de esta sesión, en que constan cada una de las intervenciones, se encuentra disponible en el siguiente enlace: <https://www.youtube.com/live/FZ9Es2pfsAI> el que forma parte integrante de esta acta, en conformidad al artículo 256 del reglamento de la Cámara de Diputadas y Diputados.*

#### **VI.- ACUERDOS**

No se adoptaron acuerdos durante la presente sesión.

\*\*\*\*\*

---

<sup>1</sup> [https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=335485&prmTipo=DOCUMENTO\\_COMISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=335485&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION)

El debate habido en esta sesión queda registrado en un archivo de [audio](#) digital, conforme a lo dispuesto en el artículo 256 del Reglamento de la Cámara de Diputados.

Las diversas intervenciones constan en el registro audiovisual de esta sesión, que contiene el debate en su integridad<sup>2</sup>, y en el acta taquigráfica elaborada por la Redacción de Sesiones de la Cámara de Diputadas y Diputados, la que se anexa a continuación.

Habiéndose cumplido el objeto de la presente sesión, se levantó a las 20:52 horas.

ROBERTO FUENTES INNOCENTI  
Abogado Secretario de la Comisión

---

<sup>2</sup> Disponible en: <https://www.youtube.com/live/FZ9Es2pfsAI>

**COMISIÓN ESPECIAL INVESTIGADORA ENCARGADA DE REUNIR  
ANTECEDENTES SOBRE LOS CORTES DE LUZ Y AGUA POTABLE DURANTE  
LOS EVENTOS CLIMÁTICOS DE LOS AÑOS 2023 Y 2024 EN LAS  
REGIONES QUE SE INDICAN (CEI 59)**

Sesión 4ª, celebrada en lunes 9 de diciembre de 2024,  
de 19:15 a 20:52 horas.

Preside el diputado señor Jaime Mulet.

Asisten las diputadas señoras Marta González y Marcela Riquelme, y los diputados señores Roberto Arroyo, Jorge Brito, Fernando Bórquez, Benjamín Moreno, Rubén Darío Oyarzo, Cristóbal Urruticoechea y Nelson Venegas.

Concurren, en calidad de invitados, el presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo, acompañado por la consejera del consejo directivo, señora Bernardita Espinoza Valdivia, el director ejecutivo, señor Ernesto Huber Jara, y el director de comunicaciones, señor Andrés Pozo Barcelo.

**TEXTO DEL DEBATE**

*-Los puntos suspensivos entre corchetes [...] corresponden a interrupciones en el audio.*

El señor **MULET** (Presidente).- En el nombre de Dios y de la Patria, se abre la sesión.

El acta de la sesión 2ª se declara aprobada.

El acta de la sesión 3ª queda a disposición de los señores diputados y de las señoras diputadas.

El señor Secretario dará lectura a la Cuenta.

*-El señor **VICENCIO** (abogado ayudante) da lectura a la Cuenta.*

El señor **MULET** (Presidente).- Muchas gracias.

Ofrezco la palabra sobre la Cuenta.

Ofrezco la palabra.

Ofrezco la palabra sobre temas varios.

Ofrezco la palabra.

En el Orden del Día, la presente sesión tiene por objeto recibir al señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo, presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional, quien expondrá al tenor del mandato de la comisión.

Lo acompañan la consejera del consejo directivo, señora Bernardita Espinoza Valdivia; el director ejecutivo señor Ernesto Huber Jara, y el director de comunicaciones, señor Andrés Pozo Barcelo.

Sean bienvenidos y muchas gracias por el aporte que puedan hacer en torno al objeto de investigación que tiene esta comisión especial investigadora.

Entrando en materia, tiene la palabra el señor Juan Carlos Olmedo.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, tenemos una presentación que vamos a dividir entre mi persona y el director ejecutivo. Vamos a abordar la operación del sistema eléctrico de los años 2023 y 2024, con un enfoque en las perturbaciones que ocurren y sus causas.

Hablaremos de los principios de la coordinación en el marco institucional que rigen al Coordinador Eléctrico Nacional, la transición energética y resiliencia ante el cambio climático, y la gestión de contingencias en el sistema eléctrico entre los años 2023 y 2024, en las áreas del ámbito de la responsabilidad del Coordinador Eléctrico Nacional.

Primero, quiero repasar el rol del Coordinador Eléctrico Nacional en el mercado eléctrico.

El Coordinador Eléctrico Nacional es una corporación de derecho público, autónoma e independiente, que no forma parte de la administración del Estado ni utiliza recursos del Estado.

Nuestro presupuesto se financia con un cargo tarifario que pagan los usuarios.

Nuestra labor es coordinar la operación del sistema eléctrico. Y ahí ponemos la torre de control de un aeropuerto, ya que nuestro rol es muy similar a la labor que hace la torre de control.

El coordinador eléctrico no tiene activos de generación transmisión. Por lo tanto, tiene esa independencia que le permite coordinar la operación de las centrales generadoras y líneas de transmisión para abastecer la demanda.

Somos una corporación sin fines de lucro y contamos con más de 370 profesionales, mayoritariamente de carrera STEM y altamente especializados.

El coordinador eléctrico nacional trabaja en base a tres principios:

Uno, efectuar una operación segura y confiable, al menor costo posible, y además tiene la función de garantizar el libre acceso a las redes de transmisión.

Estamos inmersos en un marco institucional sólido, que le hemos llamado ecosistema institucional, en el cual está, en la capa superior, el Ministerio de Energía, que cuenta con dos entidades: la Comisión Nacional de Energía, que es un ente que da soporte en materias regulatorias y tarifarias, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que es el ente fiscalizador encargado de establecer algunos estándares técnicos para las instalaciones de electricidad y combustible.

Y, por otro lado, está el coordinador eléctrico nacional, que es el operador independiente del sistema eléctrico. Esta es una figura que existe en todos los países del mundo. Se encarga de coordinar la operación de las plantas generadoras, líneas de transmisión, grandes usuarios y empresas distribuidoras.

Además, está el panel de expertos, una suerte de tribunal, encargado de resolver las controversias que surjan entre los agentes coordinados y el Coordinador Eléctrico Nacional.

Existen otras entidades en este ecosistema como el Tribunal de la Libre Competencia, la Fiscalía Nacional Económica, los tribunales de justicia, la Comisión para el Mercado Financiero y otras entidades que se encargan de enfocarse en sus aspectos sectoriales.

¿Cuáles son nuestras principales funciones?

En primer lugar, garantizar la operación más segura y económica, que son cosas concomitantes del sistema eléctrico nacional; administrar el mercado mayorista de energía, porque aquí se producen transacciones. Nosotros tenemos que valorizar las transacciones de energía, potencia y los llamados servicios complementarios, que son los que permiten asegurar la calidad y seguridad del servicio; recomendar expansión de obras de transmisión del sistema eléctrico nacional; licitar las obras de transmisión que decreta el Ministerio de Energía; hacer un seguimiento de la construcción y ejecución de esos proyectos, básicamente las obras nuevas; gestionar el proceso de conexión de proyectos, que es bastante demandante -el sistema está en un proceso de cambio y requiere la conexión tanto de nuevos consumos, nuevas fuentes de generación y líneas de transmisión-, y -una función nueva que ustedes aprobaron, en 2016- monitorear las condiciones de competencia en el mercado eléctrico y -reitero- solo monitorear.

Nuestra función es comunicar a la Fiscalía Nacional Económica y al Tribunal de la Libre Competencia cuando se detecten indicios -eso es lo que señala la ley- de situaciones que podrían ser constitutivas de infracción a la competencia.

Otra nueva función que se nos otorgó es promover la innovación, investigación y desarrollo en el sector eléctrico, en el ámbito de nuestras funciones, cual es la operación del sistema eléctrico. En eso hemos hecho bastante trabajo. Tenemos una serie de alianzas con universidades y entidades nacionales e internacionales para efectuar innovaciones en esta materia, con el objeto de acelerar el proceso de transición energética.

En la parte inferior de la presentación vemos una gráfica con una línea segmentada en color rojo, que muestra nuestro ámbito de acción y, además, ilustra todo el sistema eléctrico. Por un lado, y hacia la izquierda, tenemos la generación con distintas fuentes, tanto convencionales como renovables, que se conectan a través de subestaciones a la red eléctrica, que llega a las subestaciones que abastecen a las redes de distribución, las cuales llevan la energía hacia los consumidores finales. También existen los llamados PMGD (pequeños medios de generación distribuidos) que están inmersos en las redes de distribución.

Nuestro ámbito de acción llega hasta los límites de la red distribuidora o las subestaciones de más alta tensión que permiten abastecer a las áreas de distribución. No intervinimos en la red de distribución, solo hasta los límites para llevar el suministro eléctrico hasta los bordes y la distribuidora lo lleva hasta el usuario final.

En cuanto a la magnitud del mercado, hoy operan algo más de 800 agentes en el sistema eléctrico. En 2017 eran poco menos de 400. Es decir, en siete años se ha duplicado la cantidad de agentes que participan en el mercado, entendidos como generadores, transmisores y grandes usuarios.

Las transacciones en el mercado mayorista ascienden a 1.400 millones de dólares anuales; en cuanto a energía, 420 millones de dólares por potencia en términos anuales, con lo cual las transferencias de energía y potencia estarían casi en los 2.000 millones de dólares. Asimismo, el costo de operación del sistema fue de 2.000 millones de dólares en 2003.

El señor **MULET** (Presidente).- Muchas gracias.

Tiene la palabra el señor Ernesto Huber.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, vamos a continuar con la presentación, haciendo referencia a los desafíos de la transición energética, la resiliencia y el cambio

climático. Luego, vamos a hacer la conexión con los eventos meteorológicos que han provocado fallas en el sistema durante 2023 y 2024.

Hay una primera lámina para tener una presentación de lo que es el Sistema Eléctrico Nacional, un sistema eléctrico único en el mundo, muy longitudinal y radial, ya que recorre 3.100 kilómetros desde Arica hasta la isla de Chiloé. Son aproximadamente 37.000 o 38.000 kilómetros de líneas de transmisión sobre 12.000 voltios, que nos tocan coordinar y gestionar día a día.

Tenemos más de 800 empresas coordinadas y más de 1.000 unidades generadoras. La potencia máxima del sistema este año ha estado en torno a los 12.000 megawatts, y una capacidad instalada que, a la fecha, está en torno a los 36.000 megawatts de capacidad.

Cabe destacar que la generación hidráulica ha sido superior a la que teníamos el año anterior en igual fecha. Además, ha habido una disminución del aporte de generación termoeléctrica, lo cual también veremos más adelante, porque se ha manifestado en una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

En la siguiente lámina se describen las principales características del Sistema Eléctrico Nacional en 2023. Consta de una energía anual producida del orden de los 83.637 GWh. Como decía, la capacidad instalada a la fecha es de alrededor de 36.000 megawatts. En diciembre del año pasado teníamos 34.000 megawatts de capacidad instalada. El 40 por ciento de esa capacidad instalada está conformada por energía fotovoltaica y eólica, que corresponde a energía renovable no convencional (ERNCC).

Asimismo, en la presentación también se consignan la demanda máxima, que ya habíamos mencionado, y dos guarismos muy importantes: uno es la participación de energía fotovoltaica y eólica, que el año pasado alcanzó un 31,1 por ciento de participación anual en la matriz de producción de energía. En forma horaria, el valor de las energías fotovoltaica y eólica

alcanzó un 71,2 por ciento en marzo del año pasado, situación muy similar a la que se ha alcanzado en una hora en este año, considerando ambas fuentes de producción de energía.

Se indica la longitud del sistema de líneas de transmisión que nos toca coordinar. Algo muy importante es el almacenamiento, que hoy es del orden de 1.000 megawatts instalados y en pruebas en el sistema, con duraciones de cuatro a cinco horas. Son sistemas muy importantes para captar los excedentes de oferta que hay en horario diurno y trasladarlos al horario nocturno, para hacer más eficiente la operación del sistema.

Además, podemos señalar algunos objetivos de largo plazo que se encuentran establecidos en la ley marco de Cambio Climático, como la carbononeutralidad al 2050; el retiro de centrales térmicas a carbón, lo que, de alguna forma, está plasmado en un acuerdo público-privado establecido para 2040. En ese sentido, se están dando las condiciones para anticipar el retiro del carbón hacia 2030, pero eso dependerá de las condiciones habilitantes que se den en las centrales a carbón.

En la siguiente gráfica se observan los valores correspondientes al sábado 6 de enero de este año. A partir de las 15:00 horas aproximadamente de ese día, se alcanzó una participación de energía limpia en el abastecimiento total de los consumos de 95 por ciento. Eso considera las energías fotovoltaica y eólica, el aporte importante de las centrales hidráulicas y la biomasa. Solo había un 5 por ciento de generación a base de combustibles fósiles, fundamentalmente justificada por razones de seguridad en la zona del norte grande del sistema.

A propósito del tema de la transición energética, podemos ver un ranking de la Agencia Internacional de la Energía, publicado en septiembre de este año. En el eje horizontal se ven distintos países o sistemas eléctricos, donde el sistema eléctrico chileno juega un rol destacado, particularmente

por la participación tanto en energía en 2023, con valores sobre el 31 por ciento, y en forma horaria, con el 71 por ciento, considerando solo las fuentes fotovoltaicas y eólicas, también llamadas energías renovables variables o intermitentes.

Esperamos que el 2024 termine con una participación de energía del orden del 34 por ciento. En forma horaria, también estamos con valores similares al año pasado, es decir, con 70 por ciento de participación horaria de esas fuentes de energía.

Como indiqué, el mayor aporte de energía renovable variable, fotovoltaica y eólica, y también la hidráulica, que ha mejorado bastante desde mediados de 2023, como veremos en algunas láminas más adelante, también ha significado una reducción importante en las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente.

Con respecto al año pasado en igual fecha, se aprecia una reducción del 15 por ciento. Respecto de 2021, uno de los años que estaba dentro del período de la megasequía de 12 años que tuvimos en nuestro sistema, observamos una reducción del orden del 40 por ciento de las toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>, considerando enero-octubre, tanto en 2021 como en 2024. Insisto, en 2021, con la condición de sequía, se produjeron más de 30 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> al año; sin embargo, a octubre de este año, llevamos alrededor de 15 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Eso es lo que puedo indicar desde el punto de vista de la transición energética.

Ahora bien, desde el punto de vista de la gestión de la operación en tiempo real, en la presentación se observa una imagen de nuestra sala de control, ubicada en nuestro edificio corporativo. Contamos con un video wall que hace un monitoreo constante de la operación del sistema, con una superficie del orden de 100 metros cuadrados para monitorear la operación de nuestro sistema.

En esta sala de control se realiza la supervisión de la operación en tiempo real del sistema generación-transporte, lo cual es muy importante. Hago el link con lo indicado por el

señor Juan Carlos Olmedo en la presentación. Es decir, en los sistemas de distribución no están visibilizados, no están bajo el rol de supervisión que establece la normativa para el Coordinador Eléctrico Nacional, sino en el ámbito de la empresa distribuidora.

En relación con los tipos de riesgos y los fenómenos que observamos, nos toca gestionar en la operación en tiempo real. En esa lámina vemos algunos fenómenos de la naturaleza, como terremotos, tsunamis, erupciones volcánicas, incendios, inundaciones, sequías, tormentas severas, que nos ha tocado observar en el sistema, y algunos riesgos que tienen que ver con la infraestructura, eventos sistémicos, algunos de origen antrópico, como incendios, sabotajes, temas de ciberseguridad, errores humanos en la operación y en el mantenimiento de las centrales y, además, los temas de mercado en relación con la volatilidad y los precios de los combustibles que abastecen a las plantas termoeléctricas.

Al lado derecho de la lámina hay una serie de recortes de prensa que dicen relación particularmente con los incendios que tuvimos en la temporada 2016-2017, que fueron eventos muy significativos. La prensa de la época recogió la resiliencia que tuvo el sistema eléctrico para esas situaciones que tuvimos en nuestro sistema, más de 600.000 hectáreas dañadas por el fuego en ese momento. También recogió el efecto de aumento en el precio. Aquí el artículo de prensa se refería al costo marginal, producto de que había incendios bajo algunas líneas, y eso significaba tener que reducir las transferencias o, derechamente, en algunos casos, desconectar líneas y despachar generación más cara, y eso hacía que el costo marginal en ese momento subiera producto de estos fenómenos.

La siguiente lámina nos recuerda el terremoto del 27 de febrero de 2010, en el cual tuvimos un evento de magnitud 8,8 grados en la escala de Richter, muy destacado a nivel mundial, con un apagón total en el sistema. Ahí se ve, pasadas

las 03:34 horas de la madrugada, cómo la demanda se va a cero en el gráfico de la izquierda.

También cabe destacar el terremoto de Coquimbo de 2015, específicamente el 16 de septiembre a las 19:54 horas, un evento también de magnitud importante sobre 8 grados; estamos hablando de 8,4 grados en la escala de Richter; sin embargo, por la zona que afectó ese terremoto, que también fue con salida de mar en la bahía de Coquimbo, no hubo una mayor afectación en comparación con el evento que tuvimos en 2010.

En todo caso, hay que destacar que la escala de los terremotos es logarítmica; por lo tanto, este fue un evento de menor intensidad y en una zona del sistema donde no hubo mayor afectación a las instalaciones primarias.

También, durante esta megasequía, hubo inundaciones en el sistema, particularmente ahí hay unas imágenes de la zona de Atacama, me refiero a Diego de Almagro y Chañaral, donde hubo subestaciones que se vieron inundadas y bastante afectación en las redes de distribución.

Respecto del monitoreo y la gestión de las distintas emergencias, cabe destacar una plataforma que está instalada en nuestro centro de despacho y control para el monitoreo de los incendios. Al lado izquierdo, hay una imagen donde está el monitoreo de los incendios, situación que es muy útil, sobre todo en esta época del año, pues ya hay algunos incendios que han afectado líneas de transmisión, particularmente hoy día ha habido algunas contingencias, y hay algunas imágenes que muestran cuando un incendio está cerca de una infraestructura de transmisión; en ese momento, nuestro centro de despacho y control toma contacto con el propietario de las instalaciones de transmisión y se gestionan algunas medidas operacionales que pueden ser desconectar líneas o reducir transferencias.

Además de la gestión de esas emergencias, también ha sido muy importante la gestión de la operación del sistema durante esta sequía muy prolongada. Probablemente, algunos diputados recuerdan el decreto de racionamiento preventivo que se dictó

en 2021, producto de que, en 2022, año hidrológico, que fue el segundo año más seco de las estadísticas, significó la dictación de ese decreto y tomar algunas medidas operacionales para evitar desabastecimiento en el sistema.

Al lado derecho de esa lámina se puede ver el evento meteorológico de junio de 2023, que representó de alguna forma un cambio de régimen hidrológico de esta sequía consecutiva de doce años.

Luego, hay una imagen que recogió la prensa de la época, donde se ve el aumento significativo de la energía embalsada en el sistema. Ese evento meteorológico permitió recuperar los niveles de los embalses y hubo que gestionar algunos vertimientos, particularmente en la cuenca del Maule, siguiendo la ley N°20.304 sobre operación de embalses.

En la gestión de la operación en tiempo real, además de hacer la gestión de emergencias como las que veíamos relacionadas con incendios, también los eventos meteorológicos extremos, como los que aparecen en esa imagen, de alguna forma mandatan el seguimiento de las restricciones de seguridad que establece nuestra normativa, particularmente el criterio de seguridad N-1.

En esa imagen se aprecia una nevada que ocurrió en la zona de la cuesta La Dormida, cerca de Santiago. Esa es la línea de 500.000 voltios que va desde la subestación Nueva Pan de Azúcar hasta Polpaico, es una línea de 400 kilómetros aproximadamente, en 500.000 voltios. Esa es una zona de muy difícil acceso.

En la madrugada del jueves 14 de julio se produjo el corte de uno de los conductores, de uno de los circuitos de la línea, aproximadamente a las dos de la mañana. Dado que tenemos el mandato legal de operar el sistema de transmisión, los dos circuitos que se ven ahí, con criterio N-1, la pérdida de uno de los circuitos, por el corte que se aprecia en la imagen, no provocó pérdidas de consumo ni apagón en el sistema. Luego, nuestro centro de despacho y control tomó

medidas para reducir las transferencias que había en ese momento, y a las seis de la mañana se cortó el conductor del otro circuito. Dado que nuestro centro de despacho y control había tomado las medidas de seguridad reduciendo las líneas en los flujos que venían desde el norte y acomodando el despacho, no se produjo un apagón en el sistema.

La reparación de la línea, considerando el acceso complejo en esa zona que ustedes ven ahí, demoró aproximadamente una semana; una semana estuvimos sin el doble circuito Pan de Azúcar-Polpaico en servicio.

Producto de las distintas fallas que aparecen en el sistema, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles reporta el nivel de interrupción promedio por hora. Ahí ustedes ven cómo en 2024 ha crecido bastante en relación con 2023. A la fecha llevamos del orden de veinticuatro horas de interrupción. Es importante destacar que de esas veinticuatro horas de interrupción en relación con las trece con la que terminó el año 2023, fundamentalmente se explican por fallas en distribución. Solo el 10 por ciento de las horas se explica por fallas en el sistema de generación-transporte que nos toca coordinar.

En relación con la supervisión y la operación del Sistema Eléctrico Nacional es importante destacar, como hemos dicho en las láminas anteriores, que la supervisión y control, de acuerdo con lo que establece la normativa, le corresponde al coordinador eléctrico hasta la subestación primaria de distribución. Lo que está fuera del cerco en distribución es de responsabilidad de la empresa distribuidora, que es la que está encargada de resolver las contingencias y la operación de las redes de distribución. Como dije, los eventos meteorológicos relativos a ráfagas de viento impactaron principalmente los sistemas de distribución.

Adicionalmente, durante los años 2023 y 2024, hemos visto cómo los eventos meteorológicos extremos, asociados a precipitaciones, han hecho necesario... Primero, mirando el vaso

medio lleno, han aumentado los niveles de energía embalsada y también han permitido gestionar, mediante la ley de embalses, los distintos niveles en los embalses de las cuencas del Maule, del Laja y del Biobío.

Se pueden apreciar las fallas ocurridas en los años 2023 y 2024, y hay una comparativa. Las barras azules representan la cantidad de fallas por temporales o eventos meteorológicos en 2023, y las barras rojas representan el año 2024. Ahí se aprecia cómo en el mes de agosto hay un aumento significativo de fallas producto de los temporales de viento. De las 570 fallas que generaron energía no suministrada en el sistema de generación-transporte en 2024, el 20 por ciento se explica por estos fenómenos meteorológicos asociados a temporales.

Desde el punto de vista de la energía no suministrada, es muy interesante ver que en esa lámina la energía no suministrada, producto de temporales de viento y eventos meteorológicos extremos, fue mayor en 2023 que en 2024, aun cuando en 2024 hubo mayor cantidad de eventos en el sistema de generación-transporte.

En la siguiente lámina se puede apreciar cómo el coordinador eléctrico debe entregar información a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles cuando se produce una falla con pérdida de consumo, a las 48 horas la empresa propietaria debe enviar un informe de falla que incorpore el detalle de las protecciones que dieron origen a la apertura de los interruptores y provocaron finalmente la pérdida de consumo.

Posteriormente, a los cinco días después de la falla, las empresas tienen la obligación de entregar un complemento de la información preliminar de estas 48 horas, y a los 15 días hábiles, el Coordinador Eléctrico Nacional tiene que elaborar un estudio de análisis de falla, en el cual se califica el comportamiento de las protecciones que operaron en esa falla. Esta información debe enviarse a la Superintendencia de

Electricidad y Combustibles para hacer un seguimiento de las acciones correctivas que se pudieron haber detectado.

También destacamos algunas fallas particulares que se presentaron durante 2023 y 2024. Una de ellas la hemos destacado como una falla relevante, ya que afectó a la Región del Maule, particularmente la línea de 66 kV Los Maquis-Hualañé. En esa ocasión, se produjo una crecida en el río Claro, lo que afectó la planta Licantén y la central cogeneradora que había en ese punto del sistema. Esto aún afecta la operación de los consumos en esa zona.

Por otra parte, el 1 de agosto de 2024, alrededor de la 1:20, hubo una caída de un árbol sobre la línea de 220 Kv, entre la subestación Cautín-Ciruelos, esto es, la cuadra de Temuco y Valdivia, lo que provocó la pérdida de dos capitales regionales y de todos los consumos desde Valdivia hasta la isla de Chiloé. Sin embargo, ocho minutos después de la falla, comenzó la recuperación y, aproximadamente, una hora y treinta minutos después, ya se habían recuperado todos los consumos de la capital regional. En este caso, la empresa propietaria despejó la falla en ese circuito.

En relación con los temporales de viento de los días 1 y 2 de agosto, en la siguiente gráfica se puede ver la disminución de energía del sistema eléctrico nacional producto de la pérdida de los consumos en la distribución. Las redes de distribución sufrieron daños por varios días, y en este gráfico podemos ver cómo se redujo la demanda eléctrica que debíamos abastecer desde el sistema eléctrico nacional.

En la siguiente lámina podemos ver con mayor detalle que los días 1, 2, 3, 4 y 5 de agosto se consumió menos energía, hasta que finalmente se fueron resolviendo las contingencias en la distribución. En términos de distribución, esto representó un menor consumo de energía del orden de los 94 GWh. Por su parte, la energía no suministrada, producto de fallas en el sistema de generación-transporte, que, como mencioné, nos toca coordinar y supervisar, representó el 7 por ciento

aproximadamente del total de energía no suministrada durante esos días producto de las fallas en el sistema de distribución.

Acá podemos ver un ejemplo de la aplicación del criterio N-1. El 2 de agosto, en la madrugada, hubo una falla en el circuito 2 de la línea 2x500 kV Nueva Pan de Azúcar-Polpaico. Nuevamente, como se estaba operando con el criterio N-1, la falla de uno de los circuitos no significó un apagón en el sistema, por lo que el sábado 3 de agosto, alrededor de las 19:00 horas, se logró recuperar y reponer ese circuito en el sistema.

Cuando ocurren situaciones de emergencia en nuestro sistema, como pérdidas de los sistemas de transmisión nacional o zonal, se activa lo que llamamos el Plan de Recuperación de Servicio. Este plan está establecido en la norma técnica, y hay un conjunto de acciones definidas que se actualizan año a año para poder recuperar el sistema, en caso de un apagón, lo más rápido posible.

El sistema se divide en áreas o zonas: zona norte, zona norte grande, zona norte chico, zona quinta región, zona centro y zona sur, para aplicar las acciones que están establecidas en el Plan de Recuperación de Servicio.

En la presentación podemos ver una lámina con mayor detalle de las medidas que implementamos, entre las cuales está la elaboración y publicación del informe final de 2024, cuya actualización se publicará a comienzos de 2025. Además, cabe destacar que hacemos una difusión de este Plan de Recuperación de Servicio con todas las empresas coordinadas.

Continúo con las conclusiones.

Para ir cerrando, el país está avanzando en la transición energética, y el cambio climático, sin duda, es uno de los grandes desafíos para la operación de los sistemas eléctricos, no solo en Chile, sino a nivel mundial. La resiliencia de los sistemas es muy importante.

Debemos estar preparados para esto con nuevas y mejores tecnologías que den cuenta de la flexibilidad del parque

generador convencional y, además, del aporte muy importante que deben hacer los parques renovables fotovoltaicos y eólicos.

Recientemente, publicamos una guía técnica con recomendaciones para que la generación no convencional – todavía se llama no convencional, pero es la generación que hoy en día se está instalando en el sistema, me refiero a la fotovoltaica y eólica- pueda contribuir a los servicios de seguridad y de control de frecuencia en el sistema.

Asimismo, es necesario realizar inversiones para que la red sea resiliente y podamos enfrentar estos eventos meteorológicos extremos de la mejor manera posible. En ese contexto, vemos la necesidad de reforzar ciertos sistemas zonales, particularmente en las regiones de Ñuble y del Maule.

En octubre pasado, a partir del 21 de ese mes, logramos programar servicios de control de frecuencia exclusivamente con plantas renovables. Este logro lo hemos destacado en la prensa y en algunos foros internacionales, ya que pudimos abastecer el ciento por ciento del control de frecuencia requerido por el sistema, considerando las plantas hidráulicas convencionales, que son las que habitualmente entregan estos servicios, pero también incorporando los parques fotovoltaicos y eólicos al control de frecuencia del sistema.

Es importante estar preparados para los eventos meteorológicos extremos, para que nuestro sistema de generación-transporte pueda estar disponible para abastecer la demanda tanto de los sistemas de distribución como de los grandes clientes.

La aplicación del criterio N-1, con los ejemplos que mostramos, es muy relevante. A veces, en algunos foros, se dice que el Coordinador Eléctrico Nacional es muy conservador, pero en realidad lo que hacemos es aplicar la normativa relacionada con el criterio N-1. Es decir, cuando falla un elemento del sistema, no se debe propagar la falla ni tampoco debe haber pérdida de consumo, como vimos en el ejemplo de la falla del

14 de julio de 2022, con esa nevazón en la línea Pan de Azúcar-Polpaico, y también en la falla de la madrugada del 2 de agosto, cuando hubo una pérdida de uno de los circuitos.

La transición energética implica electrificar cada vez más los consumos, por lo que es esencial mejorar los estándares de seguridad y calidad del servicio.

Eso concluye mi presentación, señor Presidente.

Muchas gracias.

El señor **MULET** (Presidente).- A usted.

Agradecemos a ambos la exposición.

A continuación, si les parece a los integrantes de la comisión, daré inicio a la ronda de preguntas.

Anoté algunos puntos que me interesa aclarar, de los cuales varios son datos curiosos. Comenzaré con lo último que anoté.

Respecto del criterio N-1, un concepto que me gusta mucho, ¿cómo podemos avanzar hacia un N-1 para los clientes finales, que son los clientes regulados que se quedan sin energía en sus casas cuando ocurren estas fallas? Lo pregunto porque el sistema nos permite garantizar la seguridad con un estándar que, aunque muchas veces es criticado por quienes nos observan, particularmente por el nivel de seguridad que implica, asegura que siempre haya una alternativa de consumo equivalente al que se está utilizando, lo que permite mantener ese nivel de seguridad.

Ahora bien, eso se refiere al suministro, es decir, a la energía que requiere el sistema en su totalidad, dentro del ámbito de lo que gestiona el Coordinador Eléctrico Nacional. Sin embargo, ¿cómo podemos avanzar en ofrecer mayor seguridad a quienes están fuera del ámbito de su competencia o responsabilidad, que abarca desde la generación hasta la transmisión primaria?

Es importante que puedan responder esa pregunta. Aunque entiendo que el objeto de esta comisión se enfoca más en aspectos que están fuera de su ámbito de acción, es muy relevante conocer su opinión al respecto.

En segundo lugar, respecto de los objetivos fundamentales que expuso el señor Olmedo sobre las obligaciones del Coordinador, se menciona el suministro al mínimo costo. Sin embargo, ¿a quién aplica ese mínimo costo? Supongo que se refiere a todos los usuarios del sistema.

Entiendo que eso es así. En todos los usuarios del sistema, supongo que también tienen que ver los clientes regulados que están fuera del ámbito de la comisión; si no, sería más simple o más fácil cumplir ese mínimo costo, porque este se transmite a los usuarios finales, el costo del sistema y, al final, les llega la cuenta en la boleta.

Entonces, ese mínimo costo además tiene relación con la boleta de los clientes finales, según entiendo; es decir, el sistema es el que genera y hace la transmisión primaria al mínimo costo.

Le hago esa pregunta, porque hay una discusión que se está abriendo. Estamos preparando un proyecto de ley respecto de si las empresas distribuidoras debieran o no tener la obligación de informar -de hecho, les estamos proponiendo la obligación en un proyecto que todavía no termino, pero en el que estamos trabajando- a los clientes finales cuál es su mínimo costo, porque hay una batería de tarifas: la BT1, la BT2, la BT3, la BT4, pero, muchas veces, los clientes finales no usan el mínimo costo, sino que el que les tocó o el que heredaron.

En fin, quiero saber la opinión de ustedes respecto de si es conveniente o no que la autoridad o la empresa distribuidora le transmita al consumidor final cuál es su mínimo costo y no solo dejar esa obligación al consumidor final, ya que es un asunto bastante complejo.

Además, ese tema es muy interesante, porque si vamos a buscar el mínimo costo para el sistema completo, entonces partamos por el consumidor final y cuál es su mínimo costo. Sin embargo, de acuerdo con lo que me señalan algunos expertos, da la impresión de que muchos consumidores finales no tienen idea de

la variedad de tarifas que existen y cuál es la mejor para ellos.

Si bien entiendo que eso está fuera del ámbito directo de sus atribuciones, si ustedes están preocupados del mínimo costo del sistema también debiera ser una obligación cuál es el mínimo costo, aunque sean los últimos clientes. Les quiero pedir su opinión sobre ese tema, porque me parece un buen punto. Sin embargo, me queda claro que los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) están fuera del ámbito de su competencia.

Ahora, respecto de las transacciones que ve el Coordinador Eléctrico Nacional, usted dijo que eran del orden de 2.000 millones de dólares anuales. ¿Qué transacciones ven ustedes? ¿Cuál es el ámbito de los contratos? ¿Están regulados, no regulados, solo una parte, todo? Eso me llamó la atención, porque pensaba que era más, en el entendido de que el costo del sistema eléctrico es mucho mayor.

¿Qué porcentaje del costo total del sistema eléctrico les corresponde ver a ustedes? Entiendo que es generación y transmisión primaria, pero sería interesante -por lo menos para mí- ver qué porcentaje tienen del total del costo.

Por otro lado, hay aproximadamente 36.000 megawatts instalados y diariamente se ocupan alrededor de 12.000; es decir, tenemos 36.000 para generar. Se supone que dentro de esos 36.000 están la energía solar y otras, pero estamos uno a tres, más o menos, en materia de generación. Aproximadamente, ¿cuál era la relación hace 10 y 20 años entre la capacidad instalada versus el uso de esa energía?

Respecto de lo anterior, da la impresión de que hay mucha holgura, lo que atribuyo a que estamos en una etapa de transición de un sistema a otro, pero me parece relevante. Si estamos buscando el mínimo costo, hay quienes sostienen que hemos avanzado muy rápido -yo no- en el tema de la transformación del sistema hacia las energías renovables no convencionales, y quizás deberíamos haber ocupado más carbón

o gas. Reitero, no estoy de acuerdo, porque genera otras externalidades negativas de distinta naturaleza, y no me voy a detener en ello, pero son tremendamente importantes.

Entonces, ¿estamos pagando más? ¿Podríamos haber pagado menos electricidad si todavía usáramos carbón, gas o la mezcla clásica antigua? Si bien después vino la pandemia y eso incrementó el costo del gas y el carbón, de todos modos, hago la consulta, porque me llamó la atención esa diferencia de tres a uno.

Cuánto era antes de que empezáramos la transición a las energías renovables no convencionales, que lo quiero decir para que quede en actas, porque estoy absolutamente de acuerdo con ello.

Esas son mis preguntas. No sé si los diputados quieren hacerle consultas, o si escuchamos las respuestas y después preguntan; como hay tiempo, podemos hacerlo.

Tiene la palabra, señor Olmedo.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Presidente, respecto de su primera pregunta, que hace referencia al criterio N-1, si le entendí bien, usted se refiere a cómo elevar los estándares de calidad y seguridad hacia el usuario final, porque el criterio N-1 es uno de los estándares que utilizamos, pero existen otros más que los puede detallar Ernesto.

Hay una serie de estándares que se aplican a nivel de generación de transmisión para asegurar la calidad del servicio. Al respecto, quiero referirme a la Política Energética 2050 de Chile, porque si usted recuerda el índice *System Average Interruption Duration Index* (Saidi), estamos en niveles del orden de 25 horas anuales en 2024, que es el promedio de horas de desconexión de la demanda.

La política energética de Chile 2050 establece un Saidi objetivo de dos horas. Es decir, la política busca reducir a menos de 10 por ciento el Saidi para 2050, en comparación con el que tenemos actualmente. Eso significa elevar los estándares

de calidad y seguridad de servicio al usuario final, y para lograrlo hay que desarrollar una serie de políticas públicas que permitan alcanzar esa reducción; es decir, la Política Energética relevó la necesidad de efectuar esta mejora y hay que implementar las políticas públicas que lleven a ello.

Lo anterior es particularmente importante, ya que tanto las proyecciones de largo plazo de la Agencia Internacional de la Energía y el Ministerio de Energía estiman que el consumo de electricidad se duplicará en 2050, pues sería la fuente energética que podría reemplazar de manera más efectiva el uso de combustibles fósiles en muchos sectores.

En consecuencia, esa una meta e implica una bajada en políticas públicas para lograr la reducción de este Saidi, o factor que nos refleja la cantidad de horas de indisponibilidad de energía.

Por otra parte, usted mencionó que el objetivo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es el suministro a mínimo costo. En ese sentido, recordemos nuestra presentación, en la que mostramos cuál es nuestro ámbito de acción; a saber, minimizar el costo de operación, dados los estándares de calidad y seguridad de servicio que hay que aplicar, hasta los límites de la distribuidora.

En otras palabras, cuando hablamos del costo de producción de las centrales termoeléctricas, que utilizan combustible por el cual hay un desembolso económico, y de la provisión de los llamados servicios complementarios, que son las reservas que requiere el sistema para proveer la calidad y seguridad del servicio. Ese es el costo que minimizamos y que abarca los 2.000 millones de dólares que mencionábamos.

En cuanto a las transacciones en el mercado mayorista, se trata de intercambios de energía y potencia, además de servicios complementarios entre los generadores. Sin embargo, eso no muestra los ingresos que obtienen los generadores por la venta de energía y potencia en los contratos de suministro a sus clientes finales, que pueden

ser mineras, clientes libres y distribuidoras. Por tanto, ahí hay una suma que nosotros no conocemos y que habría que colocar en ese balance.

Por tal razón, nosotros no miramos los costos de operación de las distribuidoras, que debemos suponer que también tendría que hacerse con criterios de eficiencia.

Como dije, básicamente, miramos las transacciones entre generadores, que son de energía, potencia y servicios complementarios.

En cuanto a la capacidad instalada, efectivamente, el sistema tiene 36.000 megawatts y está en un proceso de transición; sin embargo, hay que considerar que no basta con mirar solo la potencia instalada, sino más bien la capacidad de entregar energía dentro del día, porque la consumimos 24 horas diarias, y si bien el sol es lo más simple, no hay que olvidar que solo está presente ocho horas al día.

Por lo mismo, debe haber una capacidad instalada más grande para cargar baterías para suministrar en la noche, por ejemplo. En términos simples, deberíamos tener tres veces la capacidad solar, o incluso un poco más si quisiéramos abastecer de noche la demanda y, por eso, vemos algunas cifras altas.

A la fecha, de los 5.000 megawatts de las centrales a carbón se han retirado 1.700 megawatts, y este año hay anuncios de que el próximo se retirará una cantidad en torno a los 1.000 megawatts.

De esta manera, está saliendo de servicio el carbón, lo que implica una cantidad mucho mayor de fuentes renovables, por lo que llamamos el factor de planta o porcentaje del tiempo durante el cual producen, que bordea entre el 25 por ciento y el 30 por ciento, dependiendo de si se trata de energía fotovoltaica o eólica.

Por lo tanto, si miramos los niveles de potencia instalada se supera con creces la demanda. Sin embargo, hay que ver su capacidad de producción en el tiempo.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra la diputada Marcela Riquelme.

La señora **RIQUELME** (doña Marcela).- Señor Presidente, tengo dos consultas. La primera está relacionada con los temas de prevención, específicamente con la seguridad del sistema.

En 2017 tuvimos grandes incendios forestales, incluso, algunas empresas eléctricas fueron condenadas penalmente debido a su posible responsabilidad en los incendios.

Considerando la atención de suministros, que ustedes supervisan, tanto en la generación como en la transmisión, ¿se ha analizado la posibilidad de soterrar los cables de transmisión, por ejemplo? ¿Dicha planificación está contemplada en alguna región? ¿Se está implementando? ¿Qué riesgos podría traer? ¿Realmente contribuye a la prevención de los desastres o de incendios forestales?

La segunda pregunta se refiere a cómo se determina el suministro necesario para una determinada localidad.

Soy de la Región de O'Higgins. Pichilemu, que es la capital de la provincia Cardenal Caro, actualmente se abastece solo con dos líneas de media tensión. Estas líneas atraviesan más de 40 kilómetros desde la última subestación primaria, que es Halcones, si mal no recuerdo. Con frecuencia se registran cortes de suministro en Pichilemu.

Lo que me preocupa es que se está planificando la construcción de uno de los dos hospitales de especialidad para la región, y, según las autoridades, implicaría la necesidad de más de 1.800 kilowatts. También se está pensando en la construcción de más de 350 viviendas por parte del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, lo que significa algo así como otros 1.800 kilowatts.

Entonces, ¿cómo se determina la transmisión o el suministro necesario para una determinada comuna, atendiendo estos índices? ¿Está contemplado aquello para Pichilemu, a propósito de estos planes del gobierno? ¿O existe falta de comunicación entre unos y otros actores?

Muchas gracias, Presidente.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Ernesto Huber, director ejecutivo.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, por su intermedio, me permito responder a la diputada.

Efectivamente, la situación que vivimos durante 2016-2017 fue bien dramática desde el punto de vista de los incendios. Vimos cómo el sistema eléctrico fue puesto a prueba.

En ese contexto, destaco la importancia de la adecuada redundancia de redes eléctricas que permita abastecer los sistemas zonales, particularmente en la zona de Concepción. En esa época esta zona disponía de cuatro líneas de transmisión: tres en 220 kV y una en 66 kV, con el objetivo de apoyar toda la zona de Concepción.

Por lo tanto, para mejorar la seguridad de las redes de transmisión que nos toca coordinar, consideramos importante la redundancia, de modo que haya distintas líneas que apoyen a los diferentes sistemas zonales.

En cuanto al soterramiento, no lo hemos visto en esos niveles de tensión. Me imagino que es por razones de costo, de inversión, asociado a lo que significa soterrar líneas de transmisión.

Hay un ejemplo muy importante llevado a cabo por la empresa Transelec, que consistió en el soterramiento de una línea de 220 kilovoltios, que se extendió desde la subestación Lo Aguirre hasta Cerro Navia. Esta acción implicó complejidades y costos asociados con la inversión de cables de alta tensión. No obstante, los beneficios están a la vista, tanto para la comunidad como para los vecinos de la subestación.

Estas soluciones son técnicamente factibles, pero hay que ver el tema de los costos asociados, particularmente en relación con la prevención de incendios.

Reitero la situación particular en la zona de Concepción, con las redundancias de las líneas de transmisión, para hacer frente a situaciones como los incendios.

Para hacer el contrapunto, hay otras zonas del sistema o capitales regionales que cuentan con muy poca redundancia, lo que hace que las fallas relativamente simples puedan provocar la pérdida de energía en una capital regional.

Quiero destacar la situación de Arica e Iquique, donde se están haciendo inversiones para mejorar la redundancia de los sistemas de transmisión que abastecen a esas dos capitales regionales.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Para complementar, una forma de proteger las líneas aéreas es a través del despeje de la franja de servidumbre y, eventualmente, la creación de franjas de protección. De hecho, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles anualmente pide y está habilitada para fiscalizar el despeje de las franjas de servidumbre y la superintendente nos avisó que está en una campaña de revisión del despeje de las franjas.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, en la presentación vimos una foto de la franja de servidumbre de la línea Cautín-Ciruelos, pero había un árbol fuera de la franja de servidumbre, que por proyección cayó sobre una de las líneas, provocando el apagón ocurrido el 1 de agosto en las dos capitales regionales mencionadas: Valdivia y Puerto Montt.

La otra pregunta que dice relación con la zona de Pichilemu, no tengo información precisa sobre la zona que usted menciona, diputada. Sin embargo, hemos visto que en otras zonas del sistema, como la de Ñuble, hemos recibido información de las distribuidoras y cooperativas de la zona que efectivamente, producto de la falta de capacidad de los sistemas zonales, no se ha podido dar curso a aumentos de demanda local en dicha zona, particularmente en proyectos

vinculados con el sector agrícola y con algunos proyectos relacionados con viviendas. Esta situación es similar a lo que mencioné en relación con la zona de Pichilemu.

Lo que sucede es que la distribuidora toma estos requerimientos de aumentos de demanda desde sus redes de distribución, lo comunica al propietario de las redes zonales y al Coordinador Eléctrico Nacional, con el fin de que realicemos una propuesta o una recomendación respecto del plan de expansión de los sistemas zonales de transmisión. Sin embargo, el refuerzo de las redes de distribución está en el ámbito de la distribuidora local.

Es lo que puedo comentar sobre este tema.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el diputado Roberto Arroyo.

El señor **ARROYO**.- Señor Presidente, resulta interesante lo que señalan nuestros expositores, a quienes agradezco su presencia en esta comisión.

Soy del Biobío, una de las zonas más afectadas por el desastre que estamos investigando en esta comisión especial investigadora.

Interesante lo que lo hice, en primer lugar, para conocer sobre el sistema de distribuciones.

En lo personal, viví la situación en mi casa, junto a mi madre, una mujer de 90 años, y mi hermano, quien es dependiente. No solo existen personas electrodependientes que requieren el uso de máquinas, sino también aquellas que necesitan mantener sus medicamentos refrigerados. Todo eso se vio afectado producto de los cortes de energía. Nosotros estuvimos cinco días con un corte de luz en mi casa.

¿Por qué razón? Aun cuando había vuelto el suministro eléctrico en la zona donde estábamos, teníamos un problema interno en el medidor. El medidor nos corresponde a nosotros, pero tengo que llamar gente de la compañía. Y la gente de la compañía estaba toda ocupada atendiendo la emergencia. Por lo tanto, se demoraron mucho más porque mi zona no era una zona...

porque ya había vuelto la electricidad completa. Entonces, costó mucho que finalmente llegara un equipo y cambiara el sistema donde estaba el medidor, que fue el que recibió el golpe y se echó a perder. Así que es interesante porque quiero conocer completo el sistema.

Primero viene el sistema de generación. Nosotros tenemos generación. Yo estuve ese año en Ralco, donde se construyeron varias represas para generación hidroeléctrica y donde también se ve alterado el medio ambiente.

No es lo mismo tener un río que después vivir sobre una masa de agua gigante no corriendo, pero gran parte está detenida para poder hacer la represa y donde la generación se hace a través de las turbinas que pasan por ahí. Sin embargo, la gente que vivía al lado -estoy hablando del tiempo que pasaba eso- reclamaba porque sus cuentas de luz eran más caras aun cuando estaban al lado del lugar que les estaba afectando.

Aquí, ellos hablaban del tema de las empresas que fueran solidarias con la política de un buen vecino, porque la transmisión finalmente no llegaba directo a la generadora, que estaba al lado, sino que llegaba a través de una distribuidora, que era otra.

Nosotros vivimos en un país donde las distribuidoras son monopólicas, aunque haya varias. Porque en mi casa, si tengo CGE, no me puedo conectar a otra, aunque sea más barata. No puedo ir a Frontel y decirles que quiero que me pongan un cable donde sea.

No me puedo cambiar. Pero eso es definitivamente un monopolio porque no me puedo cambiar.

Estos sistemas de generación tienen varias formas. Ustedes dicen que están cambiando a la eólica, que estamos por la electromovilidad. Es interesante que hoy día tengamos un superávit, un exceso y que incluso se haya pensado en exportar electricidad. No sé si ya se está haciendo.

Hay carreteras que ya se están creando para poder exportar electricidad desde Chile, o sea, utilizando recursos naturales chilenos para exportar a otros países. No sé cómo estamos ahí con el tema de impuestos también, lo que es un punto que se tiene que ver al respecto.

Dentro de esta misma generación, tenemos distintos tipos, al parecer las nuevas renovables, como las eólicas y las solares tienen un costo menor de producción. Pero como todas estas después caen en la misma batería, por decirlo de alguna manera, cuando saco de la batería para usarla, no sé si estoy sacando de una o de otra. Entonces, como son de menor costo, a ellos también les pagan menos. ¿O se paga el mismo valor kilowatt generado, ya sea por una hidroeléctrica, por carbón, gas o una de energía renovable?

De todos modos, todavía nos falta mucho como país para llegar a una electromovilidad mucho más grande, porque hemos visto aquí mismo en Santiago, donde los buses eléctricos que están funcionando llegan después a un terminal y van a cargarse con un generador a petróleo. O sea, nos falta. No tenemos todavía eso.

Me parece que va demasiado rápida la compra de los buses y autos eléctricos, cuando todavía no tenemos preparadas ni siquiera las pistas. No tenemos preparados ni a los bomberos. A los bomberos les pregunté la otra vez si saben qué hacer frente a un choque mixto entre un vehículo que es cien por ciento eléctrico y otro que sea híbrido o bencinero. No están preparados.

Ya les dije sobre el tema del valor.

Voy a ser bien disperso en las preguntas porque fui anotando así a la rápida.

Hablaban de la franja de servidumbre. Sobre esa franja generalmente en las zonas rurales se solicita de buena fe a los dueños y pasan, entonces, entre medio de los predios de los dueños.

Mi papá tenía un campo y él, como hombre de campo, cuando le decían que el trazado venía por aquí, señalaba que venía por el medio de su campo. ¿Por qué no sale por fuera? No, porque parece que tenía que ser ahí. El hombre creyó y lo hicieron ahí por el medio.

¿Qué pasa con eso? Hoy, usted dice que los dueños son los que están obligados a tener esa limpieza, esa franja de servidumbre, no la empresa, aun cuando nosotros de buena fe les entregamos esa servidumbre, que nos limita de alguna manera.

La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (consejera del Coordinador Eléctrico Nacional).- Perdón Presidente, cuando hablábamos del propietario decíamos que la empresa no era la propietaria de los terrenos. No lo decíamos por el propietario de los predios.

El señor **ARROYO**.- Sí, pero ocurre aquí también.

A mí me llegó una carta. Mi papá ya falleció, pero me llegó la carta que decía que tenía que cortar los árboles que estaban en la línea porque pasaban a verlos y dijeron: "Oiga, tiene árboles, tenemos que cortarlos". Y mi papá, de muy buena fe, dijo: "Ya, si hay que pasar el cable por aquí, que pase el cable". Pero nos echó a perder, porque gran parte de eso, que era para plantaciones, ya no se puede usar, porque hay prohibición. Entonces, también hay situaciones que a lo mejor hay que revisar.

Vamos un poco más a la investigación de esto.

¿Cuáles fueron los daños en los sistemas de transmisión? Los daños reales en los sistemas de transmisión produjeron estos cortes de electricidad a los usuarios, porque usted muestra las caídas, pero esas caídas fueron porque la gente no tenía consumo, no tenían luz, no les llegó por vía de la transmisión. Por lo tanto, el daño está en la transmisión. Y si estas empresas sabían que estaban frente a un gran evento meteorológico -usted lo dijo, don Carlos-, hay que estar

preparados para estos eventos. Entonces, ¿cómo se realiza esta prevención? Porque parece que en este caso no se vio.

Nosotros vivimos acá, al menos en Santiago y en mi zona, y vimos que andaban buscando equipos para traerlos desde otros países. Si sabían, porque estos eventos son bastante predecibles con bastante tiempo, les pido, por favor, que se preparen con más gente, con más equipos para saber si hay un evento meteorológico importante.

Lo digo porque cuando ocurren estos vientos tenemos cables que están tendidos y tenemos 20 cables en que funcionan dos. Hay muchos en que todavía quedan como basura ahí entre medio. Mucha de ella, a lo mejor, corresponde a telefónicas antiguas, de cables de distintos tipos que tampoco retiran. Por lo tanto, no tenemos una buena limpieza de toda esa zona. Eso también genera movimientos de los cables por el viento y genera, a veces, los cortes aéreos.

¿Cuáles son las formas legales de pedir a las empresas para que puedan tener un poco más de prevención? Porque finalmente, quien pierde -y me da pena- es la gente. La gente que, por ejemplo, tenía su negocio con su mercadería y que perdieron todo su capital de trabajo; las personas que tenían sus medicamentos guardados, refrigerados o su alimento en su casa. Muchos perdieron hasta artefactos eléctricos, producto de los mismos cambios que se produjeron.

Tengo poblaciones completas en que me preguntaban cómo lo podemos hacer. Hubo muchas personas que perdieron todo su alimento o artefactos eléctricos.

Intentamos reunirnos para ver qué hacer, pero nunca concretamos tener reuniones con la autoridad para ver si tienen alguna forma de hacer o resarcir ese daño, producto de que no es culpa del consumidor, finalmente.

El señor **MULET** (Presidente).- Ha hecho varias preguntas y afirmaciones el diputado.

Tiene la palabra el señor Ernesto Huber.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, usted mencionó varios temas.

Por supuesto que el tema de los electrodependientes a nosotros nos sensibiliza. Nos enteramos por las noticias sobre las situaciones que ocurrieron. Obviamente lamentamos mucho las situaciones que ocurrieron.

Como usted bien decía, hay situaciones relacionadas con lo esencial, que es el consumo eléctrico en las casas, incluso por refrigeración de remedios y esas cosas, así que compartimos totalmente las preocupaciones y la importancia de que se puedan resolver los temas de distribución. A veces, el servicio vuelve desde el sistema de generación, transporte que nos toca coordinar; incluso, otras veces hay ciertas demoras, por dificultades en zonas específicas de la red de distribución, como usted bien señalaba.

En relación con la exportación de electricidad, usted también lo mencionó. Efectivamente, hoy no tenemos una interconexión eléctrica con Argentina que conecte los dos sistemas eléctricos, pero sí una línea radial, que es de propiedad de la empresa AES Andes, que permite exportar la generación de un parque fotovoltaico en la zona norte. Cuando hay excedentes de generación que no pueden ser aprovechados en horario diurno, se aplican estos *curtailment*, o recortes, y en ese momento la inyección de ese parque fotovoltaico, que son 80 megawatts, aproximadamente, se exportan hacia Argentina. Por lo tanto, se puede aprovechar en nuestro país vecino esa electricidad que tendría que ser recortada en el sistema nacional. Como no se aprovecharía, entonces se exporta hacia ese país.

En relación con el precio, al pago que usted mencionaba, como, por ejemplo, la inyección de las baterías de las centrales hidráulicas fotovoltaicas y eólicas en el sistema, a nosotros, como ente coordinador, nos toca -valga la redundancia- coordinar el mercado a corto plazo, en el cual

se establece un costo marginal, que da cuenta de las transacciones entre los agentes en el mercado mayorista y aplica a todas las fuentes de generación en el sistema. En horario diurno, cuando el costo marginal es cero, las centrales que están generando en ese horario reciben cero por su inyección.

También, en esos horarios hay una muy buena oportunidad para los sistemas de almacenamiento, porque cargan las baterías a costo marginal cero, no pagan por esa electricidad, y después pueden trasladar esa energía e inyectarla en la red en horario nocturno. Ahí está el beneficio, que llamamos arbitraje, que realizan las baterías. Asimismo, los embalses en el sistema, que son nuestros tradicionales sistemas de almacenamiento, dejan de generar, salvo alguna restricción en horario diurno, y pueden poner esa energía en horario nocturno, cuando tiene una mejor valorización.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra, señor Olmedo.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, para complementar, si bien esos son los precios que se pagan en el mercado mayorista, todas estas centrales generadoras tienen contratos de venta a usuario final. Por lo tanto, si bien en el mercado mayorista puede haber períodos con costo marginal cero, ellos venden según contratos que fueron licitados. Eso también depende de las licitaciones y a qué precios se adjudicaron en cada momento, sobre todo para los consumidores regulados.

El señor **ARROYO**.- ¿Tiene el mismo costo?

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- En el mercado mayorista, sí. Más que costo es lo que reciben, cómo se valorizan. Tienen distintos costos de producción, pero lo que se remunera en el mercado mayorista es el mismo precio en los nodos, porque también varían dependiendo del nodo. Si en un mismo nodo hay una central fotovoltaica, o una eólica o una central térmica, las ventas o las compras que

hacen en el mercado mayorista son al mismo precio. Es un precio único.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, respecto de las franjas de servidumbre, no sé si la señora Bernardita Espinoza quiere referirse a ello?

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra la señora Bernardita Espinoza.

La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (consejera del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, las franjas de servidumbre se establecen de acuerdo con la norma técnica y se gestionan a través de la ley de concesiones.

La ley de concesiones establece una concesión, una franja en la cual pasa la línea de transmisión. Muchas veces se puede avanzar antes para construir la línea más rápido mediante servidumbres voluntarias, que se negocian voluntariamente con los propietarios de los predios. Eso es un acuerdo en el que no hay un poder más alto de uno de los negociantes que el otro, o sea, es un acuerdo entre iguales, y el propietario recibe una indemnización por el uso de esa franja de servidumbre.

Ahora bien, en caso de que no haya acuerdo, como pasa con las carreteras, se establece una concesión eléctrica y es una comisión la que define cuánto se paga como indemnización por esa servidumbre forzosa que establece la concesión.

Respecto de mantener la franja de servidumbre limpia y segura, es una obligación del propietario de los activos, sean de transmisión o de distribución, porque una cosa es la distribución, o las redes de distribución, y otra las redes de transmisión. Ellos son los que están obligados a llevar a cabo esa limpieza, ese roce y tala, de la franja de servidumbre. Si eventualmente se le estuviese pidiendo al propietario del predio que la haga, eso no está respaldado por la ley.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra, señor Huber.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, respecto de la otra consulta del diputado, quiero hacer referencia a la importancia de avanzar en la previsión de estos eventos meteorológicos extremos y cómo hacemos que la red de distribución sea más resiliente. Por supuesto, una de las distintas alternativas tiene que ver con el soterramiento. Pero, también hemos visto cómo en otros lugares y con economías más avanzadas que la nuestra están hablando de la importancia de que la generación distribuida pueda configurar microrredes que le den mayor resiliencia y fortaleza a la red, para poder abastecer, cuando haya eventos complejos y la electricidad no llegue a los sistemas zonales a través de las microrredes, ciertos barrios dentro de una comuna y dar más seguridad y resiliencia a los consumos, a lo menos por algunas horas del día, con la generación distribuida, con techos solares o con sistemas de almacenamiento.

Eso, señor Presidente.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra la señora Bernardita Espinoza.

La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (consejera del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, quiero hacer una acotación sobre una pregunta respecto de la caída del consumo. A lo mejor, no se entendió como lo dijimos de una manera poco elegante. En realidad, la caída del consumo es la falla en las redes de distribución. Se dijo caída de consumo, porque así lo vemos nosotros desde el sistema de transmisión, pero no es que a nosotros nos haya fallado el sistema de transmisión y por eso se haya generado la caída del consumo. Es una forma elegante de decir falla del sistema de distribución.

El señor **MULET** (Presidente).- ¿Alguna otra cosa que agregar respecto de las preguntas del diputado Arroyo?

Tiene la palabra el señor Olmedo.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, en relación con los daños del sistema de transmisión, básicamente, como se mostró en algunas láminas, hubo cortes del conductor por caídas de árboles o por alta velocidad del viento, que desconectaron en subestaciones algunos conectores, aunque suene redundante. Eso es lo que vimos a nivel de generación de transmisión.

Después, en cuanto a la distribución, uno se enteraba por la prensa o al recorrer las calles. Ahí no tenemos fuente precisa de las causas.

El señor **MULET** (Presidente).- Perfecto.

Tiene la palabra el diputado Arroyo.

El señor **ARROYO**.- Entonces, a su juicio, ¿esta situación se pudo haber prevenido y manejado de mejor forma?

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra la señora Bernardita Espinoza.

La señora **ESPINOZA**, doña Bernardita (consejera del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, por su intermedio, todas las situaciones extremas que se enfrentan eventualmente se pueden manejar de una buena manera. En el sistema de transmisión, que recorre todo el país, tenemos una red sólida con un sistema N-1, con mucha vigilancia y monitoreo en línea, completamente monitoreada, que nos permite responder rápido. Esas características, tan sólidas y tan bien coordinadas que tiene el sistema de transmisión-generación, no las poseen las redes de distribución. Por ello, se requiere un esfuerzo país para hacer un cambio regulatorio; no pasa por nosotros.

El señor **MULET** (Presidente).- Muy bien, muchas gracias.

Dado que nos quedan algunos minutos de sesión, quiero hacer un par de preguntas.

La consulta directa tiene que ver con lo que planteó el diputado Arroyo hace algunos segundos.

Queda claro que en los eventos que está estudiando esta comisión las atribuciones del Coordinador Nacional Eléctrico son más bien limitadas, porque el problema se produjo fundamentalmente en la distribución, lo que vimos y a lo que nos referíamos recién.

Pero, a propósito de lo mismo, claramente las centrales generadoras de energía eléctrica y la transmisión de primera línea, la transmisión nacional zonal, aguantó sin ningún problema. Porque uno ve que hubo varios incidentes, pero la cantidad de energía que no se entregó fue muy poca; o sea, hubo como setenta incidentes, pero la cantidad de energía que falló y que no se entregó fue mínima, casi igual, y el año pasado fueron menos incidentes y más energía.

¿Cuáles fueron las fallas del año pasado que generaron esa mayor energía no suministrada?

Tiene la palabra, señor Huber.

El señor **HUBER** (director ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional).- Presidente, hubo varias fallas en 2023, fue el año en que cambió el régimen hidrológico. Como veíamos, ese crecimiento de la energía embalsada muy importante, y hubo fallas en los sistemas zonales que representaron; efectivamente, fueron menos fallas, pero más energía no suministrada.

El ejemplo que teníamos en la lámina era la crecida del río que se había llevado la Central de Licantén y esa fue una de las fallas que también tuvo bastante energía no suministrada.

El señor **MULET** (Presidente).- Pero uno puede concluir que el sistema de generación y de transmisión nacional aguantó muy bien estos eventos, pero no el sistema de distribución, en el fondo. Y, obviamente, eso es una indicación que nos obliga a mejorar el sistema de distribución y la seguridad.

Señaló usted, don Ernesto, un hecho que me pareció muy interesante, una de las afirmaciones que hizo al final, a raíz de las preguntas del diputado Oyarzo, que tiene que ver con asegurar microrredes o sectores dentro de las zonas de

distribución de energía para usarlas en emergencias, fundamentalmente, y esto lo relaciono con otro tema sobre el que quería preguntarles también.

A nosotros, creo que todos los que estamos aquí, nos interesa mucho que en Chile aumente la cantidad de techos solares en generación distribuida, que haya más techos solares. Hay una propuesta, incluso, de un millón de techos solares para Chile en los próximos diez años, cinco años, en fin. Es una propuesta recién, pero nos parece muy importante porque tiene un efecto doble: baja la cuenta de la energía eléctrica, pensando en los hogares o en las pymes, y contribuye a disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, al ir reemplazando una parte de energía sucia que tenemos todavía en nuestro sistema.

¿Cómo el coordinador calcula o ve la incorporación de las energías desde la zona de distribución, un poco al revés, a contraflujo -lo voy a decir de alguna manera- a la transmisión nacional o a la generación tradicional, por usar esa palabra? Porque, en el fondo, uno mete desde la casa generación distribuida al sistema de distribución. ¿Cómo ven eso? ¿Cómo se planifica? ¿Cómo se proyecta? Porque les podría impactar directamente a ustedes. ¿Cómo van a meter esos cientos de miles de hogares en el sistema? Esa es una pregunta.

Otra pregunta: dentro del sistema y del cuadro donde está el gráfico de las atribuciones del coordinador, ¿dónde queda el almacenamiento? ¿Queda al lado de la central? ¿Queda en el trayecto? Si uno lo tuviera que poner en el cuadro, ¿dónde está el almacenamiento?

Está en trámite un proyecto de ley que está haciendo algunas modificaciones de orden legal para que queden plasmados en la ley algunos de estos aspectos, pero creo que es interesante.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, respecto de su última

pregunta, en esa gráfica podemos ver una cosa que quizás parezca curiosa y es que hay sol de noche, una pequeña franjita hacia el lado derecho del gráfico. Entonces, hoy día hay dos tipos de almacenamiento en el sistema: unos que están detrás del medidor, es decir, que se instalan junto a una planta usualmente solar. Y eso es lo que estamos viendo ahí, que la planta solar genera de noche, no es que haya sol de noche, sino que está usando las baterías.

También hay otra zona muy pequeñita, que es una franja roja, que está mostrando Andrés Pozo, que son los que están aislados, que son sistemas de batería conectados directamente a la red, que no están detrás del medidor, y esos son los que están en rojo, que es bastante poco; o sea, hoy día la mayoría de los desarrollos de almacenamiento están junto a plantas generadoras solares, y se gestionan esos dos.

El señor **MULET** (Presidente).- ¿Eso es el cuadro de las atribuciones?

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Sí, es en planificar la operación a mínimo costo.

El señor **MULET** (Presidente).- ¿Dónde está esa función?

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- En la primera, garantizar la operación segura y económica del SEN al menor costo.

Faltaría el dibujo de las baterías que vamos a tener que empezar a agregar, pero ahí se programa en función de minimizar el costo de operación del sistema; es decir, se cargan en las horas de menor costo en el precio del mercado mayorista y se usan en las horas de mayor precio, que es lo que resulta eficiente.

Respecto de lo que usted nos señala, ¿qué pasa con los recursos distribuidos? Hablemos de dos recursos distribuidos, los PMGD, que llegan hasta los 9 megawatts en las redes de distribución.

Nosotros no tenemos monitoreo continuo de esas plantas o no lo permite la normativa, y es por eso que hace algunos meses,

el año pasado, de hecho, la normativa nos mandata hacer sugerencias de cambios normativos al Ministerio de Energía y a la CNE, e hicimos un planteamiento de cambio normativo en orden a que estos Pequeños Medios de Generación Distribuida envíen las señales a nuestro centro de control, ya que se estima que hacia el próximo año llegarían a 4.000 megawatts, lo cual podría llegar a representar del orden del 35 por ciento de la demanda en horario diurno, y es importante tener monitoreo de ello.

Ahora, yendo a la generación distribuida menor de 300 kilos, hoy día se estima que eso sería del orden de 300 a 400 megawatts lo que hay instalado. No tenemos visibilidad de ello, pero a futuro eso debería incrementarse.

Al respecto, pudimos conocer la experiencia de España, que tiene una demanda que es aproximadamente tres veces la de Chile, pero los techos solares de casas y de industrias y comercio están llegando a un 10 por ciento de la demanda, y en España ya se está pensando en implementar una normativa para poder tener medición de esa generación distribuida de menor tamaño, porque ya está siendo muy relevante para la gestión del sistema, y es algo que deberíamos empezar a visualizar en un eventual cambio a la normativa de distribución.

Entiendo que la senadora Rincón lideró una comisión de trabajo en cuanto a desarrollar una visión de cómo debería ser la normativa de distribución del futuro.

El señor **MULET** (Presidente).- ¿Normativa de generación? Para entender bien la propuesta de la senadora Rincón.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- No, se trata de una comisión que se formó en el Senado para analizar cuál debería ser la regulación del sector de distribución del futuro, y hubo una presentación en el ex-Congreso de Santiago el año pasado, en la que fueron dados a conocer los resultados de ese estudio.

El señor **MULET** (Presidente).- Perfecto.

¿Mucho? Hablando en futuro, sin que comprometa su opinión.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Hay cosas interesantes, porque ha habido mucha discusión respecto de la normativa que necesitamos para la transición energética.

En nuestro rol de operador del sistema, recientemente nosotros completamos un estudio de una propuesta para modificar las reglas del mercado mayorista, de manera de asegurar la sostenibilidad financiera de largo plazo en este nuevo escenario.

También, invitamos a la Comisión de Minería y Energía del Senado y de la Cámara para presentar el estudio que nos motiva a ese cambio, pero también en ese estudio se destaca la importancia de la participación de la demanda, y para asegurar la participación de la demanda se requiere revisar la estructura del mercado de distribución.

En septiembre estuvo presente un experto internacional, quien planteó una estructura nueva para el mercado de distribución, la que apunta, básicamente, a separar la gestión de red de la comercialización y a crear el operador de la red de distribución. Este modelo se usa en Europa y son los llamados *Distribution System Operator* (DSO), quienes están a cargo de operar la red de distribución.

El dueño de la red se encarga de hacer la inversión y de realizar la mantención, pero hay un tercero independiente, muy similar a nosotros, que ejecuta la operación. Además, existen agregadores o comercializadores, que permiten gestionar y crear mercados internos que agregan valor al usuario final. Este es un modelo bastante extendido en Europa.

El señor **MULET** (Presidente).- Interesante.

Desde hace veinte años que se viene hablando de la creación de la figura del comercializador. Se lo escuché hace bastante tiempo a Jorge Rodríguez Grossi, cuando fue ministro de Economía y Energía durante el gobierno de Ricardo Lagos.

Entonces, ¿por qué no se avanza? Porque ese tema ha estado en la discusión pública durante muchos años.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, ha habido avances en materia de comercializadores y, particularmente, en lo que se refiere a los clientes no regulados, todo ese bloque de clientes que hoy están entre 5.000 y 500 kilowatts, que han salido a contratar libremente, lo que se hace, básicamente, a través de comercializadores, es decir, empresas que compran electricidad a otros generadores y la comercializan. Además, luego de la resolución o recomendación del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, se debería agregar el bloque de clientes entre 500 y 300 kilowatts.

De hecho, se han presentado propuestas. El gobierno anterior hizo una propuesta de cambio en algunos aspectos de la normativa relativa a la distribución, pero es necesario darle una mirada más integral, para ver todos los elementos que hay que abordar. De hecho, el ministro Diego Pardow mencionó la intención de revisar e ingresar una propuesta de normativa de distribución. El proceso de transición energética requiere revisar eso, pues es la única manera de que la demanda sea un agente activo del mercado y pueda percibir los beneficios de la transición energética, pero si la demanda no participa, no podremos lograrlo.

El señor **MULET** (Presidente).- En nombre de la comisión, agradezco al señor Juan Carlos Olmedo, presidente del Consejo Directivo Coordinador Eléctrico Nacional (CEN); a la señora Bernardita Espinoza, consejera del Consejo Directivo del CEN; al señor Ernesto Huber, director ejecutivo del CEN, y al señor Andrés Pozo, director de la Unidad de Comunicaciones Externas y Relaciones Institucionales del CEN, por haber venido a esta sesión.

Como conclusión preliminar, me parece que el CEN ha cumplido muy bien sus funciones, pues por lo menos el nivel de satisfacción de la demanda de energía es bastante

interesante, no obstante lo ocurrido en los eventos de 2023 y 2024.

No se puede decir lo mismo de la distribución, que no es del ámbito de ustedes, porque en eso tuvimos eventos bastantes graves y que son objeto de investigación por parte de esta comisión. Sin embargo, es claro que, desde la perspectiva de la comisión, parece que la pérdida de tiempo en la entrega de energía ha estado dentro de un marco histórico, por decirlo de alguna manera.

Muchas gracias.

El señor **OLMEDO** (presidente del Consejo Coordinador Eléctrico Nacional).- Señor Presidente, si me lo permite, quiero extender una invitación a los integrantes de la comisión que usted preside, si lo estima necesario y conveniente, para que visiten nuestro centro de control, con el objeto de que conozcan cómo se opera la red eléctrica, si es que ello fuera de utilidad para el trabajo que ustedes realizan.

El señor **MULET** (Presidente).- Claro, valdría la pena.

Tuve la oportunidad de estar en el centro y es muy interesante, por lo que propondré a los demás integrantes de la comisión ir, pues permite ver cómo funciona el sistema. Allí tienen una pantalla gigantesca, de 10 metros por 5 metros, aproximadamente, en que se muestra todo el sistema de generación y transmisión del país.

Creo que valdría mucho la pena, me gustó mucho y uno aprende y, si bien es cierto, no tiene que ver directamente con el objeto de la comisión, uno puede imaginar el aporte a los niveles de seguridad que entrega ese tipo de tecnología, porque, además, está conectada en línea con cada una de las centrales de generación y de transmisión.

Entonces, le propondré a los miembros de la comisión ir y le avisaremos con tiempo.

Muchas gracias.

Por haber cumplido con su objeto, se levanta la sesión.

*-Se levantó la sesión a las 20:52 horas.*

**CLAUDIO GUZMÁN AHUMADA,**

Redactor

Jefe Taquígrafos de Comisiones.