

**SESIÓN 7ª, 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 3 DE MARZO DE 2025, DE 19:15 A 21:00 HORAS.**

**SUMARIO:**

La comisión, en cumplimiento de su mandato, recibió al secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a ejecutivos de la Compañía General Eléctrica (CGE).

## **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 la diputada señora **Marcela Riquelme**, y los diputados señores **Roberto Arroyo**, **Fernando Bórquez**, **Jorge Brito**, **Andrés Celis**, **Benjamín Moreno**, **Rubén Oyarzo**, **Alexis Sepúlveda** y **Cristóbal Urruticoechea**.

Concurren, en calidad de invitados, el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), señor **Marco Antonio Mancilla**, acompañado del jefe del Departamento Eléctrico de la misma entidad, señor **Danilo Zurita**.

Asimismo, asiste el director de Operación y Gestión de Equipos de la Compañía General Eléctrica (CGE), señor **Matías Hepp**, junto a su gerente Regional Centro, señor **Francisco Jaramillo**.

## **III.- ACTAS**

El acta de la sesión N° 5ª, ordinaria, se da por aprobada por no haber sido objeto de observaciones.

El acta de la sesión N° 6ª, ordinaria, queda a disposición de las señoras y señores diputados.

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

Se recibieron los siguientes documentos:

1.- Oficio del Secretario General de la Corporación por el cual comunica que la Sala accedió a la petición de la Comisión para prorrogar el mandato hasta el 17 de marzo.

2.- Excusas de la Gerencia de Relaciones Institucionales, a nombre de don Marcelo Castillo Agurto, Presidente de Enel Chile S.A., a las invitaciones cursadas para asistir hoy y/o mañana, dado que por compromisos previos el Presidente de la compañía no se encontrará en Chile en las fechas de la convocatoria. Quedando a disposición para colaborar en el futuro.

3.- Confirmación de asistencia del señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo, Presidente del Consejo Directivo, Coordinador Eléctrico Nacional, para la sesión Especial citada para mañana martes 4 de marzo a las 08:30 horas.

#### **V.- ORDEN DEL DÍA**

**La comisión, en cumplimiento de su mandato, recibió al secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a ejecutivos de la Compañía General Eléctrica (CGE).**

*\* 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 las presentaciones en power point expuestas.<sup>12</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.camara.cl/prensa/Reproductor.aspx?prmCpeid=4501&prmSesId=79592> el que forma parte integrante de esta acta, en conformidad al artículo 256 del reglamento de la Cámara de Diputadas y Diputados.*

---

<sup>1</sup> [https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=340630&prmTipo=DOCUMENTO\\_COMISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=340630&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION)

<sup>2</sup> [https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=340667&prmTipo=DOCUMENTO\\_COMISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=340667&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION)

## VI.- ACUERDOS

Se adoptaron los siguientes acuerdos durante la presente sesión:

- Reiterar la invitación a ENEL para la sesión del próximo lunes 10 de marzo.

\*\*\*\*\*

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>3</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 21:00 horas.

ROBERTO FUENTES INNOCENTI  
Abogado Secretario de la Comisión

---

<sup>3</sup> Disponible en: <https://www.camara.cl/prensa/Reproductor.aspx?prmCpeid=4501&prmSesId=79592>

**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 7ª, celebrada en lunes 3 de marzo de 2025,  
de 19:15 a 21:00 horas.

Preside el diputado señor Jaime Mulet.

Asisten la diputada señora Marcela Riquelme, y los diputados señores Roberto Arroyo, Fernando Bórquez, Jorge Brito, Andrés Celis, Benjamín Moreno, Rubén Oyarzo, Alexis Sepúlveda y Cristóbal Urruticoechea.

Concurren, en calidad de invitados, el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), señor Marco Antonio Mancilla, acompañado del jefe del Departamento Eléctrico de la misma entidad, señor Danilo Zurita.

Asimismo, asiste el director de Operación y Gestión de Equipos de la Compañía General Eléctrica (CGE), señor Matías Hepp, junto a su gerente Regional Centro, señor Francisco Jaramillo.

**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 4<sup>a</sup> se declara aprobada.

El acta de la sesión 5<sup>a</sup> queda a disposición de los señores diputados y 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.

Sugiero reiterar la invitación a ENEL para la siguiente sesión, que sería el próximo lunes 10 de marzo, porque creo que es importante tener su versión de los hechos antes del cierre de esta comisión investigadora.

¿Habría acuerdo?

**Acordado.**

Ofrezco la palabra sobre puntos varios.

Ofrezco la palabra.

La presente sesión tiene por objeto recibir a los representantes de la Comisión Nacional de Energía (CGE), su secretario ejecutivo, señor Marco Antonio Mancilla, acompañado del jefe del Departamento Eléctrico, señor Danilo Zurita.

Muchas gracias por asistir. Sean bienvenidos.

Luego, vamos a recibir a los representantes de la Compañía General de Electricidad (CGE), al director de Operaciones y Gestión de Equipos, señor Matías Hepp, y al gerente Regional Centro, señor Francisco Jaramillo.

El objeto de esta sesión tiene que ver fundamentalmente con los cortes de energía eléctrica que sufrió el país durante 2024, particularmente en agosto y otros ocurridos en marzo, si mal no recuerdo.

Tenemos dos invitados, por lo que vamos a repartir el tiempo de intervención. Son las 19:30 horas y tenemos plazo hasta las 21:00 horas para cerrar la sesión, de manera que nuestros invitados podrán exponer por 20 minutos y luego de ello los diputados podrán formular sus preguntas; lo mismo para los representantes de la Compañía General de Electricidad (CGE).

Tiene la palabra el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Señor Presidente, agradezco la invitación y, por su intermedio, al resto de los diputados integrantes de la comisión investigadora.

Vamos a hacer una presentación explicando el contexto regulatorio de la distribución eléctrica en Chile. En particular, vamos a abordar cuatro puntos, por lo que trataré de ir relativamente rápido para lograr hacerlo en el tiempo asignado.

Primero, vamos a abordar cómo está regulado el servicio público de distribución; luego, vamos a referirnos al proceso de valor agregado de distribución, que es el que define las tarifas del servicio y, a continuación, vamos a abordar lo relativo a cómo se regula la calidad de servicio para esta actividad en Chile y, finalmente, vamos a terminar hablando sobre la norma técnica de calidad de servicio vigente, que es la de 2024.

Antes de ir al fondo de lo que nos convoca, cabe señalar que la lámina en pantalla es para distinguir bien los distintos segmentos del sector eléctrico chileno.

Si bien estamos abordando el tema de cortes ocurridos a nivel de distribución, cabe recordar que el servicio eléctrico en Chile consta de tres segmentos: la generación, que es donde se produce la electricidad, que es un mercado en competencia basado en precios libres; la transmisión, que son las líneas

de alta tensión que cruzan el país, que también es privada, sin embargo, como es un monopolio natural, está sujeta a regulación de precios. Tiene regulaciones de acceso abierto e inversiones obligatorias. Finalmente, la distribución, que es lo que nos convoca, también es un negocio privado y un monopolio natural y, por lo mismo, tiene precios regulados y calidad de servicio regulado, y a diferencia de la transmisión, en este segmento no hay obligaciones de inversión, lo decide libremente cada compañía. Obviamente, todos abastecen a los distintos tipos de clientes, tanto libres como regulados.

Hay un contexto institucional donde está el Ministerio de Energía como órgano rector político; la Comisión Nacional de Energía (CNE) como el regulador técnico del Estado; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, como el organismo fiscalizador del Estado, y hay una instancia paralela llamada Panel de Expertos, que resuelve una serie de controversias entre los distintos actores que acabo de nombrar.

Por ahora nos vamos a concentrar en el servicio de distribución eléctrica. De acuerdo a la ley, este es un servicio público sujeto a concesiones, con obligaciones de servicio dentro de su área concesionada. Como es un servicio público monopólico, la calidad de servicio está regulada actualmente en una norma técnica que dicta la Comisión Nacional de Energía, antiguamente estaba el Reglamento Eléctrico, decreto N° 327. Las tarifas de este servicio son reguladas cada cuatro años, por medio de un proceso que se llama Valor Agregado de Distribución, también conocido como VAD.

Si bien este no es el foco de lo que se está investigando acá, que son los cortes y las *performances* o gestión de las compañías distribuidoras en el evento del año pasado, creo que es importante entender cómo se tarifica este segmento, porque ha habido toda una discusión en torno al modelo tarifario que tiene la distribución en Chile. Se tarifica a costo medio eficiente, no a cada empresa en particular, como ocurre en el

mundo de las sanitarias. Aquí, lo que se tarifica es una empresa modelo, no las empresas reales. Se usan algunas empresas reales como referencia, pero solo para efectos técnicos. Se tarifica una empresa modelo por cada área típica de distribución, lo que aparece como ATD en la lámina. Son doce áreas típicas, en particular.

La rentabilidad se determina para toda la industria, no por empresa. La ley establece una banda de rentabilidad garantizada para toda la industria, de tal forma que se corrige si las tarifas no están dentro de esa banda o no permiten una rentabilidad de ese tipo.

En 2019 se modificó la ley eléctrica en lo que concierne a la tarificación de la distribución, pero no se cambió la metodología, los aspectos técnicos, sino que se cambió el procedimiento, la etapa procedimental para la fijación tarifaria, y se homologó al estándar de otros servicios regulados.

Para eso, se lleva a cabo un estudio de costos, que es licitado por la Comisión Nacional de Energía y supervisado por un comité donde participan el ministerio, la Comisión Nacional de Energía y representantes de las empresas. El estudio de costos lo hace un consultor externo. Este determina la base de los costos eficientes de una empresa modelo. Las bases técnicas para ese estudio también están sujetas a observaciones y todo este proceso es discrepable ante el Panel de Expertos.

Por lo tanto, no es el Estado, el regulador o el que termina definiendo las tarifas. Si bien el decreto viene desde Ministerio de Energía, en la etapa intermedia hay distintas instancias de participación de las mismas empresas y de definición de discrepancias por parte de un ente imparcial externo.

El concepto de áreas típicas de distribución es muy relevante porque, como les decía, lo que aquí se tarifica no son las



empresas, sino las empresas modelos teóricas, que actúan dentro de ciertas áreas típicas de distribución; de hecho, la definición del área típica está en la presentación, y tiene que ser un área donde los costos de distribución de la electricidad sean similares. Esto lleva, por ejemplo, a que actualmente, después del último proceso tarifario, tengamos 12 áreas típicas, donde están incorporadas 28 compañías distribuidoras reales. Así, el área típica 6 cuenta con cinco empresas reales que tienen la misma tarifa. Entonces, aunque actúen en lugares geográficos diferentes, todas tienen la misma tarifa. Esa la tarifa que se define para la empresa modelo, la que actúa en el área 6. Lo mismo con el resto de las compañías.

Entonces, puede haber un caso, como el del área 11, donde la empresa Sasipa, que es la que distribuye en Isla de Pascua, tiene la misma tarifa que Crell, que distribuye en Puerto Varas, porque, insisto, no se tarifican empresas reales sino empresas modelos teóricas eficientes.

En la lámina hay un detalle más extenso de dichas distribuidoras. Actualmente, son 28 las que están sujetas a tarificación y son muy disímiles entre ellas.

La empresa CGE es la mayor de Chile, con más de 3 millones de clientes. Enel tiene 2 millones de clientes y hay otras muy pequeñas, muy recientes, como Desa, que está en Arica, la cual, al momento de elaborar la tabla sobre el proceso tarifario, tenía solamente 218 clientes.

Todas las distribuidoras son tarificadas mediante el proceso de valor agregado de distribución (VAD), que está normado por ley, y como les decía, basado en una empresa modelo que determina los distintos costos, tanto fijos como de inversión, mantención y operación. Todos ellos son costos eficientes en que debería incurrir una empresa de este tipo, incluyendo las pérdidas que ocurren en las líneas, que también son relevantes en el mundo eléctrico.

Para precisar mejor aún, la empresa modelo es una empresa que está diseñada ópticamente para prestar exclusivamente el servicio público en el área típica definida, satisfaciendo las siguientes condiciones, que esencialmente es lo mismo que dice la ley eléctrica: La empresa modelo debe cumplir con las normas de calidad de servicio, es decir, hay una vinculación entre lo que se define como calidad de servicio normativamente y lo que finalmente va a tarifa.

Las instalaciones de la empresa modelo son adaptadas a la demanda durante todo el horizonte de planificación, utilizan una política eficiente de inversiones y de gestión, operan en el país, obviamente. La empresa modelo es completamente nueva. Inicia operaciones al comienzo del período tarifario. Es decir, es una entelequia teórica ideal. Así está estructurada la ley eléctrica desde 1980.

En cada proceso tarifario se arman varias empresas modelos, una por cada área típica, completamente nueva. No tienen historia, no tienen instalaciones antiguas, son nuevas, con la tecnología más eficiente vigente.

Para dar un ejemplo muy coloquial, la mayoría de las empresas reales tiene mucho cableado de cobre; en cambio, las empresas modelos, en los últimos procesos tarifarios, todas tienen cables de aluminio. No tienen cables de cobre, porque el aluminio es más barato. Quizás hace treinta años, cuando estas empresas estaban funcionando, el estándar era el cobre; hoy es el aluminio.

Entonces, hay diferencias, como las que les nombré. Hay muchas diferencias entre lo que la empresa modelo contiene, como fue diseñada, y lo que las empresas reales hacen o las instalaciones que tienen.

Obviamente, la empresa modelo tampoco está en el aire. Tiene que cumplir con una serie de restricciones, que son las mismas de las empresas reales. Es decir, tiene que cumplir con el

trazado geográfico de las calles que hay en las ciudades, los cuales se toman como referencia, con la ubicación de los clientes y luego de eso se diseña completamente una red desde cero.

Ese estudio lo hace el consultor y dura un buen tiempo, con una proyección de demanda, con costos unitarios eficientes, con distintos módulos constructivos, considerando también las pérdidas. Es un proceso altamente técnico, donde finalmente se diseña y dimensiona una empresa modelo para cada área típica, con los costos más eficientes posibles.

Luego se verifica que esa empresa, tal como está diseñada, cumpla con las normas de calidad del suministro, calidad de servicio. Está la norma técnica. Se corren modelos de simulación. Se les incorporan fallas y tiempos de falla a la empresa modelo y se verifica si, tal como está diseñada, es posible que cumpla con las normas de calidad de servicio o no; si no, se les incorporan más inversiones o más costos como, por ejemplo, cuadrillas, grupos electrógenos, se sotierren sus redes; se hace toda una simulación de lo que debiese hacer esa empresa modelo para cumplir con las normas técnicas.

En resumen, para mostrar bien el correlato, estas son las diferencias entre la empresa real y la empresa modelo, y el cumplimiento de las normas técnicas. Las empresas reales, las 28 distribuidoras que nombré, deben cumplir con las normas de calidad de servicio, sí o sí, porque esas normas están estipuladas y fueron diseñadas para que las cumplan y si eventualmente no las cumplen, hay sanciones de parte del fiscalizador, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). A su vez, la empresa modelo, como también cumple las normas técnicas, la tarifa que se les paga a las compañías reales incorpora la posibilidad, obviamente, de cumplirlas.

Puede haber toda una discusión técnica durante el proceso sobre si la empresa modelo está bien contextualizada, si le

falta alguna cosa o algún costo y, para eso, justamente, todo el proceso tarifario tiene una instancia de participación de las propias compañías. Todo esto se discute, pero para todos los efectos, una vez que se define la tarifa, será la suficiente para pagar la calidad de servicio que se les va a exigir a las empresas reales.

Obviamente, cuando se definen normas técnicas hay que tener ojo, porque las exigencias de calidad de servicio, eventualmente irán a tarifa. La empresa modelo debe cumplir con las exigencias; por lo tanto, si uno se pone muy exigente y quiere estándares *premium*, cuando eso se cuantifique técnicamente, obviamente, va a salir más caro.

Entonces, ahí hay un *trade-off* fino, que hace el regulador, en este caso la Comisión Nacional de Energía, buscando el adecuado equilibrio.

Hay una cosa que es relevante. Si bien la empresa modelo, está diseñada con cierta infraestructura, con ciertas inversiones, con ciertos costos de operación, con cierto número de cuadrillas, nada de eso es exigible directamente a las compañías distribuidoras reales, porque la normativa chilena no se basa en la exigencia de inversiones. Todas las inversiones que uno determina en la empresa modelo no son obligatorias para las empresas distribuidoras. Estas son libres de invertir en eso y en otras cosas, porque, por lo demás, la empresa modelo es distinta a ellas. Lo que la normativa chilena les exige a las compañías distribuidoras son resultados, basados en *performances*, en desempeño. Deben cumplir con las normas de prestación de servicios. Ahora, cómo, lo haga, es una decisión de cada compañía individual.

Una de las diferencias es que la empresa modelo, por ser nueva, por partir desde cero, no tiene infraestructura antigua como las empresas reales. La empresa modelo es muy nuevita, funciona muy bien y las empresas reales tienen instalaciones desde hace 20, 30 o más años, por lo cual, eventualmente, va a

tener costos de mantención, y las empresas reales tendrán que cuidar de que esa infraestructura igualmente pueda prestar el servicio de acuerdo a las normas vigentes.

Muy rápidamente, en términos de la tarificación, hablaré del valor agregado de distribución (VAD). Como les decía, en 2019 hubo una modificación legal que volvió el proceso bastante más complejo que el que acostumbraba tener la industria de distribución chilena durante cuarenta años. Por primera vez hubo un estudio único, supervisado por todas las partes y eso, obviamente, produjo muchas diferencias.

De hecho, hubo casi 900 observaciones, 859, al estudio que hizo el consultor. Hubo muchas discrepancias también en el Panel de Expertos. El proceso tomó mucho tiempo, más que el que correspondía. Partió en 2020, en la administración anterior, tanto del Ministerio de Energía como de la Comisión Nacional de Energía.

Cuando, en lo personal, me tocó asumir la subrogancia del servicio y luego la titularidad en marzo de 2022, lo que hicimos fue darle curso progresivo a un proceso que estaba con dos años de atraso.

Finalmente, este informe técnico de la CNE salió en octubre del año 2023 y pasó todas las demás etapas. Ya está el decreto y entiendo que está vigente, con modificaciones legales que se hicieron hace poco. Está listo para la toma de razón y el resultado fue el que se muestra.

Las tarifas, en promedio, en la tabla del centro, a moneda del mismo año, prácticamente se mantuvieron inalteradas. Así, la cuenta tipo varió, por efecto de distribución, cerca de un 0,2 por ciento.

Ahora, ahí hay un tema. Las tarifas estaban congeladas, por lo tanto, hubo muchos años de congelamiento y atraso tarifario. Hubo un efecto inflacionario del IPC y del dólar que hizo que, finalmente, las tarifas subieran en promedio un 8,8 por ciento

y no el 0,2 por ciento que mostré, que fue el resultado del proceso técnico de la CNE, pero eso fue por un tema de atraso.

La calidad de servicio de distribución está establecida en la ley eléctrica. Obviamente, como es un servicio monopólico, su calidad de servicio está regulada. Originalmente se hacía a través de un reglamento eléctrico y, desde el año 2017, se hace mediante norma técnica de calidad de servicio para el sistema de distribución, que es una atribución de la Comisión Nacional de Energía y, obviamente, la ley establece que tanto las empresas reales como las empresas modelos deben cumplir dicha norma técnica.

La calidad de servicio tiene tres aspectos: comercial, calidad de producto y calidad de suministro, y, como les decía, esta norma de 2017, que es la que estaba vigente hasta el proceso tarifario anterior, reemplazó las disposiciones del reglamento eléctrico.

Para efectos relevantes, en términos de lo que estamos hablando en esta comisión, la calidad del suministro es la que mide cómo el servicio se presta en materia de continuidad de servicio a los clientes.

La norma establece distintos estándares globales, que en términos técnicos se llaman Saidi y Saifi, e individuales (TIC/FIC).

La política histórica de fiscalización de la superintendencia es que, si no se cumple con los estándares globales, los Saidi y Saifi, por comuna, que miden el número de interrupciones y la duración de estas, las compañías son sancionadas, y todos los años hay sanciones de manera recurrente.

En cambio, los estándares individuales, que son a nivel de cada cliente en particular, son sujetos de compensaciones; si se supera el estándar, las compañías distribuidoras deben compensar. Además, la norma establece otras obligaciones también de mantenimiento, entre otras cosas.

La calidad comercial, que es la atención al público, tiene que ver con la respuesta ante eventos extraordinarios, con reposiciones de suministro cuando se corta por morosidad, por ejemplo; con los *call centers*, que fue algo que, según entiendo, generó polémica, por los llamados que hacían el público, los consumidores. Hay normas respecto de cuánto es el tiempo en que pueden tardar en responder, y todo eso está en la norma técnica.

Asimismo, hay otras disposiciones de calidad que son mucho más técnicas, que tienen que ver con el producto de electricidad, distorsión armónica, factor de potencia y otros conceptos de ese tipo.

En el año 2022, se revisó la norma técnica vigente; de hecho, fue la norma que se ocupó para efectos de tarificar a las empresas, y las tarifas vigentes estaban con la norma de 2017, que fue modificada en 2019. Como dije, en 2022, esta norma se revisó porque la misma normativa establece que cada vez que se hace un proceso tarifario nuevo hay que revisar la norma para adecuarla a la realidad tecnológica, para revisar algunos problemas que haya habido en el pasado, para ver cómo las empresas la están cumpliendo, etcétera.

Entre 2022 y 2024, en un proceso totalmente participativo, con todas las empresas, académicos y expertos, se discutió y se emitió un nuevo documento el año pasado. Esto es relevante, porque esta versión de la norma es la que estaba vigente al momento de los cortes de agosto. Por lo tanto, cuando la superintendencia tiene que ir a comparar la *performance* de las compañías con la normativa, debe compararla ahora con esta versión.

Se hicieron varias adecuaciones en términos de tecnología, en términos de calidad comercial; se aumentaron las exigencias, incluso se les obligó a las compañías a tener oficinas de atención presencial al público, porque algunas ya las estaban eliminando; se les obligó a tener medidores inteligentes -lo

que en la diapositiva aparece como UM SMMC- para electrodependientes y para consumos críticos, lo que ahora es muy relevante porque permite identificar cómo está el servicio para los clientes.

En términos de calidad de suministro se aumentaron las exigencias, y eso lo veremos a continuación.

Como les decía, la norma establece exigencias de calidad globales en cuanto a tiempos de interrupción promedio anual (Saidi) y en tiempos del número de interrupciones promedio anual (Saifi) -siglas en inglés-. Se establecen para cada tipo de comuna dependiendo de su densidad de habitantes, porque no tienen la misma exigencia. Además, la norma establece indicadores individuales para cada cliente, tiempos de interrupción promedio anual por cliente (TIC) y frecuencia de interrupciones por cliente (FIC), que establecen el máximo admisible.

Como mencionaba anteriormente, estos indicadores individuales son el *benchmark*, para efectos de definir si hay que compensar, y los indicadores globales -Saidi y Saifi- son verificados anualmente por la superintendencia para definir si se aparta de la norma; si se aparta, se le sanciona; si no, está todo *okay*.

En la última modificación, efectuada el año pasado, se incrementaron las exigencias; en particular, en los indicadores de frecuencia de interrupciones, tanto globales como individuales, se aumentaron las exigencias, se permiten menos interrupciones anuales; sin embargo, los indicadores de tiempo de duración se mantuvieron inalterados.

La mayor exigencia se hará efectiva a partir de 2026, porque se les da un tiempo de adaptación a las compañías.

Además -esto es muy relevante-, a nivel de indicadores individuales se incorporó una nueva exigencia, un porcentaje mínimo de clientes respecto de los cuales no debe superarse el



umbral individual, porque si bien al superarse el umbral siempre se va a compensar -esto no está en discusión-, no había una exigencia respecto de cuántos clientes podían superar ese umbral. De hecho, en la práctica, las compañías reales tenían superaciones de ese umbral muy importantes, entre el 78, 80, 85, 90 por ciento lo cumplían, y el diferencial de 5, 10, 15, 20 por ciento, dependiendo de las compañías y de las comunas, superaban el umbral individual.

Obviamente, todas compensaban -no hay problemas con eso-, son muchas compensaciones, pero no había una exigencia. Ahora, además del Saidi y Saifi, desde el año pasado, hay una exigencia de un promedio mínimo individual que también va a ser sancionado por la superintendencia, de tal forma que, además de compensar, puede haber sanciones.

En términos de compensaciones, se mantuvo prácticamente inalterado, pero se precisó muy bien que la superación del estándar individual es la que da derecho a las compensaciones del artículo 16 B de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y son las compensaciones que han estado en discusión últimamente, que son las sectoriales, las de la ley eléctrica. Hay otras compensaciones, obviamente, como las relacionadas con el Sernac y de otro tipo, pero están fuera del ámbito del que nosotros trabajamos. En cuanto a la parte eléctrica, son las del artículo 16 B de la ley N° 18.410, y quedó muy precisado ahora en la norma que la superación del estándar individual da derecho a las compensaciones.

Acá -en la diapositiva- hay un detalle más técnico, aparecen los números que ahora están vigentes respecto de la exigencia, y ustedes pueden ver que en el caso de los del Saidi se mantuvieron prácticamente iguales -las dos últimas columnas son iguales-, mientras que en el Saifi se rebaja la frecuencia permitida, o sea, puede haber menos interrupciones por año para

cada uno de los tipos de comunas, dependiendo de la densidad de habitantes.

Hay otros indicadores -que están abajo- que son mucho más técnicos, que no son relevantes, porque además no son exigibles en términos de si se supera se penaliza, sino que, por ahora, son referenciales.

Sucede lo mismo con el nivel individual, donde se ve que el TIC, es decir, los indicadores de duración promedio admisible por cliente, se ha mantenido para cada uno de los tipos de comunas. En cambio, el FIC, es decir, el número de cortes al año por cliente, se ha hecho más exigente, y acá -arriba, a la derecha de la diapositiva- está la nueva exigencia de un nivel promedio mínimo de indicadores individuales que deben cumplir las compañías; de hecho, estos promedios son más altos que lo que en la práctica ha ido ocurriendo en los últimos años.

Por lo tanto, las compañías ahora tienen una exigencia adicional y van a tener que irse poniendo al día.

Eso es todo por mi parte. Espero haberles entregado un panorama sobre cómo funciona la distribución eléctrica desde el punto de vista técnico-regulatorio, tanto en tarifas como en calidad de servicio.

El señor **MULET** (Presidente).- Muchas gracias por su exposición.

Ofrezco la palabra a los diputados para que hagan preguntas.

Tiene la palabra la diputada Marcela Riquelme.

La señora **RIQUELME** (doña Marcela).- Señor Presidente, por su intermedio agradezco la clara exposición.

Voy a hacer la típica pregunta que suelo hacer y que he venido haciendo desde hace mucho tiempo, desde que he podido informarme y aprender un poco más sobre el sistema.

Este avatar de la empresa modelo, que es un modelo hipotético, ideal -valga la redundancia-, a lo mejor, en su momento, en los años 80 pudo haber sido un *boom* dentro del espectro o de la forma de las exigencias de los servicios públicos, pero no sé si es un modelo que está obsoleto en el mercado. A lo mejor, la tendencia mundial apunta a otra cosa; no lo sé, lo pregunto con real curiosidad.

Creo que la exigencia de una empresa modelo parece fantástica, sobre todo si pensamos en un servicio público, pero veo un nivel de incumplimiento igualmente importante. No podría decir, por ejemplo, que la norma técnica es poco ambiciosa, o que la Comisión Nacional de Energía (CNE) no ha regulado o restringido los diferentes espacios que se forman; sin embargo, aun así, veo que hay un nivel importante de incumplimiento.

Entonces, le pregunto a usted, que sabe mucho al respecto, ¿cuál es su opinión sobre el avatar de la empresa modelo?

Muchas gracias, señor Presidente.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Marco Antonio Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Señor Presidente, el esquema de empresa modelo nació en Chile en 1982 y fue replicado en varios otros países, especialmente latinoamericanos. Al mismo tiempo, en esa época nació en Inglaterra un esquema similar de "precio techo"; de hecho, la evolución regulatoria técnica en el mundo ha ido más por el modelo inglés.

La empresa modelo, tal como se conceptualizó en Chile en los años 80, se ha implementado más que nada en Chile y en algunos otros países latinoamericanos, pero el mundo ha ido evolucionando hacia un esquema de *price-cap*, en términos técnicos, más al estilo inglés-europeo. Estos son hechos, ni siquiera son opiniones. Hace poco, a propósito del mercado del gas, el Ministerio de Energía encargó un estudio para analizar la regulación del gas, en el que distintos expertos, algunos de los cuales han estado en esta corporación, opinaron que, en

general, la empresa modelo ya no estaba cumpliendo el rol para la realidad chilena.

Esa es la opinión técnica, al menos, de esos expertos.

La empresa modelo tiene muchas virtudes; especialmente, fomenta la eficiencia, lo que permite la aplicación de tarifas bajas, o tal vez adecuadas al servicio que se presta. Sin embargo, las mismas compañías privadas han hecho ver algunas falencias, que fueron ratificadas por esos expertos. Por ejemplo, como se rehace desde cero cada cuatro años, cuando una compañía privada invierte con un plazo de inversión de 20, 30 o 50 años, no tiene certeza de si esa inversión se le va a reconocer, tal cual, a los cuatro años siguientes.

Eso es un hecho. Ojo ahí, pues, por otro lado, el esquema de la empresa modelo también tiene una incertidumbre para los consumidores, porque, como les decía, las inversiones o los costos eficientes que se definan para la empresa modelo no son obligatorios para las compañías reales. Por lo tanto, en la tarifa pueden estar incorporados determinados costos de inversión y de operación eficiente, número de cuadrillas y cables de última generación, pero puede que no se hagan, porque las empresas son libres de hacerlo.

No me compete discutir las decisiones corporativas que toman las diferentes compañías; algunas, efectivamente, hacen muchas inversiones, otras, hacen menos, y ha habido algunos casos extremos de compañías que han invertido muy poco, pero eso está en tarifas. Entonces, también hay una contrapartida de la empresa modelo, que es algo que también les da cierta incertidumbre a los usuarios. Por eso es que se ha optado más por esquemas en los cuales se verifiquen inversiones *ex ante*, se validen esas inversiones por parte de los reguladores y, después, que esas inversiones de las compañías se traspasen a las tarifas, siempre y cuando sirvan, es decir, que sea verificable que esas inversiones lograron, por ejemplo, mejorar la calidad del servicio. Se

traspasan a las tarifas, siempre y cuando se compruebe *ex post* que efectivamente la calidad de servicio mejoró. Si no mejoró, no se traspasa la inversión a las tarifas, al menos íntegramente, porque eso tiene que tener un correlato regulatorio, de lo contrario, se podría autorizar muchas inversiones que, finalmente, no traerían beneficios a los usuarios.

La arquitectura fina de eso es compleja, pero es perfectamente factible de hacer, aunque toma tiempo. Entiendo que el ministro de Energía también ha dicho que esta es una de las prioridades que hay que abordar.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el diputado Jorge Brito.

El señor **BRITO**.- Señor Presidente, por su intermedio, saludo a los representantes de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a los otros expositores.

Ha sido muy interesante la presentación, pero tengo algunas dudas y consultas.

También, por deformación profesional, como ingeniero, he aprendido que los sistemas eléctricos, al igual que las finanzas, son exactos, por lo menos en relación con el diseño de los sistemas eléctricos, y cuando uno analiza la situación del sistema eléctrico nacional, me parece que los niveles de cumplimiento y de confiabilidad destacan dentro de la región, además del de continuidad sin interrupción del servicio, más allá de los últimos eventos que se están investigando y que vamos a seguir de cerca. Sin embargo, en esta situación en particular, quiero poner el foco en la metodología de fijación de precios y retomar al tema de la empresa modelo.

En 2019, a raíz del aumento del costo de la vida, se presentaron varias iniciativas que buscaban paliar ese problema y logramos tramitar un proyecto de ley para limitar las utilidades de las empresas distribuidoras de electricidad, bajando las utilidades mínimas garantizadas del 10 por ciento a un rango entre el 6 por ciento y el 8 por ciento.

Ese número alimenta el modelo de costos de la empresa modelo, pero uno se pregunta por qué ese nivel de utilidades.

Revisé las actas de cuando se definió aquello y se consideró como supuesto el retorno de la inversión en 15 años. Entonces, ahí hay algo que no me cuadra, porque cuando uno analiza en economía los mercados y los monopolios naturales, dentro de los que están las eléctricas, ningún retorno de la inversión es a 15 años, porque la inversión en infraestructura tiene una vida útil mayor, a pesar de los costos de mantención que van en aumento, y como usted señaló, respecto de la inversión de las empresas de distribución, el fuerte siempre son inversiones que tienen incluso 30 o 40 años de data, cuando el controlador no era ni siquiera un privado, sino que era el Estado.

En consecuencia, si bien algunos han intentado partir por la discusión de propiedad, yo partiré por la discusión del modelo de gestión y no el de la propiedad, dado que, respecto de esta última, sea pública o privada, el modelo podría ser ineficiente.

En ese contexto, me pregunto qué iniciativas podemos impulsar para disminuir el costo para los usuarios, y lograr un modelo y una metodología más apegados a la realidad

¿Por qué sostengo que no está apegado a la realidad? Por el simple hecho de que, al analizar el estado financiero de las empresas, se recoge que, todas las distribuidoras, las de transmisión o las generadoras, registran importantes utilidades, que están por sobre la utilidad estimada en la metodología de la empresa modelo, porque el 8 por ciento de utilidades garantizadas a las empresas de distribución ya está considerado dentro de la empresa modelo.

En la práctica, lo que quiero decir -y corrijame si estoy equivocado- es que de lo único que se obtienen las utilidades de la empresa es de las tarifas eléctricas, por lo que es posible colegir que las tarifas están sobreestimadas por el desempeño y los resultados financieros de las compañías. Es

decir, las empresas generan utilidades a partir del precio y de la cantidad de watts que venden, por lo que, si el resultado es mucho mayor al esperado, incluso por el Estado, algo se está estimando mal, y como todo lo que sale, entra por algún lado, se podría pensar que el precio de producción de la energía que estamos estimando es mayor.

Por eso, en resguardo del interés público de nuestro país, más como chileno y como padre de familia, que tiene que pagar cuentas en su hogar, ¿cómo podemos lograr que el modelo esté más apegado a la realidad y, de esa manera, disminuir los costos de electricidad para las familias?

Creo que nuestro sistema, en cuanto a la continuidad del servicio, si uno lo analiza comparativamente, es el mejor sistema eléctrico de la región. Tenemos las empresas eléctricas con mayores utilidades, quizás no son las que más tienen, pero sí de la mitad para arriba. Entonces, ¿qué podemos hacer para que esas utilidades no sigan siendo a costa del bolsillo de las familias chilenas?

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Marco Antonio Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Señor Presidente, ¿qué podemos hacer? Hay cosas que claramente están fuera de nuestro ámbito como organismo técnico regulador del Estado; lo que le corresponde a la CNE es aplicar la normativa que se encuentre vigente. Por eso mencioné que hay estudios y análisis que señalan que uno podría cambiar el modelo regulatorio y, efectivamente, eso se puede hacer; de hecho, al respecto, hay varias ideas, pero es una iniciativa de política pública, un cambio legislativo, que es algo que tramitan los ministros o el Poder Ejecutivo, el Presidente de la República y, por tanto, cualquier cosa que uno quiera cambiar de este modelo debe hacerse por la vía legislativa.

Sin perjuicio de lo anterior, la normativa o regulación actual le encarga a la CNE ser el organismo técnico que defina las tarifas. Luego, esto se le informa al ministro para que

emita el decreto -después de todo el procedimiento que les comenté, con el Panel de Expertos, etcétera-, y en ese ámbito, nosotros, como ente regulador -institucionalmente, la CNE existe desde el 1978, y viene tarifando desde 1980, con distintas administraciones-, tenemos la misión de precaver que las tarifas sean correctas y eficientes.

Por lo mismo, ponemos mucho empeño en que la empresa modelo refleje tarifas eficientes. De hecho, gran parte de la discusión que hemos tenido con las compañías -como con la CGE, que está acá y todas las demás- tiene que ver con que tenemos un cierto criterio técnico respecto de lo que es eficiente. Eventualmente, es posible que las compañías no estén de acuerdo y pidan un valor más alto, y si finalmente no hay acuerdo, eso se dirime con un Panel de Expertos, y tenemos la obligación de tener rigor técnico, para que cuando lo vea el Panel de Expertos, la opinión de la CNE sea la que prevalezca en las tarifas y no la de la contraparte, obviamente.

En ese sentido, hacemos el máximo esfuerzo para que estas tarifas sean eficientes, y cuando digo eficientes, hay que tener cuidado, porque tampoco se trata de que sean las más bajas posibles. Lo digo responsablemente, Como regulador. Es cierto que todos nos gustaría tener tarifas cero, gratis o muy baratas, pero eso crea un problema en el desarrollo de la industria, porque uno no puede poner una tarifa que haga que las compañías privadas, que legítimamente requieren tener ingresos, no puedan solventarse o subsistir. Entonces, hay que tener mucho cuidado con eso.

Respecto de la rentabilidad que usted mencionaba, como la CNE tarifica una empresa modelo, en principio, desconocemos el detalle de las utilidades que cada una tiene anualmente. Ese aspecto no está en el ámbito nuestro, pero cuando se hace la tarificación, es decir, cuando se definen las tarifas, la ley establece una exigencia de chequeo de rentabilidad de toda la industria. O sea, tenemos que ver si con esas tarifas que



definió el regulador, que va a definir un ministro en un decreto, la industria obtiene una rentabilidad razonable, y razonable está definido en la ley; está definido cuál es el *benchmark* y el rango, y esa validación se hace, siempre se hace, porque si no está dentro de ese rango la ley exige que las tarifas sean corregidas. Si las tarifas superan el rango, es decir, son muy altas, nos encontraríamos frente a lo que usted señala, que se estaría dando mucha utilidad a las compañías. La ley exige que las tarifas sean corregidas a la baja, y al revés, si por alguna razón las tarifas quedan muy bajas, más bajas que el límite inferior de la banda, hay que subirlas.

Lo anterior no nos ha pasado, porque siempre las tarifas se encuentran dentro de la banda y, en promedio, tiene un valor razonable, porque la ley chilena establece un chequeo de rentabilidad por industria. Eso no significa que todas tengan iguales utilidades. Hay algunas que pueden tener mejores y mayores, y otras pueden que tengan muy pocas utilidades; incluso, algunas pueden alegar que tienen pérdidas. El sistema está diseñado de esa forma, de manera que eso sea un incentivo para que las empresas que tienen bajas utilidades mejoren su eficiencia y abaraten sus costos para que no tengan bajas utilidades. Pero, la industria como tal, en los procesos tarifarios que se han hecho en los últimos años, tienen una rentabilidad razonable, la que establece la ley.

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

El señor **BRITO**.- Muchas gracias por la explicación, que ha sido muy pedagógica.

Sin embargo, le solicito que nos remita los informes que han llegado a esa conclusión en el último tiempo.

Le consulto también si cuando se habla de industria se separa generación, transmisión de distribución o se consideran a todas por igual.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Señor Presidente, podemos remitir todos los antecedentes técnicos de los procesos de verificación de rentabilidad, que son obligatorios.

Aclaro que, al menos en lo que yo he mostrado, estamos hablando del proceso tarifario de la distribución. Esto está separado de los otros negocios que algún grupo empresarial pueda tener. De acuerdo con la norma chilena, hay cierto grado de integración posible -no completa- por lo que, perfectamente, puede tener utilidades grandes, menores o bajas en otros negocios. Esto es solamente distribución. De hecho, en la modificación a la ley de 2019, se estableció que tenía que ser de giro único, justamente para precaver que no haya otros negocios metidos en el mundo de la distribución eléctrica que, finalmente, contaminen o ensucien el proceso tarifario. Entonces, todo eso está bien despejado. Esto es exclusivamente el servicio público de distribución.

Por eso, cuando uno ve los estados financieros, sobre todo de grupos empresariales que tienen hartos brazos en distintos ámbitos, hay que tener cuidado en cuanto a conocer de dónde están obteniendo las ganancias, si las tienen.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el diputado Rubén Oyarzo.

El señor **OYARZO**.- Señor Presidente, muy buenas noches a todos los presentes.

Por mi formación como contador auditor me asalta una duda. A propósito del corte de luz que afectó a más del 98 por ciento de los chilenos y chilenas, me llama mucho la atención lo siguiente. Hay un informe que salió a la luz pública sobre una auditoría o fiscalización que se hizo el año 2020, que daba

cuenta de muchas falencias de la central que generó el corte masivo de luz. Sin embargo, en 2019, ese mismo informe no presentaba ningún error. Entonces, si comparo el informe de fiscalización de auditoría del 2019 con el de 2020, habría que señalar que son diametralmente distintos. Me pregunto si esto se produce por el cambio de norma que usted mismo mencionó. ¿Por eso saltan estas falencias en el informe?

Gracias, señor coordinador.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Aclaro que soy el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía.

El señor **OYARZO**.- Me disculpo.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- La CNE tiene solo el nombre de comisión, pero no lo es. Nació como una comisión, con un consejo directivo constituido por varios ministros, pero en el año 2010 eso fue modificado, y actualmente está encabezada por un secretario ejecutivo. Es un servicio público.

Ahora bien, respecto del tema, hay que tener cuidado y por eso al principio mostré la separación de la industria. Lo que ocurrió recientemente, estos cortes, está en el ámbito de la generación-transmisión, no de distribución. De hecho, entiendo, por lo que me he informado, que la causa primaria fue en transmisión, pero que luego, por distintos temas, se propagó a nivel de generación y el sistema no pudo reponerse adecuadamente en un tiempo razonable. Generación-transmisión; eso no es distribución.

Por lo tanto, la norma técnica que yo mostré, que afecta y que se aplica a las compañías distribuidoras, no aborda ningún aspecto de generación y transmisión. Entonces, no tiene relación con lo que vimos hoy; tiene que ver con aquello que usted ha mencionado en varias oportunidades, el coordinador

eléctrico nacional, o con el mecanismo de coordinación que tiene Chile para el sector eléctrico, sobre todo generación-transmisión. Allí están radicadas esas auditorías. De hecho, estas son instruidas por el coordinador eléctrico, son entregadas a ese organismo, y ese organismo, dentro de sus facultades, hace lo que corresponde con ellas o verifica después. Pero, como dije, ese es otro ámbito de acción.

El señor **OYARZO**.- Perfecto. Muchas gracias.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el diputado Benjamín Moreno.

El señor **MORENO**.- Señor Presidente, es interesante el debate sobre el tema de la empresa modelo. Si entiendo correctamente, hay empresas modelo en distribución y en transmisión.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Por su intermedio, señor Presidente, al diputado; no es exactamente lo mismo. Lo que hay es un proceso tarifario similar en transmisión, cada cierta cantidad de años, pero allí se tarifican los activos reales de las compañías. No se modela nuevamente. O sea, hay una base de datos que maneja el coordinador eléctrico, que tiene cada uno de los activos de las empresas transmisoras de Chile, y esos son los valorizados. Eso sí es a costo eficiente.

El señor **MORENO**.- Perfecto.

Entonces, el tema de la empresa modelo es solo en materia de distribución.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Exacto.

El señor **MORENO**.- Según entiendo, el tema de distribución es alrededor de 20 por ciento de la cuenta.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).-. Más o menos.

El señor **MORENO**.- Respecto del costo-beneficio, ¿en distribución, vale la pena migrar de un modelo que impacta solo

20 por ciento de la cuenta, de un sistema de empresa modelo a un sistema como el inglés? Lo pregunto porque me imagino que la migración de un modelo a otro, que de partida toma bastante tiempo, puede acarrear varios peligros. Todos quisiéramos que cualquier cambio saliera perfecto, pero en ningún país del mundo pasa. Eso es lo primero.

Lo segundo, ¿cuántos países actualmente tienen este sistema de empresa modelo y cuántos el sistema inglés? Quisiera saber si hay algún número aproximado. También quiero saber si nos puede dar un poco más de detalles, brevemente, de algunas diferencias o algunos puntos centrales sobre este punto.

Usted habló de los medidores y en el gobierno pasado estos generaron hartos problemas, fueron tema de noticias. ¿Estos medidores hoy día están incluidos dentro de la tarificación de la empresa modelo? O sea, ¿son exigibles para la empresa que tiene la administración? Si lo son, ¿desde cuándo son exigibles? Porque me imagino que eso debe tener un calendario, ¿o eso no se ha fiscalizado? Si se ha fiscalizado, ¿qué falta para que esto pueda avanzar? Porque tengo entendido, conversando con varias personas un poco más entendidas en el tema, que es un gran avance. O sea, el sistema, en términos de cortes en lugares pequeños, es bastante precario. Tengo entendido que, si no llaman por teléfono para avisar, no se sabe que hay una falla. Entonces, todo lo relacionado con medidores inteligentes parece ser un buen avance.

Ahora, abocándome al tema que atañe a esta comisión, respecto de la situación de los cortes de invierno, me gustaría saber hasta qué punto le cabe responsabilidad a una empresa, que es lo que tenemos que tratar de dilucidar acá. Además, me gustaría saber hasta qué punto uno puede alegar situaciones climáticas extremas. ¿Esto se da por situaciones climáticas objetivas o por el impacto de ella en infraestructura? Porque si alguien dice, por ejemplo, que con vientos de 200 kilómetros por hora o de 250 kilómetros por hora no se cayó ningún poste, no hay

excusa para demorar la reposición. Pero si hay vientos de 150 kilómetros por hora y se caen muchísimos postes en distintos lugares, con 5 kilómetros de cables destruidos en distintos lugares, claramente va a demorar más reponer el servicio.

Tengo entendido que también existe un estado anormal agravado. Traté de verlo en la normativa, pero, la verdad, es un tema superespecífico, es difícil dictaminar dónde está la raya en esos casos. ¿Cómo se dictamina esto de una manera objetiva? La idea es empezar a aterrizar esto, porque cunde mucho criticar al que está en el piso, pero también hay que ser justo; si uno critica al que está en el piso, tiene que felicitar también al que pudo responder rápido.

Por último, usted habló de la tarifación. ¿La tarifación es el precio nudo de corto plazo, cada cuatro años, o es otra? Tengo entendido que este precio nudo viene bastante atrasado históricamente, y que se ha hecho desde la misma Comisión Nacional de Energía (CNE) para ir poniéndolo al día, porque creo que recién el año pasado salió el que termina en 2024.

Entonces, evidentemente, eso genera un problema hacia adelante.

Esas son mis preguntas.

Gracias.

El señor **MULET** (Presidente).- Tiene la palabra el señor Marco Antonio Mancilla.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Señor Presidente, en cuanto a si vale la pena cambiar el modelo, vuelvo a lo que dije en algún momento, soy bien respetuoso de las atribuciones de los organismos del Estado. Es una discusión válida y probablemente la van a tener en esta Corporación y en el Senado en algún momento, y espero que sea más pronto que tarde. Hay aspectos técnicos en pro y en contra, como en todas las cosas, y uno puede hacer comparaciones con otros países, comparar el actual Chile con el del pasado y con lo que espera

ver en el futuro. Técnicamente, esto no es sumar dos más dos; siempre hay pros y contras, y se trata de una decisión que, finalmente, según entiendo, la tomarán a nivel político. O sea, es decisión de política pública.

Como señalé, hay distintas alternativas de modelo respecto de cómo se tarifica en otros países. Puedo enviar la información, no me la sé de memoria, pero sé que en varios países de Latinoamérica donde se exportó el "modelo chileno" siguen igual y algunos lo han modificado. Europa ha seguido más el modelo inglés y Estados Unidos tiene una mezcla, incluso, en algunas partes todavía tienen un modelo muy antiguo, que estaba más enfocado en contabilizar cuánto gastan las compañías anualmente, y en función de eso ir cambiando la tarifa, lo que se llama esquema de tasa de retorno. Hay tres esquemas mundiales. Podemos mandar la información.

Respecto de los medidores, también son sujetos de tarificación, pero en un proceso simultáneo, paralelo al del valor agregado de distribución, que se llama de servicios asociados.

En los servicios asociados las compañías distribuidoras hacen prestaciones, distintos del servicio principal que es entregar electricidad, por ejemplo, arrendarle un medidor al cliente, cuando el medidor no es del cliente, porque el cliente también puede tener su propio medidor. Si la compañía distribuidora arrienda un medidor al cliente, el canon de arriendo también está regulado en un proceso tarifario complementario que se llama de servicio asociado. De hecho, ahora estamos terminando el proceso en curso.

En general, la gran mayoría de los medidores en Chile son estándar, tradicionales. Después de lo que ocurrió en 2019 con los medidores inteligentes, que es de público conocimiento, entiendo que la administración de la época volvió atrás, dejándolos de manera voluntaria. Salvo lo que mencioné ahora, que para los electrodependientes y los consumos críticos la

Comisión Nacional de Energía (CNE) los volvió obligatorios, porque ahí sí que consideramos que deben estar.

¿Cuántos medidores más deben ser obligatorios? Es una cosa que hay que ir viendo en el camino, porque con toda esa polémica que se generó, evidentemente, hay un tema que se debe analizar.

El señor **MORENO**.- Entonces, la obligación o la voluntariedad va a depender de la norma técnica que vaya estableciendo la Comisión Nacional de Energía (CNE). ¿Eso es lo que entiendo?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- De hecho, la obligatoriedad de esto estaba en la norma técnica de 2017. Lo que gatilló toda esta polémica que hubo hace años, fue que la Comisión Nacional de Energía (CNE) definió en la norma técnica de la época -que es la misma de la que estamos hablando ahora- que esos medidores fueran obligatorios, y luego se volvió atrás, a ser voluntario.

Evidentemente, hay un tema normativo que es ahí donde uno puede ponerlo, pero dado el alcance que tuvo, a lo que llegó, entendería que es un poco más complejo, que tiene connotaciones más de política pública, con otro impacto, y ya no es simplemente de llegar y exigir.

Hay un tema tarifario, como mencioné al principio, un *trade-off* entre tener más exigencia, más calidad, pero también tarifas más alta, y eso es un ajuste fino que hay que ir haciendo siempre en buena coordinación, no solo con un organismo técnico, como nosotros, sino también viendo el entorno político que existe en el momento.

Respecto de la responsabilidad por los cortes. Nuevamente, quiero señalar que soy muy respetuoso de las atribuciones de cada organismo. De acuerdo con la ley eléctrica chilena de definir responsabilidades, eso es resorte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Nosotros, como Comisión Nacional de Energía (CNE), de hecho,



no tenemos mayor injerencia en la gestión de las empresas reales.

El señor **MORENO**.- Mi pregunta no apuntaba a que usted definiera las responsabilidades, sino saber si éstas están normadas o se definen por las características climáticas, por el efecto que generaron esas características, o por una mezcla de las dos.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Las exigencias de las normas técnicas, en particular la de distribución, son expresas, objetivas, son exigencias de *performance*, o sea, de resultados. Usted debe tener una cierta cantidad de servicios y este es el *benchmark*, no puede pasarlo. Las tarifas que se definen para la empresa modelo, que se aplican luego a las empresas reales, consideran esta exigencia.

Por lo tanto, lo que está escrito en la norma es exigible perfectamente a todas las empresas distribuidoras reales, porque, de hecho, se les está pagando por eso. Pero, obviamente, siempre puede ocurrir que una falta de continuidad de servicios no haya sido responsabilidad de la empresa, que no haya sido por su mala gestión o porque no hizo la inversión, sino por un evento externo, lo que en derecho se llama fuerza mayor o caso fortuito. Eso está reglado, no específicamente en la ley eléctrica, salvo en algunos casos muy puntuales, sino que se aplican las normas generales del derecho y es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) la que debe determinar si un evento concreto es atribuible a fuerza mayor o es responsabilidad de la compañía, y eso lo hace para el caso específico, tomando todos los antecedentes, por ejemplo, geográficos, y si es un evento climático, tomará en cuenta su magnitud y luego hará sus definiciones.

Luego, obviamente, eso será impugnabile, recurrible, como todo en el Estado de derecho de Chile. Pero eso lo hace la superintendencia con los antecedentes que tiene a la vista, los que le pide la empresa, y con otros estudios con los cuales

complementa. Entiendo que eso ya está en curso para el evento que estamos revisando en esta comisión.

Entiendo que algunas empresas solicitaron que se considerara como estado anormal agravado, un estado especial de la norma técnica y que la superintendencia lo denegó, por las razones que argumentó en un escrito lato mediante el cual se pronunció. Bueno, eso seguirá su curso, y nosotros, como CNE, no tenemos mayor injerencia.

Finalmente, respecto de la tarificación, estamos hablando de la tarificación de la distribución. Esto es el proceso de valor agregado de distribución, solamente la infraestructura de distribución. No es transmisión -eso es aparte- y tampoco es generación.

La generación es lo que usted mencionaba. El precio nudo refleja la generación, y más que tarificar, lo que se hace es englobar los distintos contratos que existen entre distribuidoras y generadoras en un precio único, en una canasta. Ese es el precio nudo que engloba todos los contratos que estén vigentes en una misma canasta y tiene ciertas reglas de ecualización a nivel territorial dentro de Chile, etcétera.

Se toman los contratos reales, los que las suministradoras, que son generadoras, han suscrito con las distribuidoras, la gran mayoría -o todos-, producto de licitaciones reguladas también por ley, desde el 2005. Primero, las hacían las distribuidoras, supervisadas por el regulador, y a partir de una modificación legal del 2015 las lleva adelante la Comisión Nacional de Energía. Eso va a estar pasando con distintos contratos en el tiempo, con distintos precios, lo cual ha estado en discusión; contratos más antiguos, con precios más caros, etcétera. Eso es parte de cómo funciona el negocio, pero se trata de otra actividad.

El señor **MULET** (Presidente).- Algunos expertos han dicho que el modelo de empresa eficiente -de lo que se ha hablado harto

acá-, algo que usted de alguna manera reconoce implícitamente, ha sido superado o hay sistemas más eficientes, aunque se discute eso.

Entonces, uno de los aspectos que se señala al respecto, y que usted lo decía con mucha claridad, es que las empresas no están obligadas a hacer la inversión o tener las características exactas o parecidas a la empresa de modelo, sino que tienen que cumplir los estándares que determina el regulador.

Por otro lado, uno de los aspectos que a mí me ha llamado la atención es que hay algunos analistas que señalan que hay aspectos de la tarificación de empresa modelo que las compañías distribuidoras, algunas, *ex profeso* no cumplen y se arriesgan o prefieren que las multen. Les conviene pagar una multa; es decir, es más rentable pagar la multa que hacer una determinada mantención.

Eso, a propósito de los eventos ocurridos en agosto, que está investigando esta comisión, particularmente respecto de una empresa involucrada. Efectivamente, no se habían hecho las mantenciones, por ejemplo, en la Región Metropolitana, respecto de la limpieza, particularmente de los árboles, que fue una de las causas principales que generó los cortes de energía en los distintos barrios de la Región Metropolitana o no tener el número de cuadrillas necesario para ir a las reposiciones o un sistema de responsabilidad informativa hacia los clientes. Fallaron, y eso objetivamente fue así, particularmente en una compañía. En otra no tanto, falló menos, y en otra la reposición fue mucho más rápida. Hubo otras que tenían más cuadrillas por número de usuarios, en fin.

Me gustaría saber qué pasa con esa voluntariedad de la empresa, que solo si quiere, tendrá los elementos; total, si no cumple, se someterá a una pagar una multa, y si no ocurre ningún evento, se ahorra ese dinero de las utilidades y se lo embolsa, de alguna manera. Se lo pregunto porque usted es el

secretario ejecutivo de la CNE y porque, por lo que sé, antes también trabajó ahí, de manera que tiene mucha experiencia en fijación de tarifas.

Primero, quiero saber si es posible lo que dicen algunos analistas, que las empresas *ex profeso* no cumplen y prefieren correr el riesgo de pagar la multa.

La segunda pregunta se relaciona con la anterior. El monto de las multas, a su juicio, ¿es suficiente para disuadir esas conductas que tienen algún grado de irresponsabilidad?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Señor Presidente, como decía, como ente regulador, estamos en la etapa primaria de esto, que es definir las normas técnicas de calidad de servicio y así, cada cuatro años, definir las tarifas. No estamos en el mundo de la gestión diaria de las compañías. Eso no es parte de nuestras atribuciones. La ley no nos dio esa facultad, por lo tanto, no cuento con muchos elementos para decir qué hacen las compañías o qué no hacen, qué deciden hacer o no hacer. Lo que sí hay son hechos reales que muestran que, en algunos casos, no se alcanzan los umbrales exigidos por las normas, tal como ocurre con estos cortes, probablemente, y con otros. Cortes de electricidad ocurren muy a menudo en este país, muchos de ellos dentro de los estándares y otros fuera, y esos son hechos objetivos.

Si la compañía se quiso ahorrar algún dinero o no, la verdad, no me consta; sería irresponsable de mi parte afirmarlo. Pero, efectivamente, los estándares no se cumplen en algunos casos.

La regulación chilena, insisto, es de resultados, no exige medios, no exige inversiones ni cuatro o cinco operarios o tres cuadrillas. No funciona así. Se les da la responsabilidad a las compañías de cumplir con los estándares, cumplir con el servicio y, como contrapartida, se les entrega un ingreso por tarifa. Por lo tanto, si con todo eso no se cumple, se le sanciona y eso lo lleva adelante la superintendencia.

Ahora, si esto ha llevado a que, en algunos casos, se tomen la decisión por parte de compañías de hacer un *trade-off*, que a mí no me consta, pero puede ser, quizás es precisamente porque las multas son bajas.

Lo que digo no es muy creativo, es más o menos obvio y, por lo mismo, según entiendo, hay iniciativas políticas por tramitar, un proyecto de ley que aumente esas multas, justamente por lo mismo, porque los hechos muestran que es posible que eso sea una de las causas de la falta de servicio.

El señor **MULET** (Presidente).- Como regulador, como Estado, la Comisión Nacional de Energía que es la participa en el proceso de regulación y establece los estándares que usted mismo ha dado a conocer con mucha claridad, con el modelo de empresa eficiente, a propósito de los eventos ocurridos en 2024, que pueden ser cuestionados respecto de la intensidad del clima, usted debería evaluar, de alguna manera, que la sanción -que es la que va a motivar a la empresa-, sea suficiente para disuadir el incumplimiento de la norma.

Usted podría imponer diez normas, cada vez más eficientes, pero si la multa por no cumplir es tan baja, es como si no existiera. Entonces, uno se pregunta cómo se hace el cálculo, desde el punto de vista económico, si no hay una sanción potente.

Usted nombró índices que son bastante entretenidos, el Saidi y el Saifi, pero si la multa es baja, ¿cómo se calcula? Se lo consulto porque uno debería calcular en función de la sanción, lo mismo con las mantenciones, lo mismo con las cuadrillas y lo mismo con todo el servicio. Entonces, económicamente hablando, cómo se calcula todo eso, lo cual tiene que ver con lo anterior y con el problema actual que tenemos.

El señor **MANCILLA** (Secretario Ejecutivo CNE).- Señor Presidente, sí, quizás tiene que ver con el esquema regulatorio que tenemos.

El señor **MULET** (Presidente).- Quiero agregar algo más.

El señor Olmedo planteó el otro día que una compañía le mandó un informe y que él suponía que cumplía, que actuaban de buena fe. Lo digo porque eso no necesariamente es así y quizás el principio de la actuación de buena fe tiene que ver más bien con las personas naturales.

El señor **MANCILLA** (Secretario Ejecutivo CNE).- Señor Presidente, es totalmente válida la pregunta que usted hace, y muy atinente.

Yo creo que esto tiene que ver más que nada con el esquema regulatorio que tenemos, que está basado en resultados en que a las compañías se les aseguran ingresos -hasta cierto nivel nomás- vía tarifa.

Cuando el regulador, la CNE, define normas, exigencias y estándares, lo que hace es una evaluación técnico-económica en función de las tarifas; es decir, si aumento el estándar al doble, la exigencia al doble, eso va a salir quizás mucho más costoso. Obviamente, ese *trade-off* uno tiene que tenerlo sobre la mesa para poder tomar decisiones y decir si algo es razonable. Porque muchas veces hay que ir aumentando paulatinamente los estándares; no se pueden cambiar de un día para otro. Pero la evaluación se hace en función de la tarifa.

Esa es la tarea regulatoria que a nosotros nos corresponde hacer. Otra cosa es que las compañías hagan una evaluación distinta costo-beneficio, incluyendo las multas, pero eso ya está realmente fuera del ámbito de cómo está estructurada la regulación chilena. Quizás, si se cambia eso, puede ser un tema. Es algo que está por verse. Lo mismo respecto de las inversiones, que sea efectivamente exigible que haya inversiones y que tengan efecto en calidad de servicio.

Porque uno también puede pensar que no tiene para qué cambiar todo el sistema de la empresa modelo chilena, que es bastante bueno en términos de buscar tarifas eficientes para los consumidores. Pero puede hacer cosas parciales, determinadas

inversiones que aseguren mejoras en calidad de servicio, que se les dé certeza a las compañías de que van a ser pagadas tarifariamente y que no van a estar sujetas a una juguera-modelo cada cuatro años. Se podría hacer eso, pero tiene que ser relativamente acotado, porque cambiar el esquema completo implica una discusión técnica que podría durar un buen tiempo.

Muchas gracias.

El señor **MULET** (Presidente).- Quiero hacer otra pregunta.

Las empresas distribuidoras se rentan con el valor agregado de distribución (VAD) que se fija y que usted ha señalado con mucha claridad.

El VAD y la forma de calcularlo -y me puedo equivocar en esto-, que establece que la empresa obviamente tendrá su utilidad de acuerdo con la energía que entrega, que distribuye. Y seguramente, a mayor cantidad de energía que distribuya, tendrá mayores ingresos. No sé si mayores utilidades, pero mayores ingresos.

El punto es el siguiente. Quiero saber, en materia de promoción de la generación distribuida, particularmente de las casas, los techos solares o para las pymes o para cualquier otra institución o persona que quiera, si el interés de la compañía de distribución es contrario a la generación distribuida desde las casas o desde las pymes que quieran instalarlo.

¿Por qué pregunto eso? Porque, en general, la experiencia que tengo es que las empresas de distribución son bastante aversas a facilitarles las cosas a los consumidores finales cuando están poniendo generación distribuida en sus casas o techos solares. Ese tema es complejo. La reglamentación no es amable, al menos.

Entonces, la pregunta tiene que ver con la tarifa. A menor entrega de *kilowatts*, las empresas distribuidoras tienen menos ingresos, entiendo.

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Efectivamente.

El señor **MULET** (Presidente).- Entonces, hay una contraposición de intereses respecto de los señores que están en un área de distribución de una empresa de energía eléctrica; obviamente, a la empresa de energía eléctrica no le conviene que se instale generación distribuida, al menos en el proceso donde ya tiene fijada su tarifa.

¿Eso es así, o no?

El señor **MANCILLA** (secretario ejecutivo CNE).- Efectivamente. Como dije, se les garantiza ingresos a las compañías, entre comillas. Si bien se les garantiza una tarifa, los ingresos finales son tarifas por volumen, o sea, por cantidad de energía.

El riesgo de demanda existe. Las distribuidoras tienen un riesgo de demanda, la que puede ser mayor o menor que la que se definió en su momento cuando se hicieron los cálculos. Con la pandemia, en algunos casos, en las zonas rurales del sur de Chile aumentó bastante la demanda. A las compañías distribuidoras de esa zona les aumentó la venta de energía. Y en otros casos puede disminuir.

Efectivamente, si hay generación distribuida, eso quita demanda que puede generarles ingresos a las distribuidoras. Eso es efectivo.

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

Quiero ser bien franco. Corresponde escuchar a los señores de la CGE, pero quiero hacer una observación. No quiero ser descortés con ustedes, pero invitamos al gerente general de la Compañía General de Electricidad, pero no vino ni se excusó.

Están presentes los señores Matías Hepp, director de Operación y Gestión de Equipos, pero no sé qué significa eso, o qué lugar ocupa dentro del organigrama de la compañía. También está Francisco Jaramillo, gerente regional centro. No sé en qué nivel del organigrama están ellos, y lo digo con mucho respeto, pero esta es una comisión creada por un poder del Estado, la Cámara de Diputados, a la que citamos al gerente



general de la CGE, pero él ni siquiera se ha excusado por no asistir.

Vino la autoridad máxima de la Comisión Nacional de Energía con un asesor. Asimismo, no tendríamos ningún reparo si el gerente general hubiese venido acompañado de los expertos respectivos.

Vamos a insistir en la citación al gerente general de la CGE, que es la autoridad que responde y que tiene la representación legal de la compañía.

Ahora, si les parece a los señores diputados, vamos a recoger de igual modo lo que los presentes nos quieran decir, para no perder el tiempo, pero vamos a insistir en que venga el gerente general. Tendría que venir el lunes 10 de marzo. En todo caso, le haremos llegar la citación formal.

Hago esa observación, porque creo que la comisión merece respeto en su trabajo y ustedes también. Por eso, los vamos a escuchar, porque obviamente esto no tiene que ver con una situación personal, sino con la investigación que tenemos que hacer y la responsabilidad que tiene cada cual; ustedes hacia su empresa y nosotros, como congresistas, hacia nuestros electores o hacia el país.

Lo primero que les pediría es que describan bien sus cargos, sus funciones dentro del organigrama de la Compañía General de Electricidad, y después los escucharemos, con el mayor agrado, en los veinte minutos que quedan.

El señor **HEPP**, don Matías (director de Operación y Gestión de Equipos, CGE).- Muchas gracias por la invitación, señor Presidente. Quiero transmitirle las excusas de nuestro gerente general, que no pudo venir, y no sé por qué razón no se transmitió adecuadamente su justificación.

Le informo que mañana, a primera hora, se reúne el directorio de la compañía, y el gerente general tenía pendientes una serie de reuniones de revisión, y por el horario de esta citación, le resultaba imposible venir.

Lamento el malentendido que se produjo, desconozco las razones por las cuales no llegó adecuadamente la excusa.

Mi nombre es Matías Hepp y soy el director de Operaciones de la CGE, con los apellidos que quiera. Estoy a cargo de la operación de todo el sistema eléctrico, en distribución y en transmisión de las dos compañías: CGE Distribución y CGE Transmisión, y le reporto directo al gerente general. Por lo tanto, soy el que tiene como responsabilidad la operación de la compañía en todas las contingencias.

Me acompaña Francisco Jaramillo, que hoy día es el gerente regional centro. Está a cargo de toda la operación de la Región Metropolitana, la Región de Valparaíso y la Región de O'Higgins.

Cabe señalar que al momento también de la contingencia de agosto, Francisco era el subdirector de Operaciones y trabajó conmigo en toda la contingencia. Por lo tanto, tiene un conocimiento muy amplio de todo el tejemaneje que tuvimos durante el evento en comento. Ambos pasamos varias noches sin dormir, atendiendo todos los avatares de la contingencia climática de agosto.

Señor Presidente, después podemos aportar también a las consultas que se han hecho a la comisión en lo que se refiere a las empresas, respecto de cómo perciben estas mismas cosas.

Si quiere, partimos con nuestra presentación, como usted prefiera.

El señor **MULET** (Presidente).- Prefiero que partan con la presentación, a propósito del objeto para el que fueron citados, que tiene que ver con los eventos que ustedes conocen.

El señor **HEPP**, don Matías (director de Operación y Gestión de Equipos, CGE).- Perfecto. Encantado, entonces.

El señor **MULET** (Presidente).- Entiendo que su compañía tuvo estándares distintos al de otras, que tuvieron menor desempeño que ustedes. Nos interesa escucharlos a ustedes también.

El señor **HEPP**, don Matías (director de Operación y Gestión de Equipos, CGE).- Francisco Jaramillo va a liderar la

presentación y yo voy a ir complementando en lo que corresponda. Vamos a tratar de ir avanzando rápido.

Cabe señalar que nuestra presentación se va a basar en el desempeño.

Uno habla de la CGE, pero son dos empresas distintas. La CGE sin apellido es la empresa distribuidora que está desde Arica hasta La Araucanía con el servicio de distribución, y es a la cual nos vamos a referir en esta presentación, y hay otra empresa que se llama CGE Transmisión, que solo opera redes de transmisión y, principalmente, lo que se llama transmisión zonal.

Hay dos tipos de transmisión, la transmisión troncal que va en línea recta hacia abajo en Chile, con sistemas grandes de potencia de 500.000 voltios, 200.000 voltios; y está lo que se llama transmisión zonal, que vendría a ser como los ramales que llegan desde la columna vertebral hacia las grandes ciudades. Esa es la transmisión en la que operamos nosotros.

El concepto de subestación se refiere a subestaciones grandes y subestaciones chicas. Las subestaciones son puntos de transformación de energía de niveles de voltaje. Hay grandes subestaciones de poder como las que mencionábamos la semana pasada, donde ocurrió la falla; hay subestaciones entre alta tensión y alta tensión, pero que van bajando el voltaje de 500.000, 200.000, 110.000 volt; y hay subestaciones de alta tensión a media tensión, que es donde operan las distribuidoras.

Entonces, está la interfaz de la alta tensión a la media tensión. Ahí estamos como transmisoras, y luego está la distribución propiamente tal. Cuando uno recorre las calles y ve en los postes unas cajas grandes, también se llaman subestaciones, pero de distribución.

Respecto de la palabra subestaciones hay para todos los gustos.

El señor **JARAMILLO**, don Francisco (gerente regional centro, CGE).- Señor Presidente, soy Francisco Jaramillo, hoy día gerente regional centro.

Hablaré del desempeño, durante la contingencia climática, de una empresa de distribución como la CGE, que distribuye a 3,3 millones de clientes y cuenta con una inversión de 70.000 kilómetros de red de distribución, que son los postes que vemos en las calles y que llegan a través de los cables a nuestros medidores en cada casa, de cada familia.

Vamos a revisar el contexto de esta contingencia, los planes de mejora que tiene la CGE y algunos aspectos regulatorios que también queremos traer a colación.

En este contexto general, debemos recordar que aun cuando la contingencia en la zona central llegó la madrugada del viernes 2 de agosto, comenzó el miércoles 31 en la zona sur, para nosotros la zona de La Araucanía. La CGE distribuye desde la Región de Arica y Parinacota hasta la Región de La Araucanía a los 3,3 millones de clientes.

Lo que vimos desde el miércoles, jueves y viernes en la Región Metropolitana y en la Región de Valparaíso fue mayoritariamente caídas de árboles sobre redes eléctricas de distribución -los postes que tenemos en las calles- y que, debido a su magnitud, destrozan las estructuras sobre las que caen estos árboles.

Muchos de estos árboles eran de la vereda de enfrente o de los sitios particulares que están en las propiedades. Por lo tanto, aquí hay que hacer una diferenciación entre lo que está dentro de la franja, que, por lo tanto, el mantenimiento es responsabilidad de compañías como la nuestra, y árboles que están fuera de la franja de seguridad, en los patios de los vecinos o en la vereda de enfrente, en el caso de las municipalidades, situaciones que fueron repitiéndose a lo largo y en el transcurso de gran parte de la red de distribución de la Quinta Región al sur, aun cuando levantamos la alerta a

partir de los pronósticos que se estaban indicando desde Coquimbo hasta La Araucanía.

La CGE tiene un sistema de alerta temprana, de manera de mantener activas las cuadrillas que hacen las reparaciones. Esta alerta comienza con pronósticos de viento de 60 o 70 kilómetros por hora. Eso es lo que estábamos revisando y viendo cada vez que consultábamos los pronósticos del tiempo.

Sin embargo, todos sabemos que hubo vientos sobre los 100 kilómetros por hora e incluso en el valle, en la misma ciudad de Santiago, vientos de 124 kilómetros por hora, situación que no estaba dentro de la estadística, por lo tanto, tampoco de una empresa real como la nuestra, con 3,3 millones de clientes.

Esta situación trae consigo, como he dicho, una activación de una serie de alertas, en forma previa, porque son pronósticos que estaban avisados, no obstante, de menor magnitud a cómo fueron en ese momento. Estamos hablando de un *peak* de precipitaciones en un día de más de 75 milímetros de agua caída. Sabemos que en las urbes como Valparaíso y como Santiago, sobre los 20 o 30 milímetros, los sistemas de las calles colapsan.

Parte el miércoles, llega durante la madrugada del viernes a la región central. Por lo tanto, se declaró alerta roja, que es la máxima alerta que tenemos, desde la Quinta Región hacia el sur. Coquimbo solo tuvo alerta amarilla, de manera de prever alguna situación que podría haber ocurrido. Un vez pronosticada hizo que los recursos de la compañía se inmovilizaran a la espera de los *peak* de afectación que pudimos tener en las redes de distribución.

¿Qué daños o qué *peak* tuvimos? Más de 750 postes dañados por la caída de árboles, que venían, muchos de ellos, desde la franja que está en la vereda de enfrente; más de 3.000 fallas registradas; faenas de reconstrucción, 2.268. Tenemos atención efectiva a más de 1.180 clientes electrodependientes, por parte de la compañía.

Las interrupciones -y no es el objeto esconder eso- duraron varios días, por lo tanto, la CGE llegó a 1.180 clientes electrodependientes.

Aquí hay una observación que podemos ver más adelante: están los marcados, esto es, inscritos como electrodependientes, y los no marcados, porque nunca se han inscrito como electrodependientes, pero ese día dijeron: soy electrodependiente, y fueron atendidos de igual manera. La CGE decidió atender por igual tanto a los inscritos como a los no inscritos.

Y así hay una serie de estadísticas. Por ejemplo, tuvimos un *peak* de llamados récord en los últimos cinco años: más de 76.000 llamados que registrados en nuestro *call center*. Esto trae consigo también una serie de gastos, sin duda. Entre la inversión y el gasto propiamente tal hecho por la compañía estamos cercanos a los 13.000 millones de pesos para el episodio de agosto, donde además se puede sumar lo que hemos indemnizado en alimentos y medicamentos; hubo 210 indemnizaciones a clientes que lo solicitaron, y compensaciones que rápidamente la CGE salió a decir en agosto que eran voluntarias, con 3.779 millones repartidos a los clientes afectados.

Estos *peaks* de fallas, que venían ocurriendo desde el día 31 en la zona de La Araucanía, se fueron sumando y llegamos a tener un *peak* de poco más de 400.000 clientes afectados al unísono en la zona de concesión entre Coquimbo y La Araucanía. Les recuerdo que la CGE tiene 3,3 millones de clientes, de modo que es más del 10 por ciento de los clientes, no obstante, gran parte de ellos se recuperó antes de las 24 horas. Eso los podemos ver en la siguiente gráfica.

El 82 por ciento de los clientes la CGE los recupera en 12 horas, el 90 por ciento de los clientes fueron recuperados en menos de 24 horas y el 96 en menos de dos días. Luego pocos clientes, muy atomizados, fueron recuperados entre el 7 y el 10 de agosto, siendo Rancagua la última zona en ser recuperada

el sábado siguiente al fin de semana en que ocurrió esta situación.

El señor **HEPP**, don Matías (director de Operación y Gestión de Equipos, CGE).- Por cierto, al tercer día, es decir, en 72 horas, teníamos el 99 por ciento de los clientes recuperados.

El señor **JARAMILLO**, don Francisco (gerente regional centro, CGE).- Así es.

¿Cómo lo hicimos? En los estados de alerta que fijamos en forma previa, por pronóstico, disponibilizamos 1.101 brigadas entre Coquimbo y La Araucanía, estacionadas esperando el sistema frontal, de manera de abastecer con recursos humanos, materiales y vehículos, los distintos puntos en que algo pudiera ocurrir.

La brigada liviana es el vehículo con dos personas que patrulla las redes o realiza reparaciones menores; la brigada pesada es el camión grúa, que puede parar postes y está compuesta por siete a diez personas. Incluso, hay brigadas de poda para talar, trozar o bajar árboles. Entonces, son brigadas con mayor contingente.

Hay 1.101 brigadas que se despliegan desde las zonas de La Araucanía y Biobío, que recuperan el servicio antes, hasta la zona central, la Metropolitana. Arica, Iquique, Antofagasta, Tarapacá y Atacama no resultan afectados por la contingencia y, por eso, desde allá, movemos recursos -incluso, personal en avión- para poder atender la región central. Y así, Coquimbo, Ñuble, Biobío y Maule también, estuvieron abasteciendo recursos al día cuarto, quinto y sexto en la zona central, que fue la más afectada, con vientos que superaban los 124 kilómetros por hora. La Compañía General Eléctrica, por su extensión, permite este movimiento una vez que va recuperando cada una de las zonas.

El señor **HEPP**, don Matías (director de Operaciones y Gestión de Equipos, CGE).- Eso genera después otros problemas, porque hay que ponerse al día con las faenas programadas con los

clientes, con las conexiones. O sea, esto tiene un impacto grande en la operación.

El señor **JARAMILLO**, don Francisco (gerente regional centro, CGE).- Cabe considerar que, en condiciones normales, esta zona tiene 294 brigadas. Por lo tanto, las otras brigadas no son de contingencia, no son de emergencia. Como dije, son 294 brigadas en las zonas de Coquimbo y de La Araucanía. Las otras brigadas no son de emergencia, están construyendo redes, conectando clientes y reforzando la generación distribuida que existe allí. Hay que recordar que tenemos más de 350 generadores distribuidos a lo largo de la región y, por tanto, esos refuerzos hay que llevarlos a cabo. Todas estas brigadas hacen eso y se deja de hacer en estos períodos para poder atender la emergencia.

El tema del *call center* también ha sido un tema de conversación bien repetido. Con los temporales del 2017, las lluvias y la nieve, tuvimos graves problemas; se hicieron las inversiones respectivas y, en la contingencia de agosto, logramos atender el 99 por ciento de los llamados a través de nuestro *call center*. Claro está que no todos son ejecutivos que atienden persona a persona; también hay una máquina, llamada IVR, que atiende en un alto porcentaje de los llamados -más del 60 por ciento-, porque un *peak* de llamados, de 75.000 por hora, no se puede atender humanamente hablando. Ese sistema es revisado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que es el ente que nos regula; está ahí y, en períodos de contingencia, se informa cada cuatro horas.

Antes de la contingencia, habíamos incluido nuevos canales de atención, es decir, además del *call center*, podemos atender vía *WhatsApp*, *app* y *email*.

Por otro lado, respecto de las personas electrodependientes, nosotros podremos dejar de reconstruir una red, pero no dejar de atenderlos, y para ello contamos con sistemas y números de teléfono especiales a su disposición; no es el *call center*



normal, sino otra línea telefónica a la que puede acceder una persona electrodependiente.

El señor **HEPP**, don Matías (director de Operaciones y Gestión de Equipos, CGE).- A todos los electrodependientes inscritos les entregamos un generador y, por eso, es tan importante que se inscriban, porque así tenemos previsto el respaldo. Hay toda una mecánica de llamados, con un *call center*, con un equipo especializado que monitorea cada una de las llamadas pendientes de electrodependientes, de manera que ninguna escapa a nuestra atención.

El señor **JARAMILLO**, don Francisco (gerente regional centro, CGE).- Por ejemplo, en agosto, se atendió a 891 registrados y a 539, que no estaban registrados. La CGE tiene alrededor de 5.000 clientes electrodependientes debidamente inscritos, respecto de los cuales después se tiene obligación, por la medición inteligente.

Por otra parte, claramente hay que perfeccionar los planes de mejora y, respecto de los clientes críticos, hay un tema. Estamos trabajando con el Senapred para compartir bases de datos de clientes críticos, colegios, etcétera; tenemos contacto con los parlamentarios, con ustedes, licitación fuera de franja, etcétera. Tenemos cosas buenas, como el *contact center*, como el movimiento de equipos de trabajo en el país y sistemas informáticos que no se cayeron debido a la avalancha de información.

En el tema regulatorio, se debe considerar que todo lo que he señalado responde a la empresa real, porque la empresa modelo no tiene catástrofes naturales ni planes especiales de trabajo ni de contingencia y no es intensiva en el uso de innovación tecnológica. Hoy, la empresa modelo para CGE, en la última fijación tarifaria, le reconoce 219 brigadas de atención de emergencia en todo el país. Nosotros tuvimos más de 1.000 entre Coquimbo y La Araucanía.

La CGE ha estado participando con la comisión en entregar y hacer observaciones de manera de incentivar nuevas tecnologías y apoyos. En ese sentido, siempre estamos prestos a seguir invirtiendo, con el fin de mantener y sostener 70.000 kilómetros de red de distribución y los 3,3 millones de clientes que tiene la CGE.

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

El señor **HEPP**, don Matías (director de Operaciones y Gestión de Equipos, CGE).- Señor Presidente, ¿podríamos venir el próximo lunes también?

El señor **MULET** (Presidente).- Dependiendo de la asistencia de nuestro del gerente general de la CGE, veremos si los podemos invitar nuevamente para que puedan terminar su presentación o bien, pueden venir con él. La invitación sería para el lunes 17 de marzo, que es la última sesión.

Agradecemos su concurrencia a la comisión.

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

*-Se levantó la sesión a las 21:00 horas.*

**CLAUDIO GUZMÁN AHUMADA,**

Redactor

Jefe Taquígrafos de Comisiones.