

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA recaído en el proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica

BOLETINES N^{os} 12.567-08 y 12.471-08, refundidos

HONORABLE SENADO:

La Comisión de Minería y Energía tiene el honor de emitir su informe sobre los proyectos de ley de la referencia, iniciados, el primero, en Moción de los Honorables Diputados señoras Daniella Cicardini y Alejandra Sepúlveda, y señores Ricardo Celis, Francisco Correa, Sergio Gahona, Giorgio Jackson, Pablo Vidal y Matías Walker, y el segundo, en Mensaje de Su Excelencia el Presidente de la República, señor Sebastián Piñera Echeñique, con urgencia calificada de “discusión inmediata”.

A las sesiones en que la Comisión analizó estas iniciativas de ley asistieron, además de sus integrantes, el Honorable Senador señor Bianchi.

Asimismo, concurrieron las siguientes personas:

Del Ministerio de Energía: el Ministro, señor Juan Carlos Jobet; el Jefe de la División de Mercados Energéticos, señor José Carrasco; los asesores legislativos, señor Juan Ignacio Gómez y señora Raquel Fuenzalida; el jefe de gabinete del Ministro, señor Patricio Artiagoitía, y la asesora de comunicaciones, señora Kareen Linzmayer.

De la Comisión Nacional de Energía: el Secretario Ejecutivo, señor José Venegas; la Jefa del Departamento Jurídico (s), señora Laura Contreras; el Jefe del Departamento de Regulación Económica, señor Martín Osorio, y la Jefa de Comunicaciones, señora Alejandra Quintanilla.

Del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago de Chile, el Director, Doctor Humberto Verdejo.

El Ingeniero Civil de la Universidad de Chile: señor Renato Agurto.

De la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas, FENACOPEL: el Presidente, señor Manuel Bello; el Director, señor Jaime Ugarte; el Gerente General, señor Cristián Espinosa; el Gerente

de CRELL, señor Franco Aceituno; el Gerente de COPELEC, señor Patricio Lagos; de la Cooperativa Eléctrica de Curicó, señores Alejandro Toledo y Nelson Ramírez, y la Consultora en Asuntos Públicos, señora Marcela Alt.

De Empresas Eléctricas A.G.: el Director Ejecutivo, señor Rodrigo Castillo; el Director Jurídico, señor Ricardo Eberle, y el Vicepresidente del Directorio, señor Francisco Alliende.

De Valgesta: el Director y consultor, señor Ramón Galaz.

De la Compañía General de Electricidad S.A., CGE: el Country Manager, señor Luis Zarauza, y el Director de Regulación, señor Francisco Sánchez.

De la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile, CONADECUS: el Presidente, señor Hernán Calderón; el abogado, señor Marco Zepeda, y el asesor, señor Israel Mandler.

De la Biblioteca del Congreso Nacional: el analista, señor Rafael Torres.

De la Secretaría General de la Presidencia: los asesores, señora Mikaela Romero y señor Cristián Barrera.

De la oficina del Senador señor Rafael Prohens: la asesora, señora Camila Madariaga, y la asesora comunicacional, señora Camila Briones.

De la oficina del Senador señor Álvaro Elizalde: el jefe de gabinete, señor Felipe Barnechea y el asesor de comunicaciones, señor Claudio Mendoza.

De la oficina del Senador señor Alejandro García-Huidobro: el asesor, señor Felipe Álvarez.

De la oficina del Senador señor Alejandro Guillier: el jefe de gabinete, señor Enrique Soler y la asesora legislativa, señora Natalia Alviña.

De la oficina de la Senadora señora Yasna Provoste: el jefe de gabinete, señor Christian Torres y el asesor legislativo, señor Rodrigo Vega.

De la oficina del Senador Señor Carlos Bianchi: los asesores, señora Constanza Sanhueza y señor Manuel José Benítez.

Del Comité Demócrata Cristiano: el asesor, señor Julio Valladares.

De la Fundación Jaime Guzmán: la asesora, señora Carolina García.

De la oficina de la Senadora señora Ena Von Baer; el asesor legislativo, señor Juan Carlos Gazmuri.

- - -

Cabe señalar que la iniciativa de ley, no obstante contar con urgencia de discusión inmediata, fue discutida solamente en general, por acuerdo unánime de los integrantes de la Comisión.

Asimismo, cabe hacer presente que, por acuerdo de la Sala de la Cámara de Diputados, de fecha 16 de mayo de 2019, se refundieron los boletines N^{os} 12.471-08 y 12.567-08.

- - -

OBJETIVO DEL PROYECTO

Revisar la rentabilidad de las empresas y los procedimientos de determinación de costos de los prestadores del servicio de distribución eléctrica, optimizando su cálculo, de manera que se vea reflejada la rebaja en las tarifas a partir del próximo proceso tarifario correspondiente al cuadrienio 2020-2024.

- - -

ANTECEDENTES

Para una adecuada comprensión de la iniciativa en informe deben tenerse presente los siguientes antecedentes:

A.- ANTECEDENTES JURÍDICOS

1.- Decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

2.- Ley N°18.046, sobre sociedades anónimas.

3.- Ley N° 19.886, de bases sobre contratos administrativos de suministro y prestación de servicios.

4.- Ley N° 19.496, que establece normas sobre protección de los derechos de los consumidores.

5.- Decreto con fuerza de ley N° 5 de 2003, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, concordado y sistematizado de la ley general de cooperativas.

6.- Decreto supremo N°11 T, de 2016, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, actualizado por el decreto supremo N° 5 T, de 2018, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, ambos del Ministerio de Energía.

B.- ANTECEDENTES DE HECHO

Por un lado, el Mensaje señala que la institucionalidad y regulación del sector eléctrico ha sido actualizada en los últimos años mediante el desarrollo de diversos instrumentos normativos que han permitido avances en el sector, quedando pendiente la modernización del segmento de distribución, revisión particularmente relevante considerando que se trata del único segmento que interactúa directamente con la ciudadanía.

Por lo anterior, agrega, el Gobierno dispuso la revisión de la normativa que regula el segmento de distribución, con el fin de ejecutar las reformas necesarias para su modernización. De esta forma, la “Ruta Energética 2018-2022: Liderando la modernización con sello ciudadano” incluyó, en mayo de 2018, dicho objetivo como uno de los diez mega compromisos.

El 2018, continúa el Mensaje, se inició un proceso prelegislativo con el fin de implementar una profunda reforma del segmento de distribución, que incluyó un diagnóstico consensuado de la situación actual, la contratación de estudios técnicos de alta complejidad y sofisticación, junto con instancias participativas de amplia convocatoria, teniendo la convicción de que la modernización de la regulación de la distribución eléctrica debe considerar las inquietudes ciudadanas.

Sin perjuicio del proceso prelegislativo en curso, el Mensaje reconoce la demanda por cambios de manera urgente, para cuyo efecto se han recogido las inquietudes ciudadanas y parlamentarias, entre ellas, la moción presentada por los Honorables Diputados Pablo Vidal, Francisco Eguiguren, Ricardo Celis, Sergio Gahona, Daniela Cicardini, Giorgio Jackson, Alejandra Sepúlveda y Matías Walker, que modifica la ley General de Servicios Eléctricos, en materia de cálculo del valor agregado por

concepto de costos de distribución de la energía (Boletín N° 12.471-08). Dicha iniciativa propone homologar el régimen de tarificación del segmento de distribución con el de otros sectores energéticos, tales como el de transmisión, donde la tasa de actualización es fijada mediante un estudio ad hoc de la Comisión Nacional de Energía.

En virtud de lo anterior, añade el Mensaje, se ha estimado necesario proponer un proyecto de ley que revise la rentabilidad de las empresas y los procedimientos de determinación de costos de los prestadores del servicio de distribución eléctrica, que incorpore las modificaciones necesarias a la brevedad posible, con el fin de que sean reflejadas en las tarifas a partir del próximo proceso tarifario. Añade que las modificaciones referidas se justifican de manera irrefutable, considerando la nueva realidad económica y sectorial, que no es la misma bajo la cual fue diseñado el marco regulatorio vigente.

Así, hoy la tasa de costo de capital fija de 10% utilizada en el proceso de valorización está desacoplada de la realidad y estabilidad del país. Primero, porque la realidad de las condiciones de acceso a financiamiento difiere significativamente de las condiciones observadas en la década del ochenta del siglo pasado, cuando se estableció. Segundo, porque el desarrollo tecnológico, la alta penetración y relevancia del servicio eléctrico, y la variación del retorno esperado de mercado, entre otros factores, han disminuido el riesgo y el retorno de las empresas, lo cual no se encuentra reflejado en la tasa fija de la actual regulación. Hoy los modelos tarifarios son más sofisticados y calculan una tasa de costo de capital y no una tasa fija.

La revisión de la tasa de costo de capital, concluye el Mensaje, debe ecualizar adecuadamente las condiciones de mercado, las señales de eficiencia y mínimo costo para el beneficio de los usuarios, así como una adecuada remuneración y señales de inversión para las empresas que prestan el servicio y, en relación al proceso tarifario, debe considerar la realización de diversos estudios de costos por parte de la Comisión Nacional de Energía y por las empresas distribuidoras o cooperativas eléctricas, en los que cada uno desarrolla su estudio de acuerdo a bases técnicas comunes.

Para efectos de resolver las discrepancias entre el regulador y las empresas, se ponderan los costos determinados en los estudios realizados por la Comisión Nacional de Energía en dos tercios, mientras el tercio restante corresponde a los costos determinados por las empresas. Dicha ponderación genera estructuralmente incentivos divergentes entre el regulador y las empresas, incrementando las asimetrías de información y dificultando la posibilidad de llegar a resultados que reflejen de manera efectiva los costos eficientes del servicio de distribución.

Finalmente, en relación a la determinación de áreas típicas en los procesos tarifarios, señala el Mensaje que la regulación actual establece que se realiza a través de una metodología basada en los costos de distribución. Así, se agrupan empresas donde los costos medios de distribución son parecidos entre sí y se selecciona una empresa de referencia. De esta forma, los criterios para la asignación de costos están determinados por las zonas de suministro que proveen las empresas, que poseen distintas condiciones geográficas, climatológicas, proporción de clientes rurales y urbanos, y estructura de propiedad, entre otros factores. El proceso que determina la empresa eficiente en base a estas áreas típicas, no necesariamente es representativo de las empresas eficientes que resultarían de un análisis similar sobre las demás empresas, distintas de la compañía de referencia, pertenecientes a la misma área típica.

Lo anterior, anota el Mensaje, se debe a que el proceso no diferencia adecuadamente la diversidad de realidades nacionales, de negocios, ni de sus clientes, estableciendo tarifas similares a empresas que enfrentan realidades distintas o atienden sectores de negocios o de población no necesariamente comparables. En razón de lo anterior, se hace necesario mejorar la definición de las áreas típicas, de manera tal que se reflejen adecuadamente las condiciones particulares de cada empresa.

Por otro lado, en la Moción se manifiesta que, en el contexto del proceso de reemplazo de los antiguos medidores eléctricos, por los denominados “medidores inteligentes”, se ha suscitado un descontento general de la ciudadanía, porque más allá que la medida corresponda a una modernización del sistema de distribución, este reemplazo será de costo de los usuarios, con el correspondiente aumento del precio final. Por lo anterior, se considera imperativo buscar medidas que compensen de alguna manera el costo asumido por los usuarios, considerando, además, los anuncios de nuevas alzas de la tarifa eléctrica a corto plazo.

Agrega la Moción que la Comisión Nacional de Energía (CNE) señala que la legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos”.

El valor agregado de distribución, según el artículo 182 de la Ley General de Servicios Eléctricos, se basa actualmente en empresas modelo y debe considerar:

1.- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;

2.- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y

3.- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real.

Según el estudio “Metodología de cálculo para la tasa de descuento de una empresa eficiente de transmisión eléctrica”, continúa la Moción, a pesar de que no existe una metodología definida para el cálculo de la tasa de costo de capital, sino que esta es fija de 10%, se observa que los expertos reconocen que esta tasa se encuentra sobrestimada en la actualidad, pues fue fijada hace al menos 30 años, sin reconocer la evolución del mercado.

El mismo estudio señala que el Panel de Expertos, ha expresado que “una tasa de costo de capital de un 6,5% refleja de mejor manera el costo de capital propio de la empresa.” El referido estudio estimó que el costo de capital para el sector de distribución es de 6.5%. La actual tasa es de 10% real antes de impuestos, sin embargo, dicho estudio estima que en conjunto podría llegar a tener una tasa entre 6% y 14%.

Finalmente, la Moción señala que eliminar la tasa fija de 10% de costo capital, y calcularla mediante un procedimiento reglado, que determine realmente dicho porcentaje y valor, debiera repercutir positivamente en el precio final, pagado por los usuarios del sistema.

- - -

DISCUSIÓN EN GENERAL

Al inicio de la discusión, el **Ministro de Energía, señor Juan Carlos Jobet**, expuso que el sector eléctrico comprende tres segmentos: generación, transmisión y distribución, siendo este último el que más ha demorado en reformar su regulación. La denominada “ley corta”, comentó, tiene un objetivo acotado, ya que no aborda todos los cambios que el segmento necesita. No obstante, adelantó, se prepara paralelamente un proyecto de ley que asumirá dicho desafío, para lo cual se hará un trabajo prelegislativo con los parlamentarios de las Comisiones de Energía de ambas Cámaras del Congreso Nacional.

Enseguida, relevó la necesidad de aprobar la presente iniciativa de ley a la brevedad, a fin de que la nueva tasa de rentabilidad pueda aplicarse en la próxima fijación tarifaria eléctrica. Indicó que el proceso de fijación se realiza cuatrienalmente, y para que rija en el próximo ciclo la ley debería estar vigente, a más tardar, a mediados del mes de octubre del presente año. Añadió que esta razón motivó el acuerdo transversal logrado en la votación de la Cámara de Diputados para aprobar el proyecto y no ampliar el alcance a otros temas importantes que se incluirán en la siguiente iniciativa. Agregó que se estima en seiscientos millones de dólares el ingreso de las compañías distribuidoras para el próximo período de cuatro años si no se modifica la ley.

Luego, explicó que el proyecto de ley corresponde a un texto refundido de un mensaje del Ejecutivo y una moción parlamentaria de los diputados Vidal, Jackson, Eguiguren, Gahona, Ricardo Celis, Ciccardini, Sepúlveda y Walker.

Asimismo, explicó que en Chile la tarifa eléctrica domiciliar se compone, en términos generales, por el costo asociado a la generación de energía, que considera también la potencia, equivalente a un 70% del total; el costo de transportar la energía por redes de alta tensión y largas distancias, correspondiente a un 10%; y el costo por distribuir la energía desde las subestaciones eléctricas del sistema de transmisión hasta los clientes finales, ascendente a un 20%. El último costo es aquel en que incurren las empresas distribuidoras para entregar su servicio y que en la regulación eléctrica se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD).

El VAD, especificó, se fija mediante un proceso de tarificación cuatrienal, donde se determinan los costos que una empresa modelo enfrenta al prestar el servicio de distribución de energía eléctrica de manera eficiente y dando cumplimiento a toda la normativa exigible. Añadió que el mecanismo de tarificación busca encontrar la forma más costo eficiente de entregar el servicio cumpliendo con todas las exigencias normativas existentes, que en el caso de la empresa modelo en el sistema actual utiliza una tasa de un 10% real anual antes de impuesto, calculando el VAD por área típica de distribución, cuyos componentes se calculan sobre la base de estudio de costos, los que en la práctica promedian proporcionalmente los informes de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de las empresas eléctricas, en dos tercios y un tercio respectivamente. Estimó que el sistema detallado respondía a otro contexto, en que el riesgo y el acceso a financiamiento era distinto. La distribución eléctrica, insistió, no ha tenido modificaciones sustanciales desde su concepción en el año 1982.

Explicó, luego, que la presente iniciativa de ley modifica la tasa de rentabilidad con que se realiza la fijación tarifaria, con el objeto de reflejar fielmente el riesgo del negocio de distribución, otorgar una señal de largo plazo de inversión eficiente y velar por que la tasa de retorno

sea suficientemente atractiva para que las empresas inviertan y que la calidad del servicio sea más alta.

Respecto a la tasa de rentabilidad, precisó que la idea es reemplazar la tasa fija del 10% real antes de impuestos por una tasa calculada con un mínimo de un 6% y un máximo de un 8% después de impuestos, cuya determinación debiera ajustarse a las condiciones de mercado vigentes en cada proceso tarifario cuatrienal. La tasa del 10% antes de impuesto, especificó, equivale aproximadamente a un 8,35% después de impuesto. La medida es similar a recientes modificaciones de mercados regulados como la transmisión eléctrica y el suministro de gas, donde se estableció, para el primero, un mínimo de un 7% y un máximo de un 10%, y para el segundo, un mínimo de un 6% sin límite superior, en ambos casos después de impuestos.

Declaró, asimismo, que el mínimo propuesto busca evitar que en escenarios de tasas de mercado muy bajas se definan tarifas cuatrienales, por su parte, el máximo apunta a proteger a los clientes de tarifas artificialmente altas, si se fijan en un momento en que las tasas de mercado son muy altas. Agregó que la fórmula de cálculo que se utilizaría es el modelo de valoración de activos financieros (CAPM, por su sigla en inglés) para una industria en particular, cuya tasa razonable de mercado equivale a una tasa calculada como tasa libre de riesgo más un premio por inversión multiplicado por el riesgo sistemático. En síntesis, apuntó, el objeto es fijar tarifa con una tasa de rentabilidad coherente con el riesgo del negocio de distribución. Añadió que la tasa libre de riesgo corresponde a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional, el riesgo sistemático al valor que estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución con respecto a las fluctuaciones del mercado, y el premio por riesgo de mercado a la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo.

De acuerdo a estimaciones del Ministerio y la CNE, puntualizó, el impacto en tarifa de la presente iniciativa de ley podría ser del orden de un 3% de rebaja para la cuenta tipo, y en un período tarifario el menor pago de los clientes ascendería en forma global a cuatrocientos mil millones de pesos.

Enseguida, se refirió a los estudios de costos y controversias entre el órgano regulador y las empresas eléctricas. Recordó que actualmente la ponderación de estudios en la proporción dos tercios – un tercio genera estructuralmente incentivos divergentes entre el regulador y las empresas, presentando estas últimas informes de costos más altos para que el tercio que pesa en la fijación del VAD empuje el promedio al alza y así se fijan tarifas más altas. Así, afirmó, se observó en cinco procesos de fijación

tarifaria, donde sistemáticamente la estimación de costo de las compañías fue más alta que las de la CNE, estas últimas más bien estables, divergencia que ha ido aumentando, creando un incentivo incorrecto en un proceso poco transparente y sin participación.

Acotó que en esta parte el objeto de la iniciativa es determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución, generando incentivos correctos para disminuir asimetrías y entregar mejor información disponible, con un solo estudio mandado por la CNE, otorgando la posibilidad de observar las bases de licitación y el estudio mismo y eliminando la ponderación dos tercios – un tercio, cuyas discrepancias se resolverán por el panel de expertos, lo que debiera incentivar a presentar la mejor información disponible. Además, señaló, se permitirá la participación transparente de la sociedad, con la creación de un registro, otorgando la posibilidad de presentar argumentos técnicos, jurídicos y económicos.

En relación con las áreas típicas, explicó que los ingresos de las empresas distribuidoras se determinan a partir de la valorización de una empresa modelo eficiente que optimiza su infraestructura, planes de mantenimiento y operación, para suministrar de manera óptima a los clientes en un área de concesión que recibe el nombre de área típica. La ley actual define a esta última como las áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son similares entre sí. Indicó que, previo a cada proceso tarifario, se agrupan las empresas a partir de costos similares y se realizan estudios por cada área típica, no por cada compañía.

Sobre el particular, comentó que es necesario mejorar la representatividad que tiene el proceso tarifario respecto de las distintas empresas y sus diversas zonas de concesión, de manera de que las empresas eficientes que resulten reflejen de mejor manera las condiciones en las que se debe operar en cada área típica. Para lo anterior, justificó, se requiere una modificación de prácticas históricas para la definición de áreas típicas, lo que será posible por medio de una definición más general del concepto que entregue mayor flexibilidad al regulador al momento de definir dichas áreas. La propuesta en concreto, precisó, es que las áreas típicas de distribución sean aquellas cuyos costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red sean similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.

Por otro lado, indicó que se propone perfeccionar el proceso tarifario, incorporando, por moción parlamentaria, elementos que debe enfrentar la empresa regulada tales como la distribución de los clientes en cuanto localización y demanda; el trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes y los obstáculos físicos para el mismo; la velocidad de

penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución; la consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversión relevantes; y la consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

Asimismo, comentó que actualmente no existe un mecanismo de monitoreo de las rentabilidades reales de las empresas sujetas a regulación en la distribución, pues el chequeo de rentabilidad agregado de la industria trata de rentabilidades “tarifarias”, es decir, sobre la base de información entregada por las empresas y no considera el ejercicio ni desempeño real.

Por último, señaló, se obliga a las empresas a contar con un giro único de distribución de energía eléctrica, con objeto de diferenciar la actividad regulada de otras actividades que pudiere realizar la misma empresa, con excepción de las cooperativas eléctricas que, por su naturaleza y tamaño, deberán mantener una contabilidad separada para las actividades de distribución.

Explicó, también, que se consideran disposiciones transitorias para disminuir los plazos del siguiente proceso tarifario, cuya vigencia se inicia en noviembre de 2020, con el fin de que las modificaciones a la denominada ley corta surtan efectos a la brevedad. Del mismo modo, agregó, se aseguran al menos cuatro áreas típicas en las que cooperativas sirvan de referencia para el proceso tarifario, con el objeto de que la determinación de las tarifas para estas sea más representativa. Finalmente, indicó, el Ejecutivo se compromete a presentar el proyecto de ley de reforma integral del segmento de distribución eléctrica dentro de los seis meses siguientes contados desde la publicación del presente proyecto de ley.

En último término, se refirió al gasto público que implica la iniciativa, el que considera la contratación de dos ingenieros, grado cuatro del escalafón de la administración pública, para apoyar la ejecución y revisión de los estudios previamente mencionados. Asimismo, acotó, se contemplan cuarenta millones de pesos para el estudio cuatrienal de tasa de costo de capital. El primer estudio, precisó, debe ejecutarse el presente año, por lo que se financiará con presupuesto vigente mediante reasignaciones. Además, se consideran doscientos millones de pesos adicionales para el estudio cuatrienal de valorización, cuyo primer cálculo debe efectuarse el año 2020.

A continuación, el **Honorable Senador señor Elizalde** preguntó cuáles son los plazos que tienen para aprobar el proyecto. También cuánto bajarían las tarifas como resultado de este proyecto de ley, pues a las personas les interesa la cuenta de la luz.

El **Ministro señor Jobet** respondió que a las personas les interesa la cuenta de la luz, pero también les importa la calidad del suministro y que el cobro sea justo. Añadió que es importante que la tasa sea razonable pero no demasiado baja, a fin de no desincentivar la inversión. Aclaró que la distribución representa un 20% de la cuenta total, por lo que estimó que el efecto de esta modificación sea alrededor de un 2,5% a un 3% de la cuenta. Al respecto, observó que en una cuenta tipo, de aproximadamente 23 mil pesos, el efecto sería de alrededor de 700 pesos.

A su vez, el **Honorable Senador señor Guillier** manifestó que, según expuso el Ministro, actualmente no existe un mecanismo de monitoreo de las rentabilidades reales de las empresas sujetas a regulación en la distribución, situación que consideró grave. Añadió que existe un chequeo de rentabilidad agregado de la industria, pero se trata de las rentabilidades tarifarias, es decir, sobre la base de información entregada por las empresas, esto es, el regulado define y entrega los datos para que la autoridad se pronuncie, segundo hecho que estimó inaceptable. Recordó que junto a otros parlamentarios han abordado este tema, porque el modelo de negocios se ha cuestionado también en las sanitarias. Afirmó que ha llegado la hora de revisar el mecanismo de regulación, por ende, no se puede comprometer a plazos tan breves, para un sector donde han existido abusos por años. Por tanto, planteó que se deben conocer los antecedentes, entender el problema, y de acuerdo a eso fijar un calendario.

Por su parte, la **Honorable Senadora señora Provoste** consultó cuáles son los plazos, porque al mirar estas etapas del proceso, se ve con claridad que la fecha del nuevo decreto sería noviembre de 2020, por eso no le cuadra la urgencia. A raíz de lo planteado por el Senador Guillier, planteó estudiar mejor el tema, para saber cuál es el impacto en la tarifa, especialmente en la tarifa promedio, porque los adultos mayores no pagan más de diez mil pesos de luz, y entonces el impacto sería solo de 300 pesos.

Agregó que si la preocupación es que no aumente el precio final de la luz a los vecinos, la consulta es si se sigue incorporando al modelo tarifario la central El Campesino, que tiene un costo de USD100 el MW/h, lo cual hace subir la tarifa por una generadora que no existe y que se cobra.

El **Ministro señor Jobet** compartió las preocupaciones del Senador Guillier. Aclaró que por eso se propone el giro único, ya que es necesario saber cuánto ganan las empresas que distribuyen luz a los hogares. De ahí la modificación a una ley que ya tiene casi cuarenta años.

Agregó que es importante entender que la fijación tarifaria se hace a partir de una empresa modelo. Si la compañía tiene más

costos que la empresa modelo, eso no lo pagan los usuarios. Puntualizó que la discusión de si el esquema de empresa modelo es el mejor o no, se discutirá en el marco de la ley larga, pues existen personas que estiman que hay que moverse al otro extremo, que es una empresa real. Si creen que al mecanismo de la empresa modelo, con las mejoras respectivas y otras variables que permita que funcione mejor, es adecuado. Añadió que tiene que haber coherencia en el marco regulatorio de los distintos sectores, que no son idénticos, pero que tienen ciertas similitudes.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor José Venegas, aclaró que el proceso de fijación tarifaria de la distribución abarca cerca de dos años y que ya comenzó en el contexto de la ley actual con miras a tener la fijación en noviembre de 2020. Añadió que el proceso es largo porque consta de varias etapas, la primera es encargar un estudio de costos que lo hace una empresa externa, eso se hace con mucha anticipación porque las bases del estudio pueden ser objetadas e ir a un panel de expertos, luego se debe hacer el estudio, y después hay que dar plazo a la discusión y a la fase de cálculo, por eso la fecha crítica es noviembre del presente año, porque es el momento en que se encarga el estudio de costo, el que será muy distintos si se aprueba esta ley, entre otros aspectos por la tasa de rentabilidad.

El Honorable Senador señor Elizalde señaló que podría realizarse un estudio bajo la hipótesis de la ley que se discute.

El **señor Venegas** respondió que el elemento clave es la tasa de rentabilidad. Añadió que el estudio que define la ley actual no incluye un estudio de tasa de rentabilidad, como si lo hace el proyecto que se propone.

A su turno, el **Honorable Senador señor García Huidobro** expresó que habría preferido trabajar la ley larga, pues es una necesidad urgente del país, ya que permitirá abrir, tal como se hizo en generación y transmisión, la competencia, el cual es el mayor problema de la distribución. Consultó cuánto tiempo estuvo en la Cámara de Diputados, porque despachar en 15 días el proyecto es complejo. Al respecto, preguntó si la fecha de dictación del decreto tarifario se podría retrasar.

El **Ministro señor Jobet** manifestó estar de acuerdo con que lo más importante es la ley larga, pues lo relevante de ella es transformar un monopolio natural que cumple varios roles, proveer infraestructura y ser comercializador, y administrar información de los clientes. Añadió que el monopolio natural tiene sentido solo en la infraestructura, por lo que se deben abrir espacios de competencia en la comercialización, abrir un acceso transparente, oportuno y en igualdad de condiciones a todos los actores que quieran entrar en este mercado, lo que permitirá que la modernización del sector energía llegue a las casas y las

personas lo perciban, con más facilidad para acceder a paneles solares, autos eléctricos, programar el consumo, e incentivos correctos para aplicar eficiencia energética. Aclaró que se discutió la opción de no discutir ley corta y hacer solo ley larga, pero la inmensa mayoría de los actores políticos creen que la ley corta es importante para normalizar la rentabilidad de las compañías, que tengan giro único para saber cuánto renta y que se mejore el proceso de fijación tarifaria.

Respecto al proyecto, contestó que ingresó en abril de 2019, siendo aprobado en septiembre. Añadió que el desafío principal será lograr, como en la Cámara, un acuerdo de que no se incorporen en la ley corta otros temas.

El Honorable Senador señor Elizalde señaló que si se aprueba la ley corta ello no debe implicar que no se discuta la ley larga.

A su vez, el **Honorable Senador señor Guillier** expresó que la opinión pública no entenderá el que se apruebe una ley corta y luego una larga, considerando que se reducirá la tarifa en 300 pesos. Planteó que se debe hacer la discusión de fondo, sin estar amarrados.

El **Ministro señor Jobet** respondió que la preocupación de que la ley corta no sea un candado es razonable. Añadió que ello se dice expresamente en el proyecto de ley.

El Honorable Senador señor Bianchi indicó que en la ley corta la tarifa se fijará a cuatro años, y que se diga que la tarifa puede ser cambiada, en su opinión, forzará a que la tarifa se mantenga por los próximos cuatro años.

El Ministro señor Jobet explicó que si no se hace la ley corta, igual habrá decreto tarifario por cuatro años.

En la siguiente sesión en que la Comisión trató el asunto se recibió a diversos expertos y representantes del sector eléctrico.

El Director del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago, señor Humberto Verdejo, explicó que el proyecto en estudio no apunta al beneficio directo de la ciudadanía ni tampoco a mejorar su calidad de vida.

Aclaró que tampoco está de acuerdo con la iniciativa porque, por ley, la fecha tope para aprobar el proyecto es abril de 2020, por lo que no es cierto que impostergablemente debe ser octubre del 2019.

Indicó que el proyecto se ha presentado como una

alternativa para disminuir las tarifas, principalmente para los clientes regulados. Añadió que las tarifas de electricidad para clientes regulados se calculan a partir del efecto de tres componentes de precio determinadas por la Comisión Nacional de Energía, las cuales tienen un peso diferente y ponderado en la cuenta mensual: Generación, Transmisión y Distribución. El efecto de dichas componentes en la cuenta mensual se distribuye de la siguiente manera: 70% para el costo asociado a producir energía (generación), 10% para el cargo de transportar la energía desde los puntos de generación a las grandes ciudades (transmisión) y un 20% asociado al valor de distribuir de manera segura y eficiente el suministro de electricidad hasta cada uno de los usuarios (distribución).

Informó que, producto de las alzas y las actualizaciones de los precios de energía de los contratos de suministro para clientes regulados, solo el año 2019 habrá un alza cercana a siete mil pesos, y la disminución por esta ley será de trescientos pesos. Añadió que la reducción no llegará ni siquiera al 10% de lo que disminuirá la cuenta este año, razón por la cual no es una política pública adecuada para el beneficio de la ciudadanía, ya que no tiene ningún impacto.

De esta manera, prosiguió, a partir del año 2015 los precios de las licitaciones comenzaron a disminuir de manera considerable, llegando a valores históricos por debajo de los 50 dólares por MWh y que fue noticia incluso para la prensa internacional. Añadió que este hecho se logró por el ingreso de nuevos oferentes de energía, los cuales se adjudicaron contratos basados en Energías Renovables No Convencionales.

Sin embargo, explicó que para la sociedad no ha quedado claro que los precios de las licitaciones de suministro pasan a tarifa en un plazo no menor a 5 o 6 años, una vez que son adjudicados.

Indicó que esto quiere decir, que los precios históricos bajos de las licitaciones de suministro del año 2015, recién se reflejarán en las cuentas mensuales a partir del año 2021.

Respecto al giro único manifestó que las sociedades anónimas o cerradas que hoy presten servicio de distribución solo podrán cargar en sus finanzas los ingresos, costos y gastos que estén directamente vinculados al negocio de distribución. Añadió que, con respecto a la venta de productos o servicios asociados como, por ejemplo, artefactos eléctricos, tiene que tener otra filial.

Afirmó que no todas las empresas tienen la misma capacidad para hacer gestión del cambio para poder transitar al giro único con la creación de filiales. Añadió que se puede ver desincentivada la capacidad de inversión, debido a que se reducen las ganancias al existir segmentación.

Aclaró que existe una incidencia en la percepción ciudadana con respecto a los pagos por diversificación de boletas de servicios.

Expresó que el giro único debe ser establecido en función del desarrollo estratégico, lo cual flexibiliza y posibilita el tránsito a giro único. Aclaró que hay ciertas actividades de distribución que son inseparables del giro exclusivo, por ejemplo, los clientes libres de distribución no pueden operar en una filial separada.

En cuanto a las cooperativas, señaló que dichas agrupaciones prestan, además del servicio de distribución, otros servicios, entonces el proyecto plantea que ellas apliquen un régimen de contabilidad separada para el servicio de distribución eléctrica, pero no con todas las exigencias que les exigirá a las otras compañías. Destacó que se debe considerar la capacidad de gestión de cambio de una cooperativa y de cómo esto puede afectar su impacto social.

Advirtió que se debe abordar de manera local el funcionamiento de las cooperativas, pues la indicación sólo se estructura para que las empresas de distribución de gran tamaño puedan enfrentar el cumplimiento de la futura ley. Igual consideró que el proyecto no resolverá el problema en un plazo tan breve.

Respecto a la rentabilidad, expresó que el proyecto fija un piso de un 6% de rentabilidad para las empresas de distribución eléctrica. Añadió que lo anterior modifica el proyecto presentado por la Ministra anterior que sólo establecía una baja de un 10% a un 7% de rentabilidad.

Manifestó que la iniciativa legal ha causado dudas en las empresas, puesto que el impacto sobre las ganancias de éstas es mucho mayor a lo esperado en las tarifas para contribuir a un beneficio ciudadano; existe confusión de tasa de descuento con chequeo de rentabilidad; desincentiva la inversión, dado que afecta negativamente las ganancias más de lo que podría impactar en la reducción de las tarifas; no hay impacto significativo en la reducción de tarifas; al desincentivar la inversión, se genera menos eficiencia en las mejoras en calidad y seguridad del suministro; no se hace cargo de la obligatoriedad de la calidad y seguridad del suministro y la necesidad de modificar el mecanismo de la empresa modelo no se toca en la ley corta.

Por todo lo anterior, planteó que no es una buena política pública. Añadió que el corte de suministro en Chile es diez veces mayor que el de los países europeos, por lo que, bajo esa figura reducir la tasa de descuento no bajará la tarifa ni mejorará la calidad y seguridad del

suministro.

Seguidamente, el **Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G., señor Rodrigo Castillo**, informó que cuando una industria se ve enfrentada a un proyecto de ley que rebaja la rentabilidad pareciera ser evidente que el discurso de la industria será contrario, porque querrá mantener las cosas como están. Añadió que, sin embargo, en la industria de la distribución no perderán el tiempo en eso.

Respecto a la mirada del cliente sobre la distribución eléctrica, señaló que la calidad de suministro está bajo las expectativas de los clientes y de los desempeños de países desarrollados e incluso de países comparables. Añadió que Chile es uno de los países con peor calidad de servicio en materia eléctrica, por ejemplo, Grecia tiene 133 minutos de interrupción al año contra los 1.105 minutos de Chile, siendo que ambos tiene ingresos per cápita muy similares, por lo que comparados indica que tiene una calidad de servicio ocho veces mayor que la de Chile.

En cuanto a la indisponibilidad de suministro proveniente de eventos de fuerza mayor, en generación y transmisión, y en distribución, señaló que, desde el año 2012, la constante dice relación principalmente con los eventos climáticos que ha enfrentado Chile. Añadió que si se observa el año 2017, el de mayor hora interrupción promedio, corresponde al año de los nevazones. Aclaró que se podrá discutir si fue culpa o no de la empresa, pero lo que es evidente es que lo que el país vive como consecuencia del cambio climático, es una realidad que obliga a contar con otras redes de distribución eléctrica, razón por la cual se debe avanzar hacia un cambio regulatorio profundo para cumplir con dicho objetivo.

Expresó que a nivel comparado por regiones, se observa que el caso de Santiago con los nevazones, y en general con las grandes urbes, la calidad de servicio es aún muy superior que en regiones más extremas, injusticia que se debe corregir. Aclaró que no es posible hacerse cargo de las correcciones manteniendo un esquema de empresa modelo, que está mal preparada para hacerse cargo de las circunstancias específicas regionales, de las características, por ejemplo, de una empresa cooperativa para enfrentar los cambios en materia de servicio.

Informó que la prensa recogió en profundidad los grandes desafíos en calidad de servicio producto de las circunstancias climáticas del año 2017, las peores nevadas en 50 años; 2019 las peores sequías en 30 o 40 años. Añadió que alguna vez han ocurrido, pero nunca todas juntas en cinco o diez años. Al respecto, destacó que el 60% de los eventos climáticos extremos sufridos en Chile en los últimos cincuenta años se han dado en los últimos cinco años, según el Ministerio del Interior.

Observó que, para encarar los problemas de

suministro, el Ministerio de Energía definió objetivos de calidad en política energética 2050 – 2035: indisponibilidad de suministro; 100% familias vulnerables con energía, y acceso universal a servicios energéticos.

Asimismo, de modernización del sector en la Ruta Energética 2018-2022: marco que consolide los estándares de seguridad y calidad del suministro esquemas de tarificación, e incorporación eficiente de nuevas tecnologías como redes inteligentes, almacenamiento y electromovilidad, entre otras.

Aclaró que el punto de partida para abordar los desafíos dice relación con que el modelo de regulación vigente ha permitido la expansión de la red con eficiencia en costos y con altísimos niveles de cobertura, ya que más del 99,6% de la población tiene acceso a electricidad. Añadió que, no obstante, el gran desafío es la calidad del servicio.

Sin embargo, señaló que el sistema de empresa ideal (modelo) que parte de cero en cada proceso de fijación tarifaria, no permite, en su opinión, incorporar los mecanismos para la mejora gradual de los estándares de calidad de suministro. Añadió que saben que el propósito de esta ley es bajar la rentabilidad lo más rápido posible, sin embargo preguntó por qué están tan apurados, pues saben como industria que la rentabilidad bajará. Agregó que bajar trescientos pesos, sin hacer nada en calidad de servicio, es un despropósito en política regulatoria.

Afirmó que el modelo regulatorio no permitirá alcanzar los objetivos que Chile, en línea con las expectativas de los clientes, se ha definido. Por ello, planteó qué hacer como país. Al respecto, señaló que para alcanzar los desafíos definidos en calidad de suministro, es necesario realizar significativas inversiones, principalmente de largo plazo. A ello se suma la necesidad de inversiones para el desarrollo de nuevas tecnologías a nivel de la red de distribución: generación distribuida, electromovilidad, almacenamiento, entre otras.

Agregó que se debe profundizar la discusión sobre las reformas del sector distribución, de modo de hacerse cargo de los desafíos que el país tiene que abordar urgentemente.

Recordó que el Ejecutivo ha señalado primero bajemos la rentabilidad, o sea el premio por riesgo, y después discutamos el modelo de negocio, lo cual, en su opinión, no tiene ningún sentido, pues fue una reacción política a la crisis de los medidores. Añadió que no se hace cargo del aumento de las tarifas y los problemas de calidad de suministro.

Planteó que las características que se deben considerar a la hora de modificar el marco regulatorio de la distribución eléctrica son: la actividad de distribución, entendida como la prestación de

servicio de redes; que es un monopolio natural (resulta ineficiente e inviable duplicar redes), y la componente de distribución que representa en promedio menos del 20% de la tarifa final que pagan los clientes.

Luego, informó que proyecto de ley corta reduce en 22% los ingresos asociados a inversiones en distribución, con un efecto en las cuentas de los clientes finales de entre 2 y 3%. Así, una persona que consume de diez mil a quince mil pesos, verá una reducción de 150 a 200 pesos, para esa misma persona, y solo por concepto de aumento de dólar, implicará entre cinco y siete mil pesos de aumento solo este año, teniendo presente que el último dólar considerado fue a 672 pesos.

A continuación, el **Gerente General del grupo Saesa Frontel, señor Francisco Allende**, explicó que la tasa de 10% antes de impuestos se considera sólo para remunerar las inversiones de una empresa modelo (que parte de cero), para la cual se definen en cada proceso tarifario, cada 4 años, niveles de eficiencia que son inalcanzables para las empresas, por indivisibilidad de inversiones y obsolescencia tecnológica, entre otros. Añadió que la ley actualmente garantiza una rentabilidad regulatoria -en la práctica siempre distinta a la real- del 5% antes de impuestos para la industria como un conjunto.

Agregó que en el último proceso tarifario la rentabilidad regulatoria de la industria fue de 7,55% (con costos e inversiones fijados por la SEC). Advirtió que, considerando los valores reales de las empresas, dicha rentabilidad es significativamente menor, razón por la cual no existe una rentabilidad garantizada, ya que están pensadas en una empresa modelo, no real.

Explicó que con el proyecto de ley corta, la rentabilidad regulatoria mínima de la industria será de solo 1% después de impuestos, lo que significa que algunas empresas podrían estar incluso bajo ella.

Agregó que una reducción de la tasa debe venir acompañada de una adecuación en el riesgo que enfrentan las empresas, de modo que sea consistente con ella.

Indicó que el riesgo del segmento de distribución de electricidad debe reconocerse adecuadamente. Así, para las empresas sanitarias, la normativa vigente establece un piso individual por compañía del 7% después de impuestos; la ley del gas dispone que las empresas distribuidoras deben ser sometidas a regulación de precios cuando su rentabilidad después de impuestos supera el 9%; y, en transmisión eléctrica, la tasa de descuento mínima después de impuestos corresponde a 7%. Añadió que el proyecto de ley corta define una tasa de descuento que es menor a la que enfrentan otros negocios y que debería mantenerse por

coherencia regulatoria.

Señaló que Frontel es la distribuidora de la Araucanía y el Biobío, siendo su rentabilidad bien distinta a la de la empresa modelo. Explicó que en el proceso de fijación tarifaria se define que las pérdidas de energía de una distribuidora por temas de hurto no pueden ser más de un 2%, siendo que la realidad de la Araucanía, por tener sectores muy grandes, es mucho más alto, sin mencionar el robo de cable, que en Frontel alcanza solo el año 2019 a 352 km de cable. Observó que son costos que la empresa modelo no tiene, también gastos no reconocidos como incendios forestales (peritos), donde se alcanzó a dos mil millones de pesos en defensa jurídica. La rentabilidad real, prosiguió, es la mitad de la rentabilidad de la empresa modelo, por las razones ya dadas. Por tanto, desmitificó que exista una rentabilidad garantizada, pues el riesgo real es mucho mayor.

Agregó que existiendo una demanda tan baja se llega a sectores apartados con kilómetros de líneas de distribución. Alimentadores de más de mil kilómetros para llegar a todos los clientes residenciales de zonas rurales. Explicó que no es que las compañías no quieran invertir, sino que el modelo no incentiva la inversión, y la calidad del servicio termina siendo vergonzosa.

A manera de conclusión, expresó que: el modelo regulatorio no incentiva mejoras en calidad; la calidad de suministro está bajo de la esperable para países con ingresos per cápita similares a los de Chile y por lo tanto de las legítimas expectativas de los clientes; el proyecto de ley no soluciona lo anterior, así como tampoco tiene efectos relevantes en las cuentas de los clientes finales; asimismo, no equilibra riesgo con rentabilidad. Resulta contraintuitivo que se fije en una ley corta la tasa de rentabilidad por riesgo en forma previa a la discusión de una ley larga que establecerá el modelo de negocios y por tanto el riesgo de la industria.

Indicó que dado que el efecto tarifario es reducido, debería darse una discusión más profunda que permita enfrentar los desafíos de modernización del sector distribución. Añadió que para que Chile alcance los objetivos que se ha definido, es necesario ampliar el alcance de las modificaciones regulatorias en distribución, abordando al menos aspectos relativos al riesgo del negocio, al modelo de remuneración, gestión y al proceso tarifario.

Finalmente, concluyó que la industria quiere una reforma a la distribución, están disponibles para invertir, y no quieren una rentabilidad distinta a aquella que sea reflejada por el nivel de riesgo. Solicitó que se determine cuál es el negocio y el riesgo del mismo, qué calidad de servicio se quiere, y luego se fije la tasa de rentabilidad adecuada para la distribución.

Por su parte, el **Ingeniero Civil de la Universidad de Chile, señor Renato Agurto**, expresó que cuando se tramite la ley larga se podrá discutir el mecanismo de la empresa modelo, no obstante es partidario de mantener el concepto, ya que es la posibilidad de que el regulador eléctrico sea capaz de enfrentar la discusión con las empresas distribuidoras que se pueden reflejar en el modelo haciendo uso de los avances tecnológicos, teniendo en cuenta los aspectos de calidad del servicio y sobre todo los económicos, que hoy no se consideran. Afirmó que cuando se compara la calidad del servicio eléctrico nacional con otros países, no se pone atención de que en cada país hay realidades geográficas distintas, por tanto, al poner metas de calidad del servicio se debe hacer una adecuada evaluación de los costos que eso significa lograr.

Recordó que le ha tocado participar en tres estudios de VAD, 2004, 2008, 2012, donde se han enfrentado al tema de evaluar modelo con calidad de servicios, por ejemplo, en la zona de Frontel, donde existen alimentadores extremadamente largos, baja densidad de servicio. Al respecto, señaló que el costo de poner índice de calidad de servicio, estándares que se comparan con países de igual desarrollo, pero con otra realidad geográfica es altísimo, la premisa es que el tema de la calidad del servicio siempre hay que evaluarlo de buena forma, porque no se trata de dar una calidad de servicio a cualquier costo. Agregó que esa diferencia también se refleja en Chile en sus distintas ciudades, grandes urbes con muy buena calidad del servicio, respecto de zonas rurales.

Sobre el proyecto de ley corta, manifestó que es un proyecto que aborda ejes largamente discutidos en los últimos años; ha habido consenso en la industria, por ejemplo, con relación a la estructura de los estudios. Añadió que el panel de expertos se instaló el año 2004, 15 años hablando de la posibilidad de contar con un estudio, y que las distribuidoras puedan discrepar ante el panel, y no se ha resuelto.

Agregó que la tasa de descuento es una normalización de situaciones que han venido ocurriendo en el país desde los años 80 con el sector telecomunicaciones y a fines de los 80 en el sector sanitario, luego con el de la distribución de gas de red, en que se estableció un modelo de tasa de descuento que se basa en analizar en el mercado las rentabilidades de las empresas en función del nivel de riesgo, y el riesgo sistemático, modelo suficientemente descrito.

Señaló que actualmente las 34 empresas se representan con 6 tipos de áreas. Añadió que las herramientas de cálculo permitirían pasar a una empresa modelo por distribuidora, eso permitiría recoger las realidades específicas de cada una de las áreas de distribución donde atiende cada concesionaria.

Luego, indicó que el proyecto de ley ha incorporado una mejora del artículo que define la empresa modelo, que actualmente se concibe como una empresa que atiende la distribución de acuerdo a las condiciones del país, la cual se agregó en la Cámara y que dice que deben ser atendidas las condiciones con las cuales la empresa de referencia que se toma para fijar la empresa modelo atiende el servicio, respecto de la localización y magnitud de los consumos que debe atender, trazado de las calles y caminos y los obstáculos a vencer para el desarrollo de la red, tomando en cuenta la penetración de nuevas tecnologías, vegetación y dificultades de la empresa. Agregó que la alternativa es pasar a la condición de que el regulador fije a cada empresa una tarifa distinta metiéndose en los libros de costos de la empresa, las inversiones pasadas y futuras, involucrándose en la planificación, aparte de un costo enorme, enfrenta al regulador a ser corresponsable del desarrollo de la empresa, lo cual es incompatible con una buena regulación.

Manifestó que la iniciativa legal en estudio resuelve situaciones largamente discutidas en el sector, que pueden ser abordadas con independencia de la ley larga, y que son urgentes por el nuevo período de fijación de tarifas.

Por último, indicó que apoya el proyecto, aunque tiene observaciones, como el chequeo de la nueva tasa del 6% después de impuesto o el proceso del VAD, ya que, al menos en las empresas de referencia que se tomaron como modelo para estructurar el VAD, la recaudación que con estos parámetros tarifarios obtenga la compañía, debe recaudar lo que le dio origen al VAD, es decir, los costos estándares de operación, mantenimiento, e inversión de la empresa modelo.

El Honorable Senador señor Elizalde consultó al Ejecutivo, en términos agregados, lo que significaría la disminución tarifaria.

El Jefe de División de Mercados del Ministerio de Energía, señor José Carrasco, respondió que aproximadamente son 600 mil millones de pesos.

A continuación, hizo uso de la palabra el **Presidente de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (Fenacopel), señor Manuel Bello**, quien señaló que las cooperativas desempeñan una función social y aportan valor agregado a su entorno, al estimular la asociatividad basada en valores de solidaridad y colaboración mutua. Añadió que tienen un importante valor social y solidario, pues la asociación de varios cooperados permite generar economías de escala, dar acceso a servicios y condiciones que pequeños actores no podrían tener por sí mismos.

Agregó que las cooperativas desarrollan una

gestión democrática donde el voto del más pequeño de sus asociados vale exactamente lo mismo que el del más grande. Explicó que fueron creadas para electrificar zonas rurales, donde las grandes empresas no quisieron prestar servicio, logrando así un mayor desarrollo social, económico y una mejor calidad de vida para sus habitantes. Así llegan a más de 600.000 chilenos, 155.000 familias, cinco regiones: Maule, Bío-Bío, Ñuble, Los Ríos y Los Lagos, y 63 comunas.

Destacó que las Cooperativas cumplen un rol social y son parte del desarrollo eléctrico de Chile, pues llegan primero con electricidad a los lugares más alejados del territorio, mejorando la calidad de vida de miles de chilenos. Reiteró que las cooperativas eléctricas de Chile desde 1948 aportan al desarrollo regional y rural del país.

Luego, se refirió a las características de las Cooperativas Eléctricas. Informó que las cooperativas entregan energía en las zonas más apartadas del país, con muchas dificultades en lo geográfico y en la distancia. Están presentes de mar a cordillera. Por tanto, existe una realidad muy distinta a la de las grandes empresas, ya que: prestan servicios en zonas rurales y poco densas (un promedio de 6,8 clientes por kilómetro de red); algunas de ellas se ubican en los mejores lugares del ranking de calidad de suministro eléctrico de la SEC, y brindan una atención personalizada y tienen baja tasa de reclamos.

En cuanto a los problemas de la normativa actual, expresó que a las cooperativas siempre se las consideró en el ámbito del mercado, cuando en realidad son empresas sociales, tanto en la tasa de retorno, la tasa de riesgo del mercado y la tasa de riesgo asegurada. Agregó que a las cooperativas nunca se les ha reconocido su realidad distinta.

Manifestó que este modelo mide como iguales a cooperativas y a las grandes distribuidoras, pese a no ser comparables. Añadió que las cooperativas atienden zonas principalmente rurales, de muy baja densidad, en contraste con las grandes distribuidoras, que suministran al enorme mercado urbano y con muy alta densidad.

Informó que llegaron a existir 20 cooperativas distribuidoras, de las cuales hoy existen solo 7 en el Sistema Eléctrico Nacional.

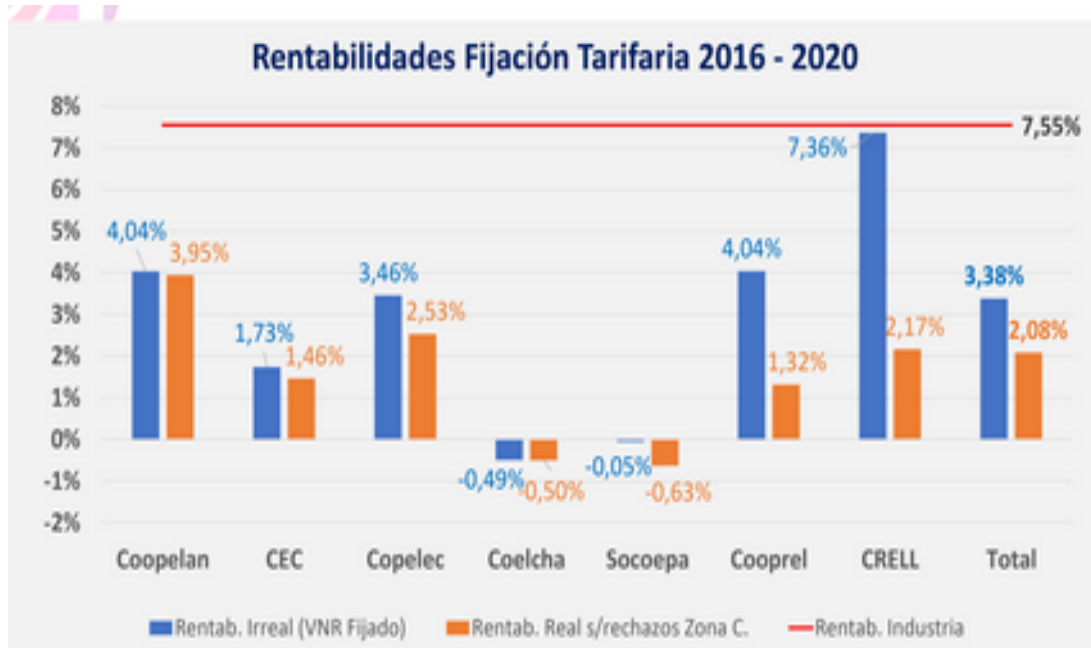
Por último, presentó el siguiente cuadro:

COOPERATIVAS	EMPRESAS
Capitales 100% Chilenos	Capitales Internacionales
Todo queda en la región	Parte de las utilidades se van al extranjero
Desarrollo de economías locales	Servicios internacionales
Cooperados Usuarios	Dueños Inversionistas
Sin Fines de Lucro	Con Fines de Lucro
Excedentes	Utilidades
Todos los excedentes se reinvierten en la red	No existe obligación de reinversión
ECONOMIA SOCIAL	ECONOMIA DE ESCALA
Fuentes de financiamiento limitadas y de alto costo	Fácil acceso financiamiento y tasas preferenciales

Seguidamente, el **Gerente General de la Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. (CRELL)**, señor **Franco Aceituno**, expresó que la rentabilidad tarifaria de la industria eléctrica del segmento distribución en 2016 fue de 7,55% y que la rentabilidad de las cooperativas varió entre el -0,6% y el 3,9%.

Expresó que aplicar un modelo de tarificación para cooperativas y diferenciarlo en el segmento de la distribución eléctrica, es crítico para la viabilidad de las Cooperativas eléctricas.

Respecto a la rentabilidad de las Cooperativas presentó el siguiente cuadro:



Explicó que, con el programa de electrificación rural, no se recurrió a las concesiones, sino solo con el permiso de las personas, pero cuando hay que fijar las tarifas a las cooperativas les descuentan el 40% de las instalaciones porque no tienen concesión, por lo tanto, la rentabilidad que aparece de un 7,36% no es real.

En cuanto a la ley corta, manifestó que es un avance para las cooperativas, ya que se pasa de una discriminación arbitraria a una diferenciación justa.

Informó que se modifica la definición de áreas típicas, ya que se establece que en la agrupación se deberá considerar la densidad de clientes por kilómetros, además de los costos. Añadió que, para la fijación tarifaria 2020 a 2024, se establece que se deberán considerar al menos cuatro áreas típicas para las cooperativas y donde las empresas de referencia serán cooperativas, dándoles mayor representatividad.

Agregó que se incluyen en el valor nuevo de reemplazo (VNR) todas las instalaciones de la empresa concesionaria requeridas para la prestación del servicio público de distribución, sea que ellas se encuentren dentro o fuera de la zona de concesión.

También detalló que, para dar mayor transparencia a la información financiera y rentabilidades, se deben diferenciar las actividades reguladas de otras actividades, mediante giro único para empresas y contabilidad separada para cooperativas.

Asimismo, señaló que se perfecciona el proceso tarifario incorporando elementos que debe enfrentar la empresa modelo, como las actividades de control de roce, entre otras.

Luego, advirtió que hay una serie de temas que no aborda el proyecto, tales como: chequeo de rentabilidad en forma separada de las empresas y las cooperativas, con banda de +/- 2%; factor de diferenciación en la tasa de actualización que, de cuenta del riesgo específico de cada empresa, como lo contempla la ley del gas.

Asimismo, indicó que se deben incorporar otros elementos que debe enfrentar la empresa modelo a ser tarifada, como: robo de conductores; choque a postes; incendios; elementos de la naturaleza como temporales, etc.

Por último, concluyó que la ley corta es un avance para las cooperativas, pues reconoce realidades que históricamente fueron ignoradas. Añadió que esta ley corta se encamina hacia una tarifa justa para las cooperativas y que esta modificación tarifaria permite cumplir con las exigencias de la norma técnica de calidad de servicio, permitiendo mejorar la calidad del suministro eléctrico para los sectores rurales de nuestro país.

Enseguida, el **Director de Valgesta, señor Ramón Galaz**, señaló, como contexto previo, que un diagnóstico de 2018 reflejaba que había siete ejes principales: mercado; eficiencia y eficacia del servicio; empresas distribuidoras; consumidores/usuarios; rol del Estado; esquema regulatorio, y aspectos procedimentales.

En cuanto a mercado, señaló que en el diagnóstico se advertía lo siguiente: heterogéneo; acotado a servicios tradicionales; falta de incentivo a la innovación y ausencia del concepto de sustentabilidad. Añadió que, respecto a espacios de mejora, existía la necesidad de contar con servicios distintos y diversos en un ambiente que fomente la competitividad y resguardando la sustentabilidad social y ambiental.

En relación a eficiencia y eficacia del servicio, precisó que el diagnóstico observaba: eficiente y eficaz desde punto de vista económico; sensación de usuarios insatisfechos con el servicio; estándares de calidad inadecuados. Sobre espacios de mejora, señaló que se debía mejorar los estándares de seguridad y calidad resguardando una adecuada remuneración.

Sobre empresas distribuidoras, indicó que el diagnóstico era: reactivas; entregan servicios de redes; planifican y construyen sus redes; gestión de la demanda; operan en mercados distintos, y conexión de pequeños medios de generación distribuida (PMGD). Detalló,

como espacios de mejora el flexibilizar el rol de las distribuidoras considerando las actuales y futuras condiciones de mercado. Adicionalmente, debería mejorarse la coordinación y planificación con el segmento transmisión.

En relación a consumidores/usuarios, indicó que el diagnóstico era: empoderados y exigentes; exigen calidad, información y precios bajos; concepto “prosumidores”. Sobre espacios de mejora, explicó que se debe generar sistemas de información claros y transparentes e incorporar mecanismos que permitan mejorar las condiciones de competencia del mercado, dándoles además condiciones de acceso a los servicios actuales y a los nuevos servicios.

Sobre el rol del Estado, afirmó que el diagnóstico era: no planifica las redes; falta de herramientas para concretar políticas públicas en este ámbito. Espacios de mejora, debería continuar cumpliendo el rol de regulador y fiscalizador y se debe facilitar la consecución de políticas públicas.

En cuanto al esquema regulatorio, el diagnóstico establece lo siguiente: es y seguirá siendo un monopolio natural; maximiza cobertura de redes al menor costo; no considera sustentabilidad y flexibilidad; no aborda desafíos tecnológicos, y seguridad y calidad. Sobre espacios de mejora debe tener flexibilidad en la incorporación de conceptos como smartgrid, almacenamiento y generación distribuida, eficiencia energética, administración de información, entre otros. Además, se debe modificar el esquema de remuneración, minimizando las distorsiones del mercado.

Por último, sobre aspectos procedimentales, el diagnóstico es: áreas típicas; empresa modelo; vidas útiles de activos; tasa de descuento fija; ponderación 1/3 y 2/3, e información insuficiente de activos. Sobre espacios de mejora, se debe definir procedimientos que reflejen las condiciones reales de mercado, identificando sus particularidades geográficas, demográficas y de mercado y generar mayor certidumbre en las inversiones, incorporando vida útil, tasa representativa y/o depreciación.

Sobre el diagnóstico 2018 señaló que se identificó que los clientes estaban insatisfechos por las cuentas de luz, por ser caras, o sea, los resultados de las licitaciones de suministro con precios bajos no se han percibido aún en las cuentas de luz, ya que las familias aún pagan 95 dólares el mega watts hora. Añadió que ello se percibe de manera negativa, considerando la gran cantidad de recursos renovables solares y eólicos de nuestro país. Indicó que otros cargos de las cuentas de luz siguen tendencias al alza, y que en el mediano plazo no hay disminuciones en la cuenta.

Un segundo aspecto que se identificó fue la de mejorar la seguridad y la calidad de servicio, ya que la gente percibe que tienen una red de mala calidad que a la primera lluvia no resiste. Recordó que hoy tenemos en promedio más de 12 horas sin electricidad en el país, entre ellos, Tarapacá más de 60 horas y La Araucanía, con más de 30 horas.

Explicó que los objetivos de una nueva ley de distribución deberían ser: introducir más y nuevos espacios de competencia; mejorar la seguridad y calidad de Servicio, con el objeto de alcanzar mejores niveles de SAIDI y SAIFI y satisfacción de los usuarios; contar con un proceso y modelo remunerativo y tarifario que asegure la máxima eficiencia económica; capturar beneficios asociados a innovación y nuevas tecnologías por parte de clientes finales, y asegurar el correcto y transversal tratamiento de la información, resguardando confidencialidad.

Agregó que los pilares de la propuesta debían ser: seguridad y calidad de servicio; protección al usuario, transparencia y simplicidad regulatoria; tarifas eficientes y competitivas; incentivos a la inversión; competencia y nuevos negocios; consistencia entre incentivos y exigencias, y gradualidad de implementación y no retroactividad.

Recordó que un punto de inflexión en el debate fue la crisis de los medidores inteligentes, ya que catalizó una serie de demandas ciudadanas: cuentas caras, sensación de abuso, falta de información y transparencia, dudas sobre la tecnología, etc. Añadió que la gente quiere respuestas concretas, pero además necesita poder confiar en que las soluciones están pensadas realmente en su beneficio, ya que lo que esperan los chilenos es que le baje la cuenta de la luz y que no se corte a la primera lluvia.

Explicó que, en este contexto, se presentó por el Gobierno una ley corta de distribución, cuyo objeto principal es reducir la tasa de descuento de las distribuidoras.

Informó que los principales aspectos de la iniciativa legal son: determinación de una nueva tasa de actualización de las empresas 6% - 8% después de impuesto; fijación de un nuevo procedimiento para la realización de los estudios tarifarios en materia de distribución de energía eléctrica; incorporación de la participación ciudadana; incorporación del Panel de Expertos; tratamiento diferenciado a las Cooperativas Eléctricas, y giro único.

En cuanto al proyecto de ley y sus impactos, explicó que las tarifas eléctricas aplicables a clientes regulados pueden desagregarse en seis cargos principales:



Explicó que el cargo fijo contempla los gastos de administración, facturación y atención al usuario y es independiente del nivel de consumo. A su vez, el cargo por servicio público financia el panel de expertos, el Coordinador Eléctrico Nacional y los estudios de franja.

Por su parte, las compras de energía son un cargo por las diferencias en las compras de energía a nivel de distribución en baja y/o alta tensión. Las compras de potencia son un cargo por las diferencias en las compras de potencia a nivel de distribución en baja o alta tensión. El cargo por transmisión solventa el uso de las redes de transmisión tanto zonales como nacionales. Por último, el Valor Agregado de Distribución (VAD) son los costos de distribución en alta y/o baja tensión.

Así, prosiguió, el impacto del proyecto está entre un 1,5% - 2,0% para una cuenta tipo residencial (BT1a). Añadió que este impacto se vería sólo a partir de diciembre de 2020 y podría reducirse producto de una menor proporción del VAD en la cuenta final (efecto PNP).

Agregó que producto de variaciones en el tipo de cambio podrían implicar nuevas alzas en las cuentas de la luz ahora y en enero de 2020.

Acumulación de montos no recaudados por entrada en vigencia de los decretos que deban reliquidarse en los procesos siguientes.

Manifestó que los desafíos pendientes son la reducción de las cuentas de la luz y la seguridad y calidad del servicio.

En cuanto a la reducción de las cuentas de la luz, señaló que, en el corto plazo, se debe buscar una solución de transición entre 2020 y 2024 al problema de la componente de energía y potencia en las cuentas de la luz. En cuanto al largo plazo, observó que no basta con bajar la rentabilidad, pues hay que introducir competencia en la provisión de energía y servicios energéticos. Para ello se deben regular tres elementos: figura del comercializador; habilitar el desarrollo de un mercado competitivo de proveedores de servicios energéticos, y regulación del tratamiento de la información.

En relación a la seguridad y calidad del servicio, explicó que se debe fomentar una mayor seguridad y calidad al servicio de suministro eléctrico, lo cual no está siendo abordado en la ley corta.

Señaló como elementos pendientes los siguientes: las normas de calidad deben actualizarse previo al proceso tarifario y obligar a los planes de desarrollo que presenten las empresas, y revisión al modelo de remuneración y tarificación.

Sobre los plazos y urgencias, señaló que el período tarifario de distribución termina en noviembre de 2020. Así, los plazos propuestos por el Ejecutivo en sus transitorios implican pasarse de ese plazo, contando unos 18 a 19 meses desde hoy. Por tanto, el nuevo decreto tarifario de todas maneras saldría después de noviembre de 2020, por lo que importan dos cosas: que se apliquen las nuevas tarifas de manera retroactiva y que no pase demasiado tiempo.

Por último, realizó las siguientes observaciones específicas al proyecto de ley. Respecto a la tasa de actualización, señaló que existe consenso en que se debe actualizar la tasa, fijada hace 30 años. Es correcto definir un mecanismo que la defina periódicamente, pero lo que propone el proyecto tiene al menos las siguientes observaciones: el piso que se determine es clave para el aseguramiento de inversiones de largo plazo que mejoren la calidad del servicio.

El modelo CAPM que se propone es el estándar en nuestra regulación; sin embargo, señaló que encierra un inconveniente grave: se compara el riesgo de la industria con compañías que están situadas en mercados desarrollados y con marcos regulatorios con riesgos distintos al nuestro (sub valoración de riesgo).

Agregó que no se consideran diferencias entre empresas diversas en el país, que tienen capacidades de endeudamiento distinto y cuentan con otros riesgos. Añadió que la ley del gas aprobada en 2017, por este Parlamento, agregó un “factor individual por zona de concesión”.

Asimismo, el benchmark con otros negocios regulados del país es distinto.

Finalmente, expresó que al plantearse que el chequeo de rentabilidad que se realiza en el proceso tarifario es por industria, no se asegura a ninguna empresa una rentabilidad específica.

También cambiar de área típica a tarificación por empresa. Se puede explorar que se realice un proceso de tarificación anual (y no cada cuatro años), por grupos de empresas.

Si no se cambia la empresa modelo y se mantiene la idea de reconocer las “restricciones” de la empresa real, no se están considerando aspectos como la indivisibilidad de inversiones o el diseño de redes que tienen relación con el crecimiento histórico de la demanda.

Otros aspectos que refirió son: la fijación de tarifas debiese estar sujeta a panel de expertos; la norma calidad debiese ser revisada antes de comenzar el siguiente proceso tarifario y se incluya explícitamente en la tarifa; la revisión tarifaria en caso de cambio relevante a parámetros claves: ej. demanda; y se deben revisar los plazos en que la participación ciudadana puede ejercer sus derechos ante el Panel de Expertos.

A continuación, el **Gerente General de CGE, señor Luis Zarauza**, indicó que la empresa distribuye electricidad desde Arica a Villarrica y tiene más de tres millones de clientes.

Agregó que el actual marco normativo, vigente desde hace 40 años, fue exitoso en permitir alcanzar objetivos de cobertura de electrificación con eficiencia de costos. Añadió que esta regulación es insuficiente para alcanzar los objetivos declarados de política pública: mejora de la calidad en línea con las expectativas de los clientes; robustecer la red y hacerla más resiliente frente a contingencias y desastres naturales; prestar los nuevos servicios que demanda el nuevo sistema energético, generación distribuida, vehículo eléctrico, gestión del consumo; y aumentar la competencia, introduciendo nuevos agentes, liberalizando la comercialización.

Reconoció que se ha acumulado un importante déficit de infraestructura, pues la inversión por cliente es aproximadamente la tercera parte de la de otros países OCDE, y el tiempo de interrupción de suministro (SAIDI) es 10 veces mayor.

Manifestó que la discrecionalidad en el reconocimiento de costos y activos es muy elevada y no contempla inversiones y costos necesarios para afrontar los desastres naturales. Aunque CGE ha duplicado las inversiones cuatrienales, alcanzando el mejor registro histórico de calidad con un SAIDI de 11,1 horas, la rentabilidad promedio de CGE en el período 2015-2018 fue de solo 2,5%1, muy por debajo de la regulatoria.

Enfatizó que la renovación del marco regulatorio es urgente para dar cumplimiento a las expectativas de los clientes relacionados con calidad la de suministro, redes más resilientes para afrontar los desastres naturales y enfrentar la transición energética. En ese sentido,

indicó que es necesario actualizar la visión, los planes y la normativa, abordándose los grandes desafíos de la distribución en su conjunto.

Luego, recordó que el proyecto en estudio surgió como una respuesta política a la crisis de los medidores inteligentes. Sin embargo, aclaró, no se hace cargo de los problemas del sector ni de las demandas de los clientes, limitándose básicamente a reducir la tasa de descuento regulatoria y a adecuar el procedimiento de tarificación, sin ajustar de manera consecuente el riesgo del sector.

Advirtió que impactará significativamente los ingresos de las distribuidoras (22% de menor reconocimiento de inversiones), con un efecto marginal en las cuentas de los clientes (menos del 2%), cuando en los últimos meses los aumentos de los precios de generación las han impactado de manera muy relevante y continuarán haciéndolo (~30%).

Por lo anterior, señaló que es necesario plantear un plan de desarrollo de redes a largo plazo que defina las infraestructuras que Chile necesitará en el futuro. Añadió que el nuevo marco regulatorio debería ser coherente con ese plan de desarrollo, y establecer una normativa que incentive las inversiones necesarias para mejorar la calidad de suministro, permita la competencia y mitigue las alzas en las cuentas de los clientes.

Explicó que, en una cuenta promedio de la comuna de Puente Alto, de 180 kWh/mes, es decir, \$21.000 + IVA, un 67% corresponde a generación(\$ 14.000); un 10% a transmisión (\$ 2.000), y un 23% a distribución (\$ 5.000). Es decir, prosiguió, el efecto del proyecto en la cuenta de la luz es de aproximadamente \$410, es decir, solo 1,6%.

Puntualizó que la iniciativa legal no alcanza a introducir mejoras que la ciudadanía pueda percibir, y dificulta que se alcance el nuevo marco regulatorio que permita la evolución del sector en línea con las expectativas de los clientes.

Por ello, sugirió que un cambio regulatorio en distribución de electricidad debería al menos contemplar: una revisión del modelo, de modo que considere la realidad que enfrenta la empresa distribuidora, reduciendo el riesgo (discrecionalidad), de manera coherente con la reducción de la tasa de descuento; resolver el problema del manejo de vegetación, ya que los árboles son el mayor problema de la calidad de suministro; reconocer los costos de contingencias y reposición de infraestructura por eventos extremos; gradualidad e incentivos a la calidad e innovación; liberalización del mercado de comercialización, y mecanismos de mitigación de alzas de precios de generación.

En resumen, manifestó que es el momento de hacer un nuevo marco regulatorio para la distribución de electricidad, abordándolo de una forma integral, empezando por una definición concreta de la visión que tiene el país de este sector, siguiendo por los planes que tienen que permitir alcanzar esos objetivos, todo ello enmarcado dentro de una regulación que sea efectivamente incentivadora de la consecución de estos objetivos y que responda a las principales demandas de la ciudadanía.

Enseguida, el **Presidente de la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile (CONADECUS)**, señor **Hernán Calderón**, opinó que esta ley corta no ayuda en nada a los consumidores y no resuelve el tema tarifario. Añadió que las alzas de las tarifas vienen y que la rebaja que podría producir este proyecto de ley es insignificante.

Asimismo, planteó que tampoco aborda el tema de la participación ciudadana en profundidad, pues ella, en las fijaciones tarifarias, no tiene ninguna representación y ningún impacto; porque a pesar de que la ley del consumidor les da el derecho a participar en las fijaciones tarifarias, ninguna asociación de consumidores lo puede hacer, por el alto costo que tiene. Además, porque tampoco tienen acceso a los asesores necesarios para poder enfrentar una fijación tarifaria, en donde se contraponen a la empresa real con la empresa ideal. Por tanto, en esos dos aspectos, añadió que los consumidores están absolutamente desamparados.

En consecuencia, señaló que piensan que los consumidores necesitan que exista una verdadera revolución en el modelo de negocios que existe en el ámbito energético. Añadió que también comparten que se separe la distribución de la comercialización, pues es básico y necesario para que haya competencia, especialmente, en la comercialización.

Sobre lo anterior, opinó que es necesario hacer las modificaciones necesarias, incluido el modelo tarifario, de tal manera que comencemos a operar como en otros países, donde efectivamente lo que hay son operadores de infraestructura. También planteó que habrá que ver, en forma concreta, cuál va a ser el modelo, sobre la base de rebajar tarifas o si se hablará de utilidades máximas, como el del gas. Así, cuando esas empresas obtienen más utilidad de la establecida en la ley, deberá existir el mecanismo para que las compañías hagan las respectivas devoluciones a los consumidores, por haber obtenido más utilidad de la que permite la normativa. Reiteró que quieren ese modelo tarifario, pero que también piden que exista el comercializador.

También recordó que el problema de los medidores inteligentes desató toda esta discusión. Al respecto, manifestó que ninguna de las medidas que se han tomado les deja conformes como

consumidores, pues sienten que fueron expropiados. Explicó que, si pide a CGE, por ejemplo, que le instale un medidor, ella le cobra el empalme y el medidor en su casa. Al respecto, aclaró que él es el propietario, ya que pagó y es el dueño, y ahora cuando se cambie se le va a arrendar, siendo que compró el medidor. Planteó que ese es un tema que se debe resolver, pues es una expropiación. Desde su punto de vista ello es inconstitucional.

Expresó que a quienes defienden el derecho a la propiedad privada, se les olvidó que hay casi 5 millones de personas que son dueños de sus medidores y de sus empalmes. Por tanto, en su opinión, el tema no está resuelto, a pesar del nuevo decreto, que vuelve a ratificar el cobro de arriendo.

Manifestó que ese problema tiene que ser resuelto con la ley corta o la larga, pues cuando venga el alza de tarifas entre diciembre y enero del 30%, la gente va a estar marchando por las calles. Añadió que, por tanto, hay que ser razonables, hay que entender el problema de fondo, porque le parece una burla que la Ministra les haya dicho que se les compensaría en 10 mil pesos.

Explicó que no están en contra de la industria, pues creen que debemos aspirar a una industria sustentable y con calidad de servicio. Opinó que nadie niega que no tengan rentabilidad y utilidades, para que den un buen servicio, y así los consumidores se sientan satisfechos con esa prestación. Por tanto, planteó que hay mucho que avanzar al respecto.

Informó que hace poco Portugal tomó una medida para llegar a sus consumidores y rebajar las tarifas, ella consistió en poner un IVA diferenciado a las cuentas eléctricas. Así se rebajó el IVA en un 6%. Añadió que ellos lo han venido planteando desde el año 1990 y nadie los ha escuchado, lo que ha resultado en que somos el único país de Latinoamérica que no tiene IVA diferenciado. Por ello, planteó que se debería tener en los servicios básicos, ya que produce un efecto inmediato en la cuenta final de la mayoría de las personas.

También señaló que sus expertos han preparado iniciativas. Mencionó que lo acompañan los señores Israel Madler, economista, experto en regulaciones, junto con Óscar Cabellos, ingeniero eléctrico. Agregó que también han estudiado el tema de las cooperativas, las cuales tienen que ser protegidas, no pueden ser tratadas como las compañías grandes, ya que tienen una realidad distinta. Así, por ejemplo, en España, la mayor cadena de supermercados es una cooperativa.

Advirtió que el problema de la empresa modelo es que está superado y no refleja las necesidades reales y los verdaderos costos, porque cada vez que hacemos una tarificación nueva, construimos

una nueva empresa. Además, de que existen problemas de distorsión de la información entregada.

Planteó que podría existir una comisión técnica que revise una sola propuesta, para que de allí salga la proposición final de tarifas, donde participen, las empresas, el regulador y los consumidores y los usuarios.

Al respecto, propuso que los procesos tarifarios no se hagan por áreas típicas, sino que, para cada empresa de distribución, con especial cuidado con las cooperativas, de modo de poder reflejar las particularidades de cada mercado.

Por último, señaló que las empresas de distribución no deben cobrar arriendo por los nuevos medidores, ni incluir su costo en la tarifa de energía eléctrica.

El **Honorable Senador señor Elizalde** preguntó por el plazo de la aprobación de la ley para que tenga impacto en el próximo proceso tarifario.

El señor **Rodrigo Castillo** contestó que el cronograma que ha presentado el Gobierno se inicia en noviembre con las bases de licitación, lo cual le permite tener el decreto publicado en junio de 2021, seis a siete meses atrasados, ya que debiera ser en noviembre 2020. Añadió, que normativamente la fecha máxima es el día 2 de mayo 2020, porque la ley establece que las bases deben ser dictadas seis meses antes del plazo de entrada en vigencia del próximo decreto. Agregó que el Gobierno tiene razón en que los plazos no alcanzan, pero que el tema es el siguiente, los plazos de tramitación de un decreto no calzan con la ley aprobada en octubre ni tampoco con la ley aprobada en mayo, en ambos casos debiera existir un efecto retroactivo que será más largo o más corto en función de cuando sea que la ley se apruebe. Si se aprueba el último día de abril, que todavía legalmente es posible, el decreto saldría un año tarde, si se aprobara en octubre, el decreto saldría seis meses tarde.

A su vez, el señor **Humberto Verdejo** respondió que el cronograma del Ministerio establece que tiene hasta abril de 2020 para que en mayo se haga efectivo y cumplir con los períodos de los decretos tarifarios. Por tanto, en su opinión, no existe apuro para aprobar la ley.

El señor **José Carrasco** reafirmó que lo expresado por el representante de las empresas eléctricas, señor Castillo, es cierto, en términos de que legalmente hay un plazo que sería el próximo año. Sin perjuicio de eso, prosiguió, hay instancias que se gatillan con anterioridad, por ejemplo, los estudios del VAD, que actualmente son dos,

uno de las empresas eléctricas y otro de la CNE, los cuales tienen características y bases distintas, sino se aprueba el proyecto de ley, la CNE debe hacerlo de todas formas. Indicó que al empezar con el proceso se encontrarán con una instancia el próximo año en que ya habrá ciertas condiciones que obligarán a rehacer el estudio. Aclaró que si se aprueba después de noviembre, ya habrán empezaron con el mecanismo antiguo, y a mitad de camino tendrán que hacer un estudio distinto.

Por su parte, la **Honorable Senadora señora Provoste** señaló que todas las intervenciones convergen en que las cuentas bajarían del orden del 3%, lo cual es una baja menor, además, como se ha planteado aquí, es insignificante frente a un alza que bordeará el 20%. Es decir, no tendrá el impacto tarifario que se espera, razón por la cual es mejor tener una discusión acabada sobre el proyecto.

Al respecto, el **Honorable Senador señor Elizalde** opinó que prefiere darse un mayor plazo para estudiar con acuciosidad el proyecto, antes que aprobarlo rápidamente.

A su vez, el **Honorable Senador señor Guillier** señaló que no se aborda el problema de generar un mercado eléctrico competitivo, abierto y atractivo, que haga justicia territorial y que permita a las grandes y pequeñas empresas, y a las cooperativas desarrollarse.

Expresó que se aborda este proyecto por el problema de los medidores eléctricos. Por tanto, opinó que existe una motivación política muy coyuntural para esta iniciativa, que puede terminar en la aprobación de una ley que tendrá un efecto en las cuentas que para el público será una burla y, para las empresas, en una baja arbitraria de utilidad, sin que haya un contexto que le dé certeza a futuro. Añadió que esa cifra para la empresa es mucho y para el consumidor es poco.

Manifestó que las leyes deben hacerse para el país, no para zafar el mal manejo de un tema como el de los medidores, lo cual es una desgracia, porque todas las nuevas tecnologías requieren de los nuevos medidores, y no fue posible cambiar la mala imagen que se generó. Por ello, planteó que más vale un acuerdo político entre las empresas, para que asuman los abusos que cometieron, y lleguen a un acuerdo de bajar la tarifa por un tiempo determinado, mientras se tramita la ley larga.

A continuación, la **Honorable Senadora señora Provoste**, expresó que el alza de las cuentas es cercana a un 30%, lo cual contrasta con este proyecto que busca reducir las tarifas en un 2%. Advirtió que, con ello, se pierde el foco de la política pública, de reducir las tarifas a las familias. Opinó que, más allá de las posiciones legítimas que se pueden tener, los problemas son cómo se ha establecido el modelo de negocio, cómo introducir una mayor competencia en la distribución y cómo actualizar

la legislación de manera más profunda. Planteó que todo esto distrae el foco de la discusión de la ley larga, compartió, eso sí, el rol de distinguir la labor de las cooperativas.

El **Honorable Senador señor Prohens** recordó que el Ministro planteó en la sesión anterior que la gran mayoría de los temas se tratarán en la ley larga. Añadió que el Ejecutivo tiene la intención de presentar la ley larga seis meses después de aprobada la ley corta.

Por su parte, el **Honorable Senador señor Elizalde** indicó que la expectativa es muy alta. Añadió que esta ley tiene como objetivo bajar las tarifas, las cuales, sin embargo, van a subir por otros factores. Recordó que, reiteradamente, se dice que se legisla mal, que se legisla rápido.

Señaló que las empresas pareciera que hablaran desde fuera, pero las empresas son parte del problema. Indicó que cuando se habla de 600 mil millones de pesos, y se dice que no se han hecho las inversiones para tener un estándar de calidad acorde con el ingreso per cápita de Chile, las empresas no están siendo todo lo eficiente, ya que las que tienen un margen de rentabilidad mayor pueden eventualmente destinar parte de él para hacer las inversiones que permitan mejorar la calidad. Planteó que la ley corta no puede significar una excusa para no discutir los temas de fondo y, adicionalmente, explicar a la ciudadanía que el impacto en la cuenta es casi mínimo.

Luego, el **señor José Carrasco** expresó que la intención, comprometida además en el presente proyecto de ley, es presentar una gran reforma al segmento de distribución eléctrica.

Agregó que el mecanismo de valorización del servicio de distribución tiene diversos factores, razón por la que el Ejecutivo entendió que ellos podrían dividirse y abordarse en iniciativas diferentes, como serían las denominadas “ley corta” y “ley larga”. El objetivo de la ley corta, precisó, es disminuir la rentabilidad de las empresas distribuidoras – aproximadamente en 600 mil millones de pesos para los próximos cuatro años – sin afectar la seguridad del servicio, cuyas exigencias actuales rigen hasta el 2024, independiente que el mecanismo de cálculo de tarifa de este segmento sea el de una empresa modelo o real. Los demás aspectos del servicio de distribución, como la comercialización, puntualizó, se debieran discutir en la ley larga.

El señor **Rodrigo Castillo** señaló que parece extraño que primero se discuta cuál es la tasa por riesgo, y después el riesgo, por tanto, cuando uno piensa que la ley larga es la que establecerá cuáles son las condiciones en las cuales operará una industria, y antes de discutir las condiciones y operación, se fije la tasa de riesgo, es raro pues es

muy probable que con motivo de la discusión de una ley larga, varios de los elementos que hoy día se aprobarían en esta ley corta tendrían que ser revisados. Añadió que, con motivo de la ley de transmisión, se buscaron alternativas para superar esta falta de tiempo, en dicho caso se dio una supraactividad al decreto vigente por un año; también se puede descontar las economías de escala, de forma tal que esa tarifa, de todos modos pueda disminuir, es decir, alternativas para poder ganar un año de tiempo, estima que existen, y ninguna de ellas implica perjuicio para los clientes, más aún cuando de lo que hablamos es una reducción de un 1,5% a 2%, no será una diferencia fundamental para las personas. En cambio, otras ideas, como un mecanismo de compensación para las alzas del precio de las energías, similar al de los combustibles, sería un tema que podría acotar las alzas semestrales a un 5%, lo cual podría ser interesante.

Después, se disculpó si se refirió al tema en tercera persona, como si a las empresas eléctricas no les correspondiera ser parte de la solución, explicó que lo hizo porque tiene un cierto nivel de frustración. Añadió que actualmente la nueva normativa sobre calidad de servicio establece que la normalidad en zonas urbanas es de nueve horas de interrupción al año, siendo que en Grecia que tiene el mismo nivel de ingreso que Chile, tiene dos horas. Precisó que la normalidad en zonas rurales es de 14 horas anuales.

Agregó que, cuando se diseña la empresa modelo, se hace de antemano para que sea suficientemente barata, y por tanto, con suficientemente pocas inversiones, para que la tarifa solo permita nueve horas de interrupción al año en zonas urbanas. Sin embargo, cuando se miran las inversiones reales de las empresas, se encuentra solo a modo de ejemplo que la empresa modelo tiene cien transformadores y la empresa real tiene doscientos. Indicó que la realidad es que siempre se invierte más de lo que la tarifa da.

El señor **Luis Zarauza** manifestó que sí se sienten parte del problema, porque son problemas que sufren los clientes de la empresa, y cuando los clientes tienen una calidad de suministro inaceptable, comparten esa idea. Añadió que la empresa intenta hacer todas las eficiencias y todos los proyectos que permitan resolver esa situación dentro de lo que la regulación permite, pues ella, se quiera o no, marca las indicaciones de lo que se debe hacer. Añadió que la regulación dice que la empresa debe tener tanta cantidad de activos, y normalmente la empresa tiene más. Advirtió que la solución es un cambio global al modelo regulatorio para poder alinear los recursos y expectativas de los clientes.

A continuación, el señor **Franco Aceituno** expresó que a las cooperativas la ley le viene muy bien, y están de acuerdo en que se apruebe. También están de acuerdo que en el futuro estén todos los actores, pues no están los generadores, los transportadores.

Agregó que actualmente los distribuidores reciben todas las quejas, pero las cooperativas han hecho el esfuerzo más allá de lo que se necesitaba para cumplir con la normativa, lo cual ha provocado situaciones de estrechez, porque la rentabilidad baja. Indicó que las personas pagan por un servicio continuo y de calidad, cuando no se cumple con ninguna de las dos condiciones, y le cobran igual, se generan los reclamos, por lo que, en su opinión, el problema es la falta de fiscalización más exhaustiva.

Enseguida, el **asesor legal de Conadecus, señor Marco Zepeda**, se refirió al punto que esta nueva ley corta pudiere contradecir lo que se piensa para la ley larga. Añadió que la tasa de rentabilidad que fija máximos y mínimos, que como organización estiman que es absurdo, pues si se va a aplicar un método que ha demostrado medir adecuadamente el riesgo o tasa de costo de capital, como el capm, no tiene sentido colocar un rango de máximo y mínimo, incluso si se quiere hacer como apuro. Al respecto, sugirió que un artículo transitorio fije simplemente un número, se eviten los costos y tiempo de hacer el estudio para este período, por ejemplo, 6,5%. En segundo lugar, prosiguió, propuso que el proceso tarifario no se haga sobre áreas típicas, sino que sobre empresas en su respectiva área de concesión, por ejemplo, como se hizo en la ley de telecomunicaciones.

Por su parte, el señor **Renato Agurto** señaló que los propios cambios tecnológicos que están ocurriendo en los mercados hacen necesario una la ley larga, para regular temas tales como: manejo de demanda, nuevos negocios de distribución y electromovilidad. Recalcó que la expectativa en distribución es siempre hacer una baja tarifaria, pero al mismo tiempo se reconoce que es necesario mejorar sustancialmente la calidad de servicio, y ahí es probable que la tarifa deba subir. Por tanto, fijar la expectativa de una baja tarifaria con un cambio de ley, no debiera ser el objetivo.

A su vez, el señor **Ramón Galaz**, expresó que una ley larga implica una reforma estructural del segmento que no se ha hecho en treinta años, eso implica tocar muchos aspectos de un mercado, de su regulación, etc. Precisó que hoy se hace una modificación muy específica que a futuro podría transformarse en una camisa de fuerza para una ley larga, que pudiere ser mucho más ambiciosa en los objetivos de política pública que pudiese tener. Agregó que el segundo elemento tiene que ver con calidad, aspecto del cual este proyecto no establece nada.

El señor **Humberto Verdejo se preguntó** cuál es la real política pública que se quiere hacer. En ese sentido, señaló que hay que poner por delante la ciudadanía, y ni en tarifa ni en seguridad de calidad de suministro la ciudadanía está siendo beneficiada, a veces es mejor dar un

paso atrás que en un par de meses retroceder un kilómetro para volver a construir y pensar en un proyecto de largo plazo, y así el problema no rebote como el de los medidores inteligentes.

En la siguiente sesión, la **Honorable Senadora señora Provoste** se refirió a una nota de prensa que hace alusión a su persona y al Senador Guillier, y que dice relación con la tramitación de este proyecto. Al respecto, desmintió categóricamente las aseveraciones allí formuladas leyendo una carta. Hizo presente que remitiría una copia de la misma al Comité de Ética del Colegio de Periodistas y al Consejo de Ética de los Medios de Comunicación Social.

Luego, señaló que es importante que en el proceso legislativo se tomen el tiempo para hacer un análisis en profundidad de los efectos que tienen estas iniciativas.

Expresó que ya plantearon, y así lo dijeron todos los invitados, que, desde el punto de vista del precio en la cuenta de la luz, no tenía un efecto real sobre las familias. Añadió que es una ley engañosa, respecto del impacto positivo que pueda tener en el ahorro de las cuentas.

Indicó que el Gobierno ha señalado que por esta vía va a restarle o expropiarle una cantidad importante de recursos a las empresas distribuidoras, de alrededor de USD\$ 1.200.

Finalmente, manifestó que vota a favor la idea de legislar, pero que esperaba que antes de la discusión en particular, el Ejecutivo diga con claridad, cuáles son esos recursos, en cuánto tiempo los van a recibir y que se establezca, además, un mecanismo de rendición de cuentas al Senado respecto de esta iniciativa.

El **Honorable Senador señor Elizalde** fundamentó su voto de la siguiente manera. Señaló que el impacto que va a tener este proyecto en las cuentas será mínimo. Sin embargo, en términos agregados se está hablando de un número significativo de recursos. El cálculo conservador habla de US\$600 millones, hay otros cálculos que hablan de USD\$1.200 millones, en cuatro años.

Agregó que preguntó respecto de cuál era el impacto global agregado, y esa fue la información que se entregó; porque, tal como lo habían manifestado otros Senadores, en las cuentas individuales el impacto iba a ser menor, y se está generando una falsa expectativa de que las cuentas iban a caer, cuando en rigor, la tendencia era al alza, de no mediar el proyecto de congelamiento de tarifas, que fue un proyecto que nosotros le propusimos al Ministro Jobet, hace tres o cuatro meses atrás, precisamente, para que la caída del precio de generación se llevara a tarifa

presente, pero en donde el esfuerzo que están haciendo las empresas es menor.

Expresó que exige un esfuerzo, ya que eso significa endeudarse o recurrir a su propia caja, para cubrir el adelantamiento de esa rebaja de tarifa y, obviamente, eso tiene un impacto financiero, y la indicación que rechazaron, respecto de que la deuda global no iba a considerar el aumento del costo de la vida en relación al poder adquisitivo de dólar. Esos son los dos grandes esfuerzos que hace, pero es menor respecto de la magnitud que debieran hacer las empresas por aumentar su eficiencia y para efectos de mejorar la calidad de sus servicios. Eso es lo que está pendiente y se abordará en la ley larga.

Por lo anterior, vota a favor.

Puesto en votación general el proyecto de ley, resultó aprobado por la unanimidad de los miembros de la Comisión, Honorables Senadores señores Araya, Elizalde, García Huidobro, Prohens y Provoste.

TEXTO DEL PROYECTO

En mérito del acuerdo precedentemente expuesto, la Comisión de Minería y Energía tiene el honor de proponer la aprobación en general del proyecto de ley en informe, en los mismos términos en que fue despachado por la Cámara de Diputados, en primer trámite constitucional:

PROYECTO DE LEY:

“Artículo único.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos:

1. Incorpórase, a continuación del artículo 8 bis, el siguiente artículo 8 ter:

“Artículo 8 ter.- Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2 de la ley N° 18.046 y a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de

la misma ley. Asimismo, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Por su parte, las empresas concesionarias de distribución que estén constituidas de acuerdo a lo establecido en el decreto con fuerza de ley N° 5, de 2003, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, en adelante “cooperativas”, que además de prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica desarrollen otras actividades que comprendan giros distintos al señalado, estarán obligadas, para los efectos de esta ley, a llevar una contabilidad separada respecto de las actividades que comprendan en cualquier forma el giro de distribución de energía eléctrica. Se entenderá por contabilidad separada aquella que mediante libros de contabilidad, cuentas, registros y documentación fidedigna permita establecer en forma diferenciada los resultados de la gestión económica desarrollada dentro del giro de distribución de energía eléctrica.”.

2. Reemplázase en el número 3 del artículo 182 la expresión “igual al 10% real anual” por la frase “de acuerdo a lo establecido en el artículo 182 bis”.

3. Incorpórase, a continuación del artículo 182, el siguiente artículo 182 bis:

“Artículo 182 bis.- La tasa de actualización que deberá utilizarse para determinar los costos anuales de inversión de las instalaciones de distribución será calculada por la Comisión cada cuatro años, de acuerdo al procedimiento señalado en este artículo. Esta tasa será aplicable después de impuestos y para su determinación se deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias de distribución eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado. En todo caso, la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento ni superior al ocho por ciento.

El riesgo sistemático señalado se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa modelo eficiente de distribución eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento deberá considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años, a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización, y su plazo no deberá ser inferior a cinco años. El período considerado para establecer el retorno

promedio corresponderá al promedio de los seis meses previos, contados desde la fecha de referencia del cálculo de la tasa de actualización.

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en este artículo.

La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del riesgo sistemático y del premio por riesgo deberá permitir la obtención de estimaciones confiables desde el punto de vista estadístico.

La tasa de actualización, de este modo, será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático.

La Comisión, antes de los cinco meses del plazo señalado en el artículo 183 bis para comunicar las bases preliminares del estudio de costos, deberá licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes, conforme a lo señalado en este artículo.

Finalizado el estudio señalado en el inciso anterior, la Comisión emitirá un informe técnico con la tasa de actualización, cuyo valor deberá ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 183 bis, para efectos de ser observado por los participantes y las empresas concesionarias de distribución eléctrica, y sometido al dictamen del Panel en caso de discrepancias, con ocasión de dicho proceso. El informe técnico deberá acompañarse como antecedente en las bases preliminares señaladas.”.

4. Sustitúyese el artículo 183 por el siguiente:

“Artículo 183.- Las componentes indicadas en el artículo 182 se calcularán para un determinado número de áreas típicas de distribución, que serán fijadas por la Comisión dentro de los treinta meses previos al término de vigencia de las fórmulas de tarifas, y deberá abrirse un período de consulta pública. Las componentes para cada área típica de distribución se calcularán sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión, conforme a lo dispuesto en el artículo siguiente. Dicho estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país y su elaboración se sujetará al procedimiento dispuesto en el artículo 183 bis y en el reglamento.

El supuesto de eficiencia de la empresa modelo tendrá en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real que sirva de referencia para determinar la empresa modelo en, al menos, los siguientes aspectos:

- 1) La distribución de los clientes en cuanto localización y demanda.
- 2) El trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo.
- 3) La velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución.
- 4) La consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversión relevantes.
- 5) La consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control.

Las bases técnicas de los estudios incorporarán la forma en que se aplicarán estas restricciones.”.

5. Introdúcese, a continuación del artículo 183, el siguiente artículo 183 bis:

“Artículo 183 bis.- En el plazo máximo de treinta días, contado desde la fijación de las áreas típicas de distribución de acuerdo con lo indicado en el artículo 183, la Comisión abrirá, por el plazo de veinticinco días, un proceso de registro de participación ciudadana, en el que podrá inscribirse toda persona natural o jurídica que desee participar en el proceso, en adelante “participantes”, quienes tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio de costos, de acuerdo con las normas de esta ley.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión comunicará en su página web y en dos o más medios de amplia difusión el llamado a registro y la información que los participantes deberán presentar.

En todo caso, los antecedentes que solicite la Comisión para constituir dicho registro deberán estar destinados a acreditar la representación y la correcta identificación de cada participante y no podrán representar discriminación de ninguna especie.

Los participantes registrados y las empresas concesionarias podrán efectuar observaciones a las bases técnicas y al estudio de costos, y presentar discrepancias ante el Panel, cuando corresponda.

Las notificaciones y comunicaciones a las empresas concesionarias de distribución y a los participantes podrán efectuarse a través de medios electrónicos, de acuerdo a la información que contenga el registro.

Los participantes debidamente inscritos en el registro no podrán participar en la elaboración del estudio de costos a que se refiere el artículo 183.

En el plazo máximo de treinta días corridos de finalizado el proceso de registro de participantes, la Comisión comunicará por medios electrónicos a éstos y a las empresas concesionarias de distribución las bases técnicas preliminares del estudio de costos.

Las bases administrativas deberán establecer, a lo menos, los requisitos, antecedentes y la modalidad de presentación de ofertas. Las bases técnicas deberán contener la metodología de cálculo de cada uno de los parámetros relevantes, los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo eficiente, y todo otro aspecto que se considere necesario definir en forma previa a la realización del estudio.

A partir de la fecha de la comunicación de las bases técnicas preliminares y dentro del plazo de veinte días, los participantes y las empresas concesionarias de distribución podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Vencido el plazo señalado en el inciso anterior y en un término no superior a veinte días, la Comisión comunicará a los participantes y a las empresas concesionarias de distribución las bases técnicas corregidas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días siguientes a la comunicación de las bases técnicas corregidas, los participantes y las empresas concesionarias podrán solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o que hubiesen sido acogidas parcialmente, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a las bases preliminares considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado éstas. El Panel deberá realizar una audiencia pública dentro del plazo máximo de quince días, contado desde el vencimiento del plazo para la presentación de las discrepancias, y deberá resolverlas dentro de los

treinta días siguientes a la audiencia pública, de acuerdo a lo señalado en el artículo 211.

Transcurrido el plazo para formular discrepancias ante el Panel o una vez resueltas éstas, y habiendo sido tomadas de razón las bases administrativas, de ser el caso, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas dentro de los siguientes quince días, a través de una resolución que se publicará en dos o más medios de amplia difusión y se comunicará a los participantes y a las empresas concesionarias de distribución.

El estudio de costos será licitado de conformidad con las normas de la ley N° 19.886 y su reglamento, y adjudicado de acuerdo con las bases técnicas y administrativas antes referidas. Será ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución de acuerdo con los procedimientos y criterios que determine la Comisión, los que deberán asegurar una representación equitativa; dos representantes del Ministerio y dos representantes de la Comisión, uno de los cuales presidirá el referido comité. La Comisión realizará el llamado a licitación y la adjudicación, y firmará del contrato.

La Comisión establecerá el procedimiento para la constitución y funcionamiento del comité señalado en el inciso anterior.

El estudio de costos será financiado íntegramente por la Comisión y deberá ejecutarse dentro del plazo establecido en las bases administrativas, el que no podrá ser superior a ocho meses a partir de la adjudicación.

El consultor al que se adjudique el estudio deberá prestar el apoyo que sea necesario a la Comisión hasta la dictación del correspondiente decreto tarifario.

Los resultados del estudio de costos deberán especificar para cada área típica de distribución, a lo menos, lo señalado en el artículo 182.

La Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar, corregir y adecuar los resultados del estudio de costos y para notificar, por medios electrónicos, a las empresas concesionarias de distribución y a los participantes un informe técnico preliminar elaborado sobre la base de dicho estudio. El plazo se contará desde la fecha en que el comité otorgue su conformidad al estudio.

El informe técnico preliminar deberá contener, a lo menos, las materias señaladas en el artículo 182.

En caso que los participantes y las empresas concesionarias de distribución tengan observaciones técnicas respecto del informe técnico preliminar, deberán presentarlas a la Comisión dentro de los veinte días siguientes a su notificación. La Comisión, en el plazo de cuarenta y cinco días, contado desde el vencimiento del término para efectuar observaciones, deberá comunicar, por medios electrónicos, la resolución que contenga el informe técnico corregido, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones técnicas planteadas.

Dentro de los quince días siguientes a la notificación de la resolución señalada en el inciso anterior, las empresas concesionarias y los participantes podrán solicitar al Panel que dirima todas o algunas de las observaciones presentadas que no hubiesen sido acogidas por la Comisión o fuesen acogidas parcialmente. Del mismo plazo dispondrá quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico para solicitar que se mantenga su contenido, en caso de haberse modificado éste. El Panel deberá realizar una audiencia pública dentro del plazo máximo de veinte días, contado desde el vencimiento del término para presentar las discrepancias, y deberá evacuar su dictamen en el plazo de cuarenta y cinco días, contado desde la referida audiencia.

Las bases del estudio de costos agruparán los costos del estudio en diferentes categorías sobre las cuales se podrá discrepar. En cada categoría, y para cada área típica de distribución, el Panel sólo podrá optar por el resultado del informe de la Comisión, la alternativa planteada por un participante o por una empresa concesionaria para el conjunto de sus discrepancias presentadas en dicha categoría. El Panel no podrá elegir entre resultados parciales de costos o entre criterios que se hubiesen presentado como observaciones, sino sólo entre valores finales.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo y sus antecedentes. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de cuarenta días, contados desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo y sus antecedentes, incorporando e implementando lo resuelto por el Panel.

Junto con el informe técnico definitivo señalado en el inciso anterior, la Comisión propondrá al Ministerio de Energía las fórmulas tarifarias para el siguiente período tarifario.

El reglamento establecerá las materias necesarias para la implementación de las disposiciones contenidas en este artículo.”.

6. En el artículo 185:

a) Reemplázase en el inciso segundo la expresión “antes de impuestos” por “después de impuestos”.

b) Elimínase el numeral 1 del inciso tercero.

c) Sustitúyese en el numeral 2 del inciso tercero la frase “Cada empresa determinará e informará a la Comisión” por “La Comisión determinará para cada empresa”.

d) Intercálase en el numeral 3 del inciso tercero, entre la expresión “procedimiento anterior” y el punto seguido, la siguiente frase: “, y considerando los impuestos a las utilidades correspondientes que ésta determine”.

7. Reemplázase en el artículo 187 la expresión “antes de impuestos” por “después de impuestos”.

8. Elimínanse los artículos 188 y 189.

9. En el artículo 193:

a) Reemplázase en el inciso primero la expresión “antes de impuestos” por “después de impuestos”.

b) Sustitúyese en el inciso quinto la frase “en las respectivas concesiones” por “considerando todas las instalaciones de la empresa concesionaria requeridas para la prestación del servicio público de distribución, sea que ellas se encuentren dentro o fuera de la zona de concesión”.

10. Reemplázase la letra m) del artículo 225 por la siguiente:

“m) Áreas típicas de distribución: áreas en que los costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.”.

Disposiciones transitorias

Artículo primero.- Lo dispuesto en esta ley se aplicará al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al quadrienio 2020-2024 y, también, al proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución de energía eléctrica, en lo que fuera pertinente.

Artículo segundo.- Para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, la Comisión Nacional de Energía podrá utilizar estudios de determinación de tasa de actualización contratados por ésta, y no serán exigibles las disposiciones establecidas en el inciso séptimo del artículo 182 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Artículo tercero.- Las bases técnicas y administrativas preliminares a que se refiere el artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberán comunicarse a más tardar el 4 de noviembre de 2019.

Artículo cuarto.- Para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, y por única vez, no serán aplicables las disposiciones establecidas en el artículo 183 bis en relación a la constitución del registro de participantes. Para dicho proceso se entenderán como integrantes del registro de participación ciudadana que establece el artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, las asociaciones de consumidores a que se refiere la ley N° 19.496, que establece normas sobre protección de los derechos de los consumidores, y las empresas concesionarias de distribución eléctrica.

Artículo quinto.- Sin perjuicio de lo establecido en el inciso primero del artículo 183, para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, la Comisión Nacional de Energía deberá definir al menos cuatro áreas típicas para las cooperativas de distribución eléctrica en las cuales se considerarán como empresas de referencia a cooperativas que presten el servicio público de distribución para el estudio de costos de la respectiva área típica.

Artículo sexto.- Los plazos aplicables para el proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024 serán los siguientes:

1. El Panel de Expertos deberá resolver dentro de los veinte días siguientes a la audiencia pública a que se refiere el inciso décimo primero del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

2. La Comisión deberá dictar la resolución a que se refiere el inciso décimo segundo del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, dentro de los siguientes diez días desde la comunicación del dictamen señalado en el numeral anterior.

3. El estudio de costos a que se refieren los artículos 183 y 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberá ser ejecutado en el plazo máximo de cien días a partir de su adjudicación.

4. Dentro de los tres días desde que el Comité a que se refiere el inciso décimo tercero del artículo 183 bis otorgue la conformidad al estudio al que se refiere el numeral anterior, la Comisión lo comunicará en su página web y en un medio de amplio acceso, y los participantes tendrán el plazo de quince días, contado desde dicha publicación, para efectuar observaciones al estudio. En razón de lo anterior, por única vez no será necesaria la emisión del informe técnico preliminar al que se refiere el inciso décimo octavo del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

5. La Comisión, en el plazo de cuarenta días, contado desde el vencimiento del plazo para efectuar observaciones al estudio conforme a lo señalado en el numeral anterior, deberá comunicar la resolución que contenga el informe técnico conforme a lo dispuesto en el inciso vigésimo del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

6. Las discrepancias a que se refiere el inciso vigésimo primero del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo se podrán referir a observaciones presentadas al estudio que no hayan sido consideradas en el informe técnico señalado en el numeral anterior, o modificaciones respecto de lo señalado en el estudio sin que hubiese sido observado.

7. La audiencia pública a que se refiere el inciso vigésimo primero del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción,

que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberá ser realizada quince días después del término del plazo para presentar discrepancias.

8. El dictamen del Panel, a que se refiere el inciso vigésimo primero del artículo 183 bis del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberá ser evacuado en el plazo de treinta días contado desde la audiencia pública a que se refiere dicha disposición.

Artículo séptimo.- Las empresas titulares de concesiones de servicio público de distribución deberán dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el artículo 8 ter del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, a más tardar el 1 de enero de 2021.

Las transferencias de concesiones que sean necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el inciso precedente se entenderán autorizadas, en los términos establecidos en el artículo 47 del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, debiendo las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica enviar al Ministerio de Energía los antecedentes que acrediten el cumplimiento de lo señalado en el inciso anterior.

Artículo octavo.- Dentro de los seis meses siguientes a la publicación de esta ley en el Diario Oficial, el Presidente de la República deberá enviar al Congreso Nacional un proyecto de ley de reforma integral al segmento de distribución eléctrica, el que podrá abordar cualquiera de las materias tratadas en esta ley.

Artículo noveno.- La primera fijación de fórmulas tarifarias conforme al proceso establecido en esta ley tendrá vigencia a contar del término de aquellas fijadas en el decreto supremo N° 11T, de 2017, actualizado por el decreto supremo N° 5T, de 2018, ambos del Ministerio de Energía, por un período máximo de cuatro años o hasta la publicación de la ley a que se refiere el artículo precedente, así como también el proceso de fijación de precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución de energía eléctrica, en lo que fuera pertinente.

Artículo décimo.- A más tardar el 31 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía deberá informar a las comisiones de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado acerca de la

implementación y aplicación de esta ley, evaluando sus impactos en la rebaja de tarifas, como asimismo, en la transparencia y participación ciudadana.

Artículo décimo primero.- El mayor gasto fiscal que irrogue la aplicación de esta ley durante su primer año presupuestario de vigencia se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Energía, y en lo que faltare, el Ministerio de Hacienda podrá suplementarlo con cargo a los recursos de la partida del Tesoro Público de la Ley de Presupuestos del Sector Público. En los años siguientes se estará a lo previsto en la Ley de Presupuestos.”.

- - -

Acordado en sesiones celebradas los días 11 y 25 de septiembre y 6 de noviembre de 2019, con asistencia de los Honorables Senadores señor Álvaro Elizalde Soto (Presidente), señora Yasna Provoste Campillay y señores Alejandro García Huidobro Sanfuentes, Alejandro Guillier Álvarez (Pedro Araya Guerrero) y Rafael Prohens Espinosa.

Sala de la Comisión, a 10 de noviembre de 2019.

Julio Cámara Oyarzo
Secretario

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA RECAÍDO EN EL PROYECTO DE LEY, EN SEGUNDO TRÁMITE CONSTITUCIONAL, QUE REBAJA LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y PERFECCIONA EL PROCESO TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

BOLETINES N°s 12.471-08 y 12.567-08, refundidos

I. OBJETIVO DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN: revisar la rentabilidad de las empresas y los procedimientos de determinación de costos de los prestadores del servicio de distribución eléctrica, optimizando su cálculo, de manera que se vea reflejada la rebaja en las tarifas a partir del próximo proceso tarifario correspondiente al cuatrienio 2020-2024.

II. ACUERDO: aprobado en general (Unanimidad 5x0).

III. ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN: consta de un artículo permanente y once disposiciones transitorias.

IV. NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL: no hay.

V. URGENCIA: discusión inmediata.

VI. ORIGEN E INICIATIVA: Cámara de Diputados. Moción de los Honorables Diputados señoras Daniella Cicardini y Alejandra Sepúlveda, y señores Ricardo Celis, Francisco Correa, Sergio Gahona, Giorgio Jackson, Pablo Vidal y Matías Walker (Boletín N° 12.471-08) y Mensaje de Su Excelencia el Presidente de la República (Boletín N° 12.567-08).

VII. TRÁMITE CONSTITUCIONAL: segundo.

VIII. APROBACIÓN POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS: aprobado en general por 120 votos a favor, sin votos en contra y 5 abstenciones.

IX. INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO: 10 de septiembre de 2019.

X. TRÁMITE REGLAMENTARIO: primer informe.

XI. LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA: Decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Valparaíso, a 10 de noviembre de 2019.

Julio Cámara Oyarzo
Secretario