

**INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA RECAÍDO EN LOS PROYECTOS REFUNDIDOS QUE REBAJAN LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN Y PERFECCIONAN EL PROCESO TARIFARIO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**BOLETINES N°12.471 y 12.567-08**

---

HONORABLE CÁMARA:

La Comisión de Minería y Energía, pasa a informar las iniciativas de ley, refundidas, contenidas en el mensaje de S. E., el Presidente de la República, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, boletín 12.567-08, y el proyecto originado en moción de los diputados señores Vidal, Walker, Ricardo Celis, Eguiguren, Gahona y Jackson, y las señoras Sepúlveda y Cicardini, 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 12.471-08. Con urgencia calificada de **suma**.

**I.- CONSTANCIAS PREVIAS.**

**1.- IDEA MATRIZ O FUNDAMENTAL DEL PROYECTO.**

Como señala expresamente el propio Mensaje, el objetivo de este proyecto de ley consiste en:

La fijación de una nueva tasa de actualización, representativa de los riesgos actuales que enfrentan las empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica.

La modernización del procedimiento de determinación y fijación de las tarifas de distribución, a fin de determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución, evitando asimetrías de información y permitiendo la participación de los agentes interesados de forma transparente y contestable, basado en argumentos técnicos, jurídicos y económicos.

Una nueva definición de "áreas típicas" que reflejen adecuadamente los costos de la empresa modelo que actúe de manera eficiente y cumpla con las exigencias de calidad de servicio establecidas en la normativa.

## **2.- NORMAS DE CARÁCTER ORGÁNICO CONSTITUCIONAL O DE QUÓRUM CALIFICADO.**

No hay.

## **3.- TRÁMITE DE HACIENDA.**

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 226 del Reglamento de la Corporación, la Comisión de Hacienda debe pronunciarse sobre el **artículo décimo primero transitorio**.

Cabe hacer presente que la Secretaría fue de la opinión que, además, se debía tomar conocimiento por la Comisión de Hacienda de los numerales 3 (artículo 182 bis) y 6 (en cuanto modifica el inciso segundo del artículo 185), 7 (artículo 187) y 8 (en cuanto modifica el inciso primero del artículo 193), sin embargo, no hubo acuerdo en dicho sentido.

## **4.- EL PROYECTO FUE APROBADO, EN GENERAL, POR LA UNANIMIDAD DE LOS DIPUTADOS PRESENTES (12/0/0).**

||Cid y Hernando, y los diputados señores Castro, don Juan Luis; Eguiguren; Gahona; Kort; Noman; Santana, don Juan; Silber; Velásquez, don Esteban, y Vidal.

**5.- SE DESIGNÓ DIPUTADO INFORMANTE** al diputado señor Pablo Vidal.

\*\*\*\*\*

## **II.- ANTECEDENTES PREVIOS.**

Se argumenta en el Mensaje 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. Sin perjuicio de ello, ha quedado pendiente la modernización del segmento de distribución, cuya revisión es particularmente relevante, considerando que se trata del único segmento que interactúa directamente con la ciudadanía.

Es por lo anterior, y con el ánimo de colocar permanentemente a las personas en el centro del diseño de las políticas

públicas, que el año pasado se inició un proceso pre-legislativo con el fin de implementar una profunda reforma al segmento de la distribución, que incluyó un diagnóstico consensuado de la situación actual, la contratación de estudios técnicos de alta complejidad y sofisticación, además de instancias participativas de amplia convocatoria, teniendo la convicción de que la modernización de la regulación de la distribución eléctrica debe considerar las inquietudes ciudadanas.

Se agrega que, sin perjuicio del referido proceso pre-legislativo, la ausencia histórica de una actualización del marco regulatorio que rige a las empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica ha llevado a un cuestionamiento ineludible que demanda cambios de manera urgente; por lo que además de recoger las inquietudes ciudadanas, se han tenido a la vista las iniciativas parlamentarias al respecto, llegándose a la convicción sobre la necesidad de mejorar rápidamente la calidad de servicio, con tarifas más bajas para los clientes.

Se señala que un ejemplo de lo anterior es la moción presentada por los H. diputados Pablo Vidal Rojas, Francisco Eguiguren Correa, Ricardo Celis Araya, Sergio Gahona Salazar, Daniela Cicardini Milla, Giorgio Jackson Drago, Alejandra Sepúlveda Orbenes y Matías Walker Prieto, que Modifica la ley General de Servicios Eléctricos, en materia de cálculo del valor agregado por concepto de costos de distribución de la energía, contenida en el 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, es que el presente proyecto de ley revisa la rentabilidad de las empresas y los procedimientos de determinación de costos de los prestadores del servicio de distribución eléctrica, e incorpora las modificaciones necesarias a la brevedad posible, con el fin de que sean reflejadas en las tarifas a partir del próximo proceso tarifario, teniendo a la vista y 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 se encontraría 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 de 1980, 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. Además, hoy los modelos tarifarios son más sofisticados y calculan una tasa de costo de capital y no una tasa fija.

En consecuencia, la revisión de la tasa de costo de capital debe ecualizar adecuadamente distintos factores, tales como, condiciones de mercado, 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.

Por otro lado, y en relación al proceso tarifario, también se considera la realización de diversos estudios de costos por parte de la Comisión Nacional de Energía y por las empresas distribuidoras y cooperativas eléctricas, en los que cada uno desarrolla su estudio de acuerdo a bases técnicas comunes, ya que actualmente, 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, cabe señalar 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.

Por esa razón, 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 empresa de referencia e incluso pertenecientes a la misma área típica. Ello, 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.

### **III.- DISCUSIÓN DEL PROYECTO.**

#### **DISCUSIÓN GENERAL**

La exministra de Energía, señora Susana Jiménez, expuso que próximamente corresponde iniciar un nuevo proceso de licitación, en 2020. Por lo tanto, urge tener la materia objeto del presente proyecto de ley ya resuelta, y así poder incorporarla al referido proceso, para que tenga un efecto en el corto plazo en las tarifas de los clientes.

A modo de introducción, señaló que en Chile el precio de la energía que pagan los clientes finales está compuesto, en términos generales, por: un costo asociado a la generación de energía, que considera también la potencia (Generación); otro costo por transportar la energía por redes de alta tensión y largas distancias (Transmisión), y, finalmente, otro costo por distribuir la energía desde subestaciones del sistema de transmisión hasta los clientes finales u hogares (Distribución). Este 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, o VAD.

Explicó que el Valor Agregado de Distribución se determina cada 4 años mediante un proceso en el cual se determinan los costos que una empresa ficticia, denominada empresa modelo, enfrenta al prestar el servicio de distribución de energía eléctrica, de manera eficiente y dando cumplimiento a toda la normativa exigible. En

ese ejercicio, es clave considerar las exigencias normativas que debe cumplir la empresa modelo, pues el mecanismo de tarificación busca encontrar la forma con el menor y más eficiente costo para entregar el servicio, cumpliendo con todas las exigencias normativas existentes. Resulta clave entonces, para el proceso de tarificación de un monopolio regulado, considerar las exigencias normativas que se deben cumplir en la entrega del servicio. Eso se realiza en todos los mercados en los cuales existe un monopolio.

Para el proceso de fijación tarifaria se debe determinar el costo medio del VAD de una empresa distribuidora modelo, que opere en una zona tarifaria del país, con una tasa del 10% real anual. El cálculo del VAD se realiza por área típica de distribución, cuyos componentes se calculan sobre la base de estudio de costos. Luego, para el VAD definitivo, las tarifas deben dar cuenta de la rentabilidad regulada, la cual se calcula asignando un valor de 2/3 a lo propuesto por la Comisión Nacional de Energía, representado al regulador y de 1/3 lo calculado por las empresas, o regulados, emulando una situación de competencia, cálculo que debe arrojar entre un 6%, como mínimo, y un 14%, como máximo. Si está dentro de ese rango, se mantiene esa tarifa básica y rige como tarifa final.

Precisó que, actualmente, en el cálculo para la rentabilidad se incluyen los costos fijos por de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo, en general costos no asociados a generación ni a potencia; las pérdidas medias de sistemas de distribución en potencia y energía, y, finalmente, los costos estándares de inversión, mantención y operación del sistema, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Neto Realizable, VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual, antes de impuesto. Sin embargo, advirtió que es precisamente este último guarismo el que se pretende modificar a través de esta iniciativa legal, ya que su cálculo obedecía a un contexto macroeconómico del sector que ha cambiado, en el que resultaba imprescindible aumentar la cobertura, y en que el riesgo y el acceso a financiamiento eran distintos. Eso está en el la campaña de este Gobierno y en la Ruta Energética, subrayó.

Describió que los objetivos de la presente ley consisten en realizar un ajuste de la rentabilidad y revisar la tasa de actualización; revisar también las utilidades de las empresas; mejorar el procedimiento la participación, transparencia y solución de conflictos, y finalmente, ajustar lo referente a las áreas típica, a objeto de actualizar su representatividad para lograr una mejor aplicación.

Explicó que el espíritu de la modernización de la rentabilidad consiste en que ésta tenga siempre en su objetivo final un mínimo costo para los clientes, cumpliendo las normativas y las exigencias de calidad. Para eso, se reconoce una tasa de rentabilidad

que debe, por una parte, reflejar los riesgos que tiene el negocio de distribución eléctrica, lo cual, de alguna manera, da una señal de largo plazo para que las inversiones efectivamente se realicen y se logre cumplir con esta calidad y exigencia del servicio de distribución eléctrica o el que se esté regulando, y, por otro lado, también supone una retribución adecuada sobre la infraestructura, para que ésta sea moderna y estable y dé respuesta a estas nuevas exigencias, evitando sobre rentas, porque cuando se regula un mercado monopólico, lo que se hace es emular las condiciones de competencia, y con ello evitar que existan rentas monopólicas, o sobre rentas, a través de esas tarifas.

Para materializar lo anterior, se propone cambiar desde un esquema de tasa fija del 10%, antes de impuesto, a un esquema de tasa variable, con un piso de 6% después de impuestos, donde su valorización se ajusta a las condiciones de mercado vigentes. Ello, en línea con las recientes modificaciones de mercados regulados nacionales e internacionales y se denomina tasa CAPM, como se hizo con los mercados de transmisión y del gas, ya que, por ejemplo, en transmisión, se estableció una tasa variable, con un piso de un 7% y un techo de 10%, mientras que en el del gas se estableció un piso de 6% sin límite superior, ambos después de impuestos. Se trata de un mecanismo más acorde a la realidad, que recoge la situación del período determinado en que se calcula. Por lo tanto, en el futuro también lo hará, recogiendo los riesgos propios del mercado y del sector, en particular.

Dicho cambio consiste en ya no establecer un 10% sino que en calcular, en cada proceso tarifario, una tasa de descuento que depende, principalmente, de una tasa libre de riesgo, más un premio por riesgo de mercado.

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.

Por riesgo sistemático se entiende el valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de distribución, con respecto a las fluctuaciones del mercado.

El premio por riesgo de mercado, consiste en la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo.

El informe técnico que fija la tasa de costo de capital de la ley, publicado en 2017, realizó las siguientes estimaciones para la transmisión: calculó que el retorno de mercado chileno para una cartera diversificada era de 8,67%. A partir de la tasa libre de riesgo, finalmente estimó un premio por riesgo de 7,19%, para el cuatrienio 2018-2021. A su vez, la tasa libre de riesgo se estableció en 1,48%. A partir de lo anterior, la tasa de descuento determinada es de 7%.

Señaló que el otro aspecto que modifica el proyecto de ley dice relación con la fijación de un nuevo procedimiento

para la realización de los estudios tarifarios en materia de distribución de energía eléctrica y los mecanismos de resolución de controversias entre ellos. Al respecto, manifestó que la ponderación de estudios en la proporción  $2/3$  y  $1/3$  genera estructuralmente incentivos divergentes entre el regulador y las empresas, o regulados, toda vez que los resultados pueden no reflejar de manera efectiva los costos eficientes del servicio de distribución, por tratarse de un mecanismo no transparente ni observable y sin instancias de participación. Así el procedimiento intensifica las asimetrías de información. Además, en cada proceso las diferencias tienden a aumentar.

Para mejorar dicha situación se deben determinar adecuadamente los costos eficientes de prestar el servicio de distribución, generando incentivos correctos para disminuir asimetrías y entregar mejor información disponible. Par ello se propone un solo estudio mandatado por la CNE, dando la posibilidad de observar las bases y el estudio, eliminando la ponderación  $1/3 - 2/3$ . A su vez, las discrepancias serán resueltas por el Panel de Expertos, sin poder elegir opciones intermedias, lo cual constituye un incentivo a presentar la mejor información disponible.

Otra importante modificación dice relación con permitir la participación ciudadana, de forma transparente y contestable, basada en argumentos técnicos, jurídicos y económicos. Para ello se crea el Registro de Participantes.

Por último, el proyecto contempla el perfeccionamiento de la definición de "áreas típicas". Al respecto, explicó que se entiende por tal las áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí. En razón de ello, la remuneración de las empresas distribuidoras se realiza 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. Eso recibe el nombre de área típica.

Además, advirtió 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 empresa.

Por lo tanto, se plantea 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 ello, es necesario una modificación de prácticas históricas para la definición de áreas típicas, lo cual será posible a través de una definición más general del concepto, que entregue mayor flexibilidad al regulador al momento de definir dichas áreas. Por lo tanto, se propone la siguiente definición legal de Áreas típicas de distribución: áreas en las cuales los costos de prestar el

servicio de distribución son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.

El diputado señor Mulet señaló que la tasa fija actualmente es del 10%, antes de impuesto, pero cuánto equivaldría hoy, después de impuesto.

Señaló que la tasa libre de riesgo que se usa, que es la tasa de interés del banco Central, es del 1,48%, Pensando en cuál sería la tasa libre de riesgo, por ejemplo, en los Estados Unidos. ¿Se podría utilizar otra tasa, dependiendo de donde sea la empresa?

Además, si el proceso de participación ciudadana que se establece en esta reforma contempla algún tipo de financiamiento para las organizaciones que participen, como colegios de instaladores u organizaciones de consumidores, dado el alto grado de especialización requerido para participar en ellas.

La señora Ministra puntualizó que la tasa libre de riesgo corresponde al país en el que se hace la inversión. Esa es la idea de comparar un país o un sector dentro de un país.

Precisó que el 10% es antes de impuesto y los pisos que se han fijado son después de impuesto.

El diputado señor Gahona manifestó que le quedan algunas dudas respecto de las áreas típicas y cómo se relaciona aquello con la Ley de Equidad Tarifaria, que contempla algunos subsidios cruzados y beneficios en las zonas donde hay generación.

El diputado señor Esteban Velásquez, a propósito de la intervención de su colega antecesor, hizo presente que esta iniciativa debe hacer algún tipo de consideración especial para las zonas en que se genera la energía, ya sea eólica, solar o hidroeléctrica.

El diputado señor Kort manifestó su inquietud respecto de cómo esta modificación al sistema de distribución actuaría como incentivo para que las empresas distribuidoras lleguen a donde hoy no están, como, por ejemplo, el caso de la Isla Mocha.

A su vez, qué semejanzas y diferencias tiene este mercado con otros monopolios regulados, con el del gas o las sanitarias.

El diputado señor Leonidas Romero consultó si esta iniciativa contempla algún tipo de beneficio para las comunas que generan energía en base a carbón, como Coronel o la isla Santa María.

Además, consultó quién nombra a los miembros del Panel de Expertos, y cuáles son sus competencias.

La señorita Presidenta de la Comisión consultó si en qué ítem se incluye el costo de los medidores estáticos.

La señora Ministra de Energía, en respuesta a las consultas formuladas en la primera ronda de preguntas, precisó que esta iniciativa no se contrapone con la ley de Equidad Tarifaria dado que en este proceso se determinan las tarifas, pero el efecto final que se

refleja al cliente tiene el efecto de la referida ley. Por lo tanto, independiente de cómo se definan las áreas tarifarias, el efecto de la ley de Equidad, que no permite diferencias de más de un 10%, se mantiene sobre la tarifa final que se paga. Ahí se aplica el subsidio cruzado. Sin embargo, este proyecto sólo se aplica al segmento de la distribución, mientras que la ley de Equidad Tarifaria se aplica a la tarifa completa.

Por otro lado, puntualizó que también a través de la ley de Equidad Tarifaria existe el reconocimiento a la generación local, que busca que las comunas donde se genera energía, ya sean ERNC o no, y que contribuyan al sistema eléctrico nacional, tengan un reconocimiento en sus tarifas.

En relación al VAD, señaló que esta medición se aplica para el sistema eléctrico nacional y para los sistemas medianos, no para los sistemas aislados. Para esos efectos se encuentran trabajando en un anteproyecto de ley para los sistemas aislados, como el de Isla Mocha, y de esa manera ir reduciendo las brechas. Además, eso forma parte de la Ruta Energética.

Respecto de la comparación con el mercado del gas, señaló que se establece un sistema de tarificación solamente cuando se ha probado que las condiciones de ese mercado, en particular, son monopólicas. La regla general es que el mercado del gas es libre, ahora, cuando se producen situaciones monopólicas, dadas la estructura de mercado o la penetración, se tarifica y se contemplan mecanismos y tasas. Para eso se hace un chequeo de rentabilidad.

Sobre la participación ciudadana manifestó que se trata de un tema de interés para el Ejecutivo, porque cuando se traspasan las cargas al consumidor se hace más evidente la necesidad de defensa de los intereses de éstos. Por ejemplo, la ley de transmisión y el estampillado, que hoy ese peso está en la CNE y en los consumidores. Por esa razón, destacó la celebración de un convenio con el Sernac, para que haya recursos disponibles, concursables, a objeto que organismos, como las asociaciones de consumidores, puedan contratar servicios de consultoría que sean expertos en estas estas materias, porque entienden que una organización de consumidores no tiene por qué ser experta en energía. De hecho, ni siquiera lo son los clientes grandes, menos aún consumidores atomizados, como somos todos los hogares.

En relación a las comunas que producen energía en base a carbón, señaló que el Ministerio ha estado trabajando en una Mesa de Descarbonización de la Matriz Energética, con mayor razón desde que sabemos que seremos sede de la COP 25, y que, a su vez, Chile ha suscrito compromisos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero. Además, agregó que respecto de los sistemas aislados, se trata de una modificación más amplia, que debe contemplar transmisión y temas laborales, entre otros.

Explicó que el Panel de Expertos está integrado por siete profesionales, 5 ingenieros y 2 abogados que son designados por el tribunal de la Libre Competencia, bajo un procedimiento de concurso público.

Por otro lado, indicó que el costo de los medidores estáticos se incluye en el ítem de infraestructura de inversión, mantención y operación, porque a partir de la modificación legal se trata de activos de las empresas, que deben mantener y reponer.

El diputado señor Gahona consultó si la tasa de rentabilidad corresponde a la tasa de descuento.

Además, si la renta sobre los activos y cómo se incluye en la tarifa el costo de la inversión.

La señorita Presidenta de la Comisión consultó sobre la rentabilidad garantizada de un piso del 6% que propone el proyecto. ¿Cómo se fija ese guarismo? Y por qué la diferencia con el segmento de la transmisión, que tiene un piso, pero además tiene un techo.

A su vez, cuál es la diferencia con el piso después de impuesto, ya que la ley actualmente establece que sea antes de impuesto.

Por otra parte, cuál es la diferencia de conceptos del artículo 118, de transmisión, con lo que hoy vemos, sobre distribución.

El diputado señor Rodrigo González destacó que si nos encontramos legislando sobre una tasa de rentabilidad es sobre el supuesto que ésta es excesiva. Por lo tanto, se preguntó si la modificación reflejará una tasa de rentabilidad más adecuada a los costos y modernización de los procesos productivos, lo que beneficiaría a los consumidores. ¿En cuánto se proyecta el beneficio de cambio de una tasa fija a una tasa variable?

El diputado señor Vidal hizo presente que comparte la idea matriz de esta iniciativa, con mayor razón dada el alza de tarifas que ha afectado a la ciudadanía, y también en el supuesto que los costos de las empresas son más bajos que ese 10% que hoy la ley les establece, por eso la propuesta de una 6%.

A su vez consultó cuándo este proyecto se traduciría en una rebaja efectiva en las cuentas de los usuarios, dado que no es inmediato, y si contempla un mecanismo de rebaja el Ejecutivo que sea lo más rápido posible, mientras se desarrolla el nuevo VAD que esta iniciativa establece.

El diputado señor Kort también quiso saber sobre el valor de la tasa del 10% antes y después de impuesto, para entender el impacto real del proyecto, porque estamos actualizando el último eslabón del proceso eléctrico. Falta el de transmisión. Por lo tanto, no se debe generar expectativas sobrevaloradas a la ciudadanía porque no va a impactar de inmediato en las tarifas.

El diputado señor Gahona hizo presente que este proyecto apunta a la modificación del VAD, que es uno de los componentes de la cuenta final de la luz de los hogares. Por lo tanto, se preguntó cuánto representa de una cuenta tipo el VAD, porque está el precio de nudo, que es el que más impacta, y la transmisión.

La señora Ministra de Energía, resolviendo la segunda ronda de inquietudes, señaló que la ley habla de tasa de actualización, mientras que ella habla de tasa de descuento, porque esa es la tasa a la cual se le descuentan los flujos futuros y se descuentan las anualidades.

Puntualizó que no es estrictamente una tasa de rentabilidad, toda vez que se calculan en base a una empresa perfecta, o modelo, por lo tanto, no es una tasa que se garantice a través de la tarifa sino que si la empresa real es tan eficiente como la empresa modelo, podría alcanzar esa rentabilidad. Ahora, de los cálculos que se han hecho durante el último año, la rentabilidad promedio de la industria fue del 7,79%. En 10% corresponde al máximo que podría alcanzar, pero no es que se garantice esa cifra. Todo eso se calcula sobre el valor de los activos, a valor nuevo de reemplazo, la anualidad, y eso es lo que se aplica en el descuento.

Respecto de cómo se llega a la tasa del 6% es intentando hacerlo comparable con inversiones en otros tipo de mercados competitivos, industrias o carteras diversificadas. Acá hay un delicado equilibrio entre el tener la mínima tarifa posible para los hogares, pero también que las inversiones se realicen para alcanzar la calidad del servicio que queremos. Por eso se establecen estos pisos, porque son industrias que tienen riesgo y que tienen que reflejar esas tasas de actualización, con esos riesgos implícitos.

Agregó que no se puede fijar una tasa muy baja, que inhiba las inversiones, ni tampoco una alta, porque lo que se quiere es que el servicio sea lo más barato posible. Por eso es tan importante un cálculo de tasa y no un número fijo, ya que la realidad y la dinámica van cambiando, ya sea en mejoras tecnológicas, mayor estabilidad o inestabilidad de los mercados.

Con respecto a poner un techo, señaló que el proyecto de ley de la administración anterior tampoco contemplaba un techo. Éste se incorporó durante la tramitación legislativa, pero es muy difícil de alcanzar.

En relación a que el guarismo de 6% se establece después de impuesto, es para que si hay variaciones de impuestos, no se altere la rentabilidad, porque por ejemplo, si mañana hubiese una rebaja de impuestos, quiere decir que se les está reconociendo una mayor rentabilidad y viceversa. Acá lo que se busca es que la rentabilidad después de impuesto, que es la que queremos abordar y que simule un mercado competitivo, sea de cierto porcentaje. Entonces, resulta más correcto hacerlo después de impuesto.

Con respecto a lo que establece la ley de Transmisión, señaló que la metodología es la misma, pero que la diferencia son los guarismos, que en la ley de transmisión se fija un piso de 7% y un techo de 10%

Sobre la rentabilidad de las empresas, señaló que los cálculos del año 2017 dan una rentabilidad promedio de la industria del 7,7%. Por lo tanto, lo que se busca es actualizar una tasa de descuento que se estima no es acorde a la realidad.

Sobre cuánto impactarían los efectos del proyecto en la tarifa final, manifestó que la parte de distribución representa alrededor de un 20%, antes del IVA. Por lo tanto, el impacto va a ser proporcional a ese porcentaje que representa de la tarifa. Pero, no por eso, es menos significativo, y hoy, con una tasa del 10%, se estima que está desajustado de la realidad.

Con respecto a si se pueden adelantar los efectos de la ley, va a depender de en cuánto se fije la tasa, porque como hay que calcularla, y eso amerita un estudio más acabado del premio por riesgo, representa menos del 20% en las tarifas, lo que finalmente se traduciría en alrededor de un 3 o un 4% de la tarifa final.

Sobre cuánto equivale el 10% antes de impuesto, señaló que aproximadamente a un 8,5% después de impuesto, dependiendo de la vida útil de los activos, que se calculan en 25 años.

El Presidente de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas, Fenacopel, señor Arnoldo Toledo, manifestó que representa a 7 cooperativas que entregan energía en las zonas más apartadas de nuestro país, con muchas dificultades, tanto en lo geográfico como en las distancias. Por tanto, con una realidad muy distinta a la de las grandes distribuidoras.

El Gerente General de Fenacopel, señor Cristián Espinoza, indicó que Fenacopel nació en 1963 y está integrada por las siguientes cooperativas: CEC (Curicó), COPELEC (Chillán), COELCHA (Cabrero), COPELAN (Los Ángeles), SOCOEPA (Paillaco), COOPREL (Río Bueno) y CRELL (Puerto Varas).

Destacó que sus tarifas y la calidad de su servicio son reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos; que fueron las primeras empresas privadas en prestar servicio eléctrico en el país, con capitales ciento por ciento nacionales y que no persiguen fines de lucro, porque sus utilidades, cuando las tienen, son destinadas a reinversión.

Explicó que las cooperativas eléctricas se crearon para electrificar zonas rurales y aisladas que no tenían otra alternativa de suministro, a objeto de promover su desarrollo. Por lo tanto, mantienen una fuerte vinculación con las localidades que atienden, además de cercanía con sus clientes, lo que se ve reflejado en el último ranking de calidad de servicio, elaborado por la SEC, en el cual tres de

sus cooperativas asociadas figuran dentro de los primeros diez lugares de las mejores distribuidoras del país, de acuerdo a la evaluación que hacen los propios usuarios, o clientes.

Destacó que actualmente, atienden a más de 155 mil usuarios, en 5 regiones del país (Maule, Biobío, Ñuble, Los Ríos y Los Lagos), con presencia en 63 comunas, para lo cual cuentan con casi 23 mil kilómetros de red, con una media de 7 clientes por kilómetro de red, mientras que, por ejemplo, ENEL, para atender a 18 millones de usuarios tiene del orden de 15.000 kilómetros de red, lo que les da un promedio de 120 clientes por kilómetros de red.

Hizo presente algunas particularidades sobre las condiciones sobre las cuales prestan su servicio, tales como: condiciones de aislamiento y difícil acceso a la red en caso de reparaciones o necesidad de movilizar vehículos pesados para solucionar problemas de suministro; condiciones climáticas adversas, sobre todo en invierno, cuando hay nieve, temporales de viento o fuertes lluvias; geografía de difícil recorrido, con tendido de redes en bosques, alimentadores en sectores precordilleranos o en caminos particulares; así como entrega de servicio a muchas comunidades mapuche, a familias de bajos recursos, en situación de aislamiento y con bajos niveles de consumo. Por lo tanto, se les hace necesario establecer que los modelos regulatorios y tarifarios reconozcan esta realidad distinta. Por eso, el prestar servicios eléctricos en estas zonas y condiciones no es un negocio atractivo para las grandes distribuidoras, ya que los costos son altos y las rentas bajas. De hecho, hay cooperativas que no se pueden auto financiar y tienen que desarrollar otro tipo de actividades económicas para ser sustentables financieramente, subrayó.

Con respecto a la tasa de rentabilidad de las cooperativas, indicó que es muy diferente a la de las grandes distribuidoras, ya que si bien la rentabilidad tarifaria de la industria en 2016 fue del 7,55%, la rentabilidad de las cooperativas está entre el 3,9% y el 1,3%, para la mayoría de ellas, existiendo incluso casos con rentabilidades negativas, como los de SOCOEPA Y COELCHA.

Respecto del proyecto de ley en estudio, manifestó que su origen se remonta al programa del actual Gobierno para el período 2018-2022, donde se dispuso la revisión y actualización de la normativa vigente para el segmento de distribución eléctrica, lo que quedó comprometido, además, en la Ruta Energética del Ministerio de Energía y en la agenda legislativa propuesta al Congreso Nacional, específicamente respecto a la rentabilidad de las empresas y a la instalación de los sistemas de medición monitoreo y control. Ello puede ser leído como un avance en la materia, pero requiere que se revisen algunos detalles.

En ese sentido, criticó que esta iniciativa no se hace cargo de cinco puntos, como son la modernización del segmento, la calidad de servicio, tarifas más bajas, disminución de rentabilidad y

definición de áreas típicas, y solo aborda tangencialmente algunos aspectos. Además, el ajuste de la tasa no se traduce necesariamente en una menor utilidad de la empresa real.

Manifestó su preocupación por el nuevo procedimiento para la determinación y fijación de costos, ya que, a su juicio, todo el peso recae en el Estado, a diferencia del estudio de valorización que se requiere para la transmisión, por lo que se necesita asegurar el financiamiento y calidad del estudio, así como un ajuste de los plazos.

En relación al nuevo procedimiento para la determinación de áreas típicas, criticó que éste no modifica la actual metodología y se elimina la etapa de observaciones que pueden realizar las empresas, restándole transparencia y participación al proceso. Además, no se clarifica el concepto de “costo de prestar el servicio”, lo que puede atentar contra la determinación de costos eficientes.

Criticó que la definición de áreas típicas actualmente se agrupa en función del VAD o de los costos. Y que el proyecto propone la fijación de los costos de prestar el servicio, pudiendo incluir una o más empresa de instrucción. De esa manera se disminuye la transparencia ya existente en esta etapa del proceso de decisión, lo que va en sentido contrario a lo declarado por la autoridad, ya que al determinar las áreas típicas, no se establece que las empresas puedan discrepar de esa parte de la tarificación.

En su opinión, si bien el proyecto de ley plantea los objetivos buscados y necesarios para las mejoras del sector, esconde riesgos y problemas que son necesarios de explicitar.

Respecto de la disminución de la tasa de rentabilidad de la empresa, consideró importante decir que el ajuste de la tasa con que se determinan los costos de inversión de la empresa modelo no necesariamente se traduce en una menor rentabilidad de la empresa real que, como hemos visto algunos casos, es elevada. Adicionalmente, al no modificar el mecanismo de chequeo de rentabilidad, para efectos de la determinación de tarifa y continuidad, manteniéndola para el conjunto de la industria, no se corrige esta situación. Por ejemplo, lo que sucede con las cooperativas que tienen rentabilidad negativa.

En cuanto al nuevo procedimiento para la determinación y fijación de costos, si bien es un punto relevante de abordar –se elimina la ponderación de un tercio-, expresó su preocupación, porque cae demasiada responsabilidad en el Estado, tanto respecto del mandato como en la conclusión y costos. A su juicio, eso requería de mayores recursos para realizar los estudios tarifarios y ajuste de plazo, para una buena la calidad de los estudios.

En otro aspecto, señaló que el proyecto no aborda ni soluciona el problema de las consideraciones a utilizar en la ponderación de la empresa modelo que, por una parte, para un adecuado

y eficiente reconocimiento de costos se ajuste a la realidad de cada empresa o grupo económico, ya que los grupos económicos tienen importantes economías en su funcionamiento y operación, las que no se traspasan los clientes y, por otra, para permitir la integración de la red con otros negocios. Ambas medidas podrían tener, a su juicio, efecto en tarifas más ajustadas y justas.

Finalmente, concluyó que es necesario reconocer el importante rol social que cumplen las cooperativas eléctricas en sectores que para otras empresas no resultan rentables, en condiciones muchas veces extremas para una adecuada prestación del servicio, por lo que resulta muy importante para éstas establecer los incentivos regulatorios correctos que garanticen la inversión en la mejora de sus redes, mejora de la calidad que entrega sus nuestros usuarios y cubrir sus costos de operación.

Por otro lado, manifestó que es necesario establecer un proceso de tarificación que reconozca la situación de cada empresa y cooperativa, en particular, y no el sistema de áreas típicas, que perjudica a los clientes y a parte del sector.

Además, insistió en que es absolutamente necesaria la fijación de la tasa de costo de capital separada para las cooperativas, que reconozca sus realidades.

Por último, propuso eliminar el chequeo tipo industria y establecer un chequeo individual, lo que permitirá una mejor fijación para todas las empresas y una baja efectiva de tarifas, para aquellas que se benefician con el procedimiento actual, y al mismo tiempo, asegurar una rentabilidad mínima para las cooperativas.

En relación al Boletín N°12.471-08, que Modifica la ley General de Servicios Eléctricos, explicó que éste, en su artículo único, señala que la tasa debe ser calculada cada cuatro años, de acuerdo al procedimiento señalado en los artículos 118 y 119 de la ley Eléctrica, lo que produce prácticamente los mismos efectos del proyecto de ley presentado por el Ejecutivo.

Por su parte, el artículo transitorio establece que durante el período entre la publicación de la ley y la próxima fijación tarifaria se deberán recalcular las tarifas, con una tasa fija del 6,5% de costo de capital. Al respecto, señaló que eso produciría rebajar aún más las tarifas de las cooperativas, las que, por el problema explicado de las áreas típicas, no están bien representadas en la tarificación, teniendo actualmente rentabilidades muy bajas, todo lo cual podría poner en riesgo la viabilidad financiera de las cooperativas.

El diputado señor Rodrigo González alabó la relación que mantienen estas cooperativas con sus usuarios, distinta a las que mantienen las grandes empresas con sus clientes.

Por otro lado, solicitó mayor precisión respecto de los efectos que esta ley provocaría en el sector.

Además, se preguntó qué pasaría si estas cooperativas dejaran de prestar el servicio en las zonas en que lo hacen.

Por último, consultó si lo que proponen es un estudio de tarificación para las cooperativas, en general, o que éste se realice por cada una.

El diputado señor Vidal valoró el rol social que desarrollan estas cooperativas, sobre todo en comunidades rurales.

Destacó la diferencia entre las cooperativas eléctricas, que atienden al 2% de la población, y las grandes empresas, que atienden al resto, por lo cual una comparación entre ambas es, a su juicio, injusta.

Precisó que el proyecto de ley contenido en el boletín N°12.471-08 no está enfocado en reducir la rentabilidad de las cooperativas sino que en las grandes empresas de distribución. Y que el 6,5% de tasa que establece dicha iniciativa se basa en un estudio de la CNE y se propone de manera transitoria, mientras un estudio defina con mayor exactitud la tasa final y los costos reales.

En ese sentido, consultó si no se estima más justo que sean los costos reales los que incidan en la tarifa y no los fijados por ley.

Por otro lado, no le queda claro cómo el ajuste de la tasa no se traduzca necesariamente en una menor utilidad de empresa real, pero sí se podría traducir en una reducción de la tarifa final que pague el cliente.

La señorita Presidenta de la Comisión consultó sobre cómo afecta, en particular, este proyecto a rentabilidad de las cooperativas.

Además, si han participado en la elaboración de los procesos tarifarios.

El señor Toledo señaló que indistintamente de tasa que en definitiva se fije, lo realmente necesario es tarifificar por empresas y no por áreas típicas. Eso les produce problemas.

Ejemplificó que actualmente es gerente de una de las cooperativas que mantiene rentabilidad negativa, y que de persistir dicha situación unos 4 o 5 años, debieran transformarse en una sociedad y vender sus activos, lo que le lleva a pensar si tal vez una gran empresa distribuidora atienda con la misma dedicación a estos sectores. Eso sería concentrar aún más un sector ya demasiado concentrado.

El señor Espinoza manifestó su preocupación respecto del artículo transitorio contenido el boletín N°12.471-08, toda vez que una rebaja en la tasa de actualización produce una rebaja tarifaria, al pasar de una tasa del 10% al 6,5%.

En relación al futuro de las cooperativas, señaló que éstas han ido creciendo en red, por lo tanto, en los sectores más poblados probablemente habría interés de parte de empresas

distribuidoras grandes en adquirir ciertos sectores que les sean atractivos.

Precisó que para las cooperativas proponen que se fije una tasa del 7%. Sin embargo, lo que efectivamente les aseguraría viabilidad sería el que se haga un estudio tarifario por cooperativa, y que se les dé un trato distinto, ya que tienen objetivos distintos a los de las grandes distribuidoras.

El diputado señor Gahona consultó si les acomodaría un sistema de regulación similar al de los APR, que no se incorporan a los sistemas tarifarios de las sanitarias, mientras que a las cooperativas sí se les incorpora en el sistema tarifario de las distribuidoras.

El señor Toledo destacó que los APR, además, son socios de sus cooperativas eléctricas.

Por otro lado, llamó la atención que las cooperativas tienen tamaños muy disímiles entre sí, Hay algunas con 3.000 socios y otras con 15.000. Por lo tanto, no se puede hablar de una sola tarificación para las cooperativas, porque sería irreal. Lo que necesitan es que los tarifiquen de acuerdo a sus propias condiciones.

Respecto de las cooperativas con rentabilidades negativas, puntualizó que a este paso no les va a quedar otra alternativa que transformarse en sociedades y vender su infraestructura, y no es eso lo que quieren.

El diputado señor Gahona concluyó que no es este el instrumento legislativo en el cual se aborden modificaciones al sector de las cooperativas eléctricas, sino más bien cuando se ingrese la anunciada reforma general a la ley de distribución. Este proyecto sólo tiene por objetivo rebajar las tasas de descuento.

Por otro lado, manifestó que su interés dice relación no con legislar por cada empresa sino más bien para que el ciudadano tenga la mayor rebaja posible en las cuentas de energía.

El diputado señor Vidal planteó que a través del articulado transitorio sí se puede formular alguna indicación para que se considere la situación particular de las cooperativas eléctricas.

El señor Espinoza precisó que las cooperativas eléctricas ya están en el sistema regulado y que son de mayor tamaño que los APR.

Pero, lo que más les afecta de este proyecto es la modificación que se realiza a la conformación de las áreas típicas, así como que les fijen tarifas con una empresa modelo que no representa sus particularidades, lo que se refleja en su baja rentabilidad. Por eso piden que el estudio se haga por cooperativa porque, adicionalmente, mantienen otros objetivos y no persiguen rentabilidad.

El Director de Breves de Energía, señor Cristian Muñoz, expuso apoyado en una presentación en Power Point<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=168849&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>

Explicó el funcionamiento de un sistema de potencia, que traslada energía desde los grandes centros de generación hasta los consumidores finales, ya sean industriales o domiciliarios y se refirió también al cálculo del costo de capital de un activo.

Criticó el hecho que la tasa actual del 10% refleja la realidad del Chile de la década de 1980 y la actual. En ese entonces había que atraer inversión al sector, lo que se realizó garantizando una tasa de retorno.

Respecto del proyecto de ley, manifestó que el cálculo del costo de capital se realiza mediante modelo CAPM, que es el más usado por las industrias reguladas, tanto en Europa como en los Estados Unidos. Ahora, el costo de capital real se calcula antes de impuestos, que es lo que se usa normalmente. Además, a la banda de precios se le establece un piso de un 6%. Se trata de un mecanismo poco usado en Europa, así que de usarse, advirtió que debe ser representativo de la evolución del riesgo del país y de la industria.

Respecto del estudio de tarifas, señaló que este debería ser mandado por la CNE, con la posibilidad de observar las bases y el estudio mismo. Este mecanismo ha probado ser exitoso en otras materias.

Respecto del artículo transitorio que establece una tasa del 6,5%, del boletín N° 12.471-08, advirtió que debería chequearse su legalidad y que dicha tasa debería actualizarse usando la metodología del CAPM o, en su defecto, actualizar estudios existentes, ya que el último estudio fue encargado por la SEC en 2011. También sugirió ajustar el estudio de transmisión, encargado por la CNE en 2017.

El diputado señor Gahona consultó qué otro factor se podría introducir para rebajar el precio de nudo, dado que allí hay competencia.

Del mismo modo, consultó la causa de que los costos finales de la energía que pagan los usuarios de los países vecinos sean, en general, más bajos en los que se pagan en Chile.

A su vez, cómo impactaría un subsidio a los sectores más vulnerables.

El diputado señor Vidal consultó si no sería más coherente establecer un techo a la rentabilidad, más que un piso.

También, cómo afecta el cálculo de la tasa a las cooperativas.

El diputado señor Mulet manifestó que no tiene claridad si la determinación del VAD y el modelo de tarifa eficiente, incluida la forma de resolución de discrepancias, significa que el modelo del 10% sea teórico.

Por otro lado, consultó si es posible lograr mayor objetividad en los estudios y los procesos para la determinación de tarifas, dado el hecho que el mercado eléctrico nacional es limitado en

número de profesionales y éstos no gozan de mucha independencia, dado que pasan del sector público al privado con frecuencia.

Finalmente, si estima positiva la participación de otros organismos durante el proceso de estudios de la tarifa.

La señorita Presidenta de la Comisión consultó sobre la tasa antes y después de impuesto.

El señor Muñoz afirmó que el alto costo de la energía que tenemos en Chile se explica no por falta de competitividad del mercado, sino a que nuestro país no tiene el gas que sí tiene Perú. Tampoco tiene carbón y lo debe comprar. Argentina, tiene Shale Gas. De esto último, tal vez nos podríamos beneficiar, dado que mantenemos gaseoductos comunes. Sin embargo, Chile posee una ventaja en relación a sus vecinos, como es la generación hidroeléctrica, la que no se está usando por otro tipo de problemas.

Por otro lado, sostuvo que durante la próxima década los precios deberían tender a la baja, cuando entren a regir los contratos de generación celebrados durante 2016.

Respecto del impacto de las tasas, sugirió pedir a la CNE que lo haga.

En relación al piso o techo de las tasas, puntualizó que, por ejemplo, los reguladores europeos se preocupan las del techo que del piso, si es que ponen algo.

Respecto de la ponderación de los estudios de 1/3-2/3, señaló que ello responde más bien a una realidad de la década de 1980, que en su momento tenía lógica. Sin embargo, el país y el mundo ha cambiado y las modificaciones tienen que dar cuenta de ello.

Respecto de la participación en procesos tarifarios, hizo presente que es la CNE quien tiene que defender los intereses de los consumidores. Agrego que Chile goza de estupenda fama internacional por su sistema regulatorio en esta materia. Pero, sugirió otorgar más participación a los clientes.

Con respecto a si es mejor fijar la tasa antes o después de impuestos, señaló que eso va a depender de la estabilidad institucional que detente el país, que en nuestro caso no debe implicar una variable relevante, ya que somos un país serio en nuestras políticas. Por eso sugiere una tasa antes de impuesto.

Por otro lado, señaló que hay algunos subsidios en el sector eléctrico, pero son bastante modestos. Se mostró partidario de utilizar algún tipo, pero por afuera de los precios.

El sectorialista de la Biblioteca del Congreso Nacional, señor Samuel Argüello, expuso apoyado en una presentación en Power Point<sup>2</sup>. Se refirió a la experiencia comparada en materia de distribución eléctrica, respecto de España y Francia.

---

<sup>2</sup> <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=169411&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>

Respecto de España, señaló que su modelo de regulación se basa en el principio de adición de costos y que, a diferencia del nuestro, existen cuatro segmentos diferenciados: generación, transmisión, distribución y comercialización. Allí los tres primeros segmentos poseen precios desregulados. Sin embargo, la comercialización mantiene precios desregulados y tarifas reguladas, estas últimas a elección de los consumidores.

Indicó que el organismo regulador es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Se trata de un órgano colegiado y sus consejeros son nombrados por el ministro de economía.

La CNMC actúa en los ámbitos de la promoción de la competencia y en la regulación del sector eléctrico; pero, además, en los sectores de telecomunicaciones; audiovisual; transportes y el postal.

Precisó que la regulación y las metodologías de cálculo están fijada por ley, pero los parámetros técnicos y económicos para los cálculos los propone la CNMC. Las tarifas se fijan por períodos de cuatro años.

Sobre la retribución en el segmento de la distribución, lo que definió como ingresos para la actividad de distribución a través de una tarifa de acceso a la red, señaló que se establece administrativamente una tarifa por el acceso a la red, la que debe tener en cuenta los siguientes aspectos: costos de inversión, operación, mantenimiento y gestión. Para ello, también se utiliza un modelo de empresa eficiente y se retribuye la inversión no amortizada, la operación y el mantenimiento de las instalaciones.

Sin embargo, se establecen incentivos y penalizaciones, por ejemplo, incentivos a la calidad del suministro, de entre -3% y +2%; a la reducción de las pérdidas, de entre -2% y +1%, y a la reducción del fraude, del 20% del peaje defraudado con un límite del 1,5% del total de la retribución. Pero, no hay penalización por la no detección del fraude.

Respecto de la regulación del sector de comercialización, destacó que los consumidores finales pueden optar entre dos regímenes tarifarios: regulado y liberalizado.

Los clientes que pueden optar a tarifas reguladas se pueden acoger a precios liberalizados. Se entiende por regulado el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), hasta 10kW, con adición por generación, de acuerdo a precios de mercado, más los peajes de acceso y más los costos de comercialización. Ese es el precio máximo que pueden cobrar las comercializadoras y es único para todo el territorio español.

La tarifa liberalizada es la que se acuerda libremente entre los clientes y las comercializadoras y es fija: las comercializadoras deben entregar una opción tarifaria de precio fijo anual

en €/kW. Como dato, señaló que hasta noviembre de 2018, el 58,2% de los consumidores estaban acogidos al régimen liberalizado.

Por otro lado, informó que en España se contemplan bonos sociales para los clientes con tarifa regulada. Se trata de un descuento del 25% sobre la factura eléctrica, para consumidores vulnerables, y otro del 40% para consumidores vulnerables severos. Precisó que se entiende por consumidor vulnerable el que cumpla con uno de los siguientes requisitos: renta inferior a cierto umbral; familia numerosa, de tres o más hijos, y jubilados o pensionados por incapacidad permanente que reciban la pensión mínima. El bono social lo financia la empresa matriz de la comercializadora, o la comercializadora si no pertenece a un grupo empresarial.

Respecto de la tasa de rentabilidad de la distribución, señaló que ésta se aplica sobre la base del capital invertido no amortizado. La ley que la regula es de 2013 y fija hasta el 31 de diciembre de 2019 un sistema de rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años, o bonos del Estado, más 200 puntos básicos. Es decir, equivale al promedio del rendimiento de los últimos 24 meses de las obligaciones del Estado a 10 años, y se le suman 2 puntos porcentuales. Esto equivale a una tasa del 6,503%, antes de impuestos.

Sin embargo, a partir del 1 de enero de 2020 se establece un cambio en la metodología de cálculo y se propone algo parecido a lo que se establece en el proyecto de ley en estudio, en base al costo promedio ponderado del capital, ya que refleja el costo de la deuda y la rentabilidad exigida por los accionistas que proveen capital con fondos propios. La tasa de rentabilidad es -al igual que acá- antes de impuestos. No existe una tasa mínima específica en la legislación, sino que es en base al rendimiento de las obligaciones del Estado a 10 años, más un diferencial o sobre el costo del capital.

Sobre el sector de comercialización español, señaló que la ley establece un sistema de “retribución razonable”, el que se basa en un margen sobre las ventas y no en una rentabilidad sobre el capital invertido no amortizado. Agregó que la CNMC ha tomado esta metodología por ser la práctica habitual en sectores poco intensivos en capital. Además, la ley no fija una tasa de rentabilidad mínima.

Respecto de Francia, señaló que el modelo de regulación es basado en el principio de adición de costos y que, al igual que el caso español, hay cuatro segmentos diferenciados: generación, transmisión, distribución y comercialización. Generación con precios desregulados; transmisión, distribución y comercialización con tarifas reguladas.

El organismo regulador es la Comisión Nacional de la Energía (CRE), que se encarga del buen funcionamiento del sector de electricidad y gas natural, en beneficio de los consumidores finales. Se trata de una autoridad administrativa, independiente y con dos

órganos: la Comisión y el Comité de Solución de Diferencias y Sanciones.

La Comisión está formada por seis miembros, con paridad entre hombres y mujeres. El presidente es nombrado por el Presidente de la República; 1 miembro es nombrado por el ministro encargado de los asuntos de ultramar; 1 nombrado por el presidente de la Asamblea Nacional; 1 por el Presidente del Senado, y, finalmente, 2 nombrados por decreto, en base a sus competencias técnicas en materia de protección a los consumidores y de demanda de energía y energías renovables.

La CRE propone las tarifas a los ministros de Economía y Energía y éstas se consideran aprobadas si no hay oposición. Las tarifas se fijan por períodos aproximados de cuatro años.

Los ingresos para la actividad de distribución a través de una tarifa de acceso a la red, o retribución, se establecen en base a una tarifa por el acceso a la red. Esto se basa en cuatro principios: la tarificación del acceso a la red debe ser independiente de la distancia entre el lugar de inyección de electricidad y el lugar de extracción; la misma tarifa de acceso a la red para el conjunto del territorio nacional; el principio de no discriminación, que quiere decir que la tarifa es la misma independientemente del uso final de la electricidad, y en el incentivo a los clientes a limitar su consumo, en los períodos en que el consumo global es más alto.

Enedis es la empresa dominante, con una cobertura del 95% del territorio francés.

La CRE determina un "ingreso total autorizado", en base a los cargos de explotación y de capital.

Sobre la retribución en el segmento de distribución, o ingresos para la actividad de distribución a través de una tarifa de acceso a la red, señaló que existen cargos de explotación bajo el principio de empresa modelo eficiente, ya sean cargos ligados al sistema eléctrico, cargos ligados al personal y sobre impuestos.

Los cargos de capital están ligados a capital invertido por los concesionarios de distribución, como el Proyecto Linky, que involucró la sustitución de los antiguos medidores por medidores inteligentes. Se autoriza una amortización acelerada, ligada a la sustitución anticipada de los antiguos medidores. Destacó que la retribución se actualiza anualmente según el IPC, con un límite entre -2% y +2%.

Por su parte, también se contemplan incentivos tarifarios: a la reducción de pérdidas; a la reducción de los cortes de suministro, sobre duración y frecuencia; a gastos en investigación y desarrollo; a gastos en desarrollo de redes inteligentes. Por otro lado, se establece una penalización para los cortes largos de suministro.

Sostuvo que también existen tarifas reguladas para los consumidores con potencia contratada inferior a 36kVA, y el

78% de los abonados residenciales y el 69% de las pequeñas empresas están sujetos a esta tarifa. Las tarifas se fijan en base al principio de contestabilidad, o competencia por los clientes. Así, la tarifa busca que cada cliente pague los costos que genera y que los contratos puedan ser desafiados por el resto de empresas.

Respecto de la tasa de rentabilidad de la distribución, manifestó que ésta se calcula como un porcentaje sobre los activos no amortizados. Para ello se utiliza la metodología del costo promedio ponderado del capital, que se basa en el principio de que la tasa de rentabilidad sea comparable a la que obtendrían inversiones que impliquen niveles de riesgo similar. Por último, advirtió que no se ha encontrado en la ley o en la normativa de la CRE una tasa mínima garantizada.

Sobre la tasa de rentabilidad de la comercialización, señaló que se calcula como un margen sobre las ventas. Es una cantidad en €/MWh. El cálculo se basa en la estimación de los riesgos a los que están sujetas las empresas, en cuanto a comercializadoras. Para ello, se establecen seis categorías de riesgo, se les asigna una esperanza de ocurrencia y se les atribuye un valor en €/MWh. La tasa de rentabilidad actual es de 3,5% de la tarifa, medido en €/MWh. Además, la tasa cambia según las condiciones del mercado y los cálculos de la CRE.

El sectorialista de la Biblioteca del Congreso Nacional, señor Nicolás García, se refirió a la situación comparada de Perú y Colombia.

En relación a Perú, señaló que la regulación se establece en base al modelo de empresa eficiente -al igual que el caso nuestro-, para determinar los costos eficientes de proveer el servicio.

La legislación respectiva es el Decreto Legislativo N° 1.221 de 2015, que establece la regulación y utiliza los costos de empresa modelo para remunerar a todas las empresas que componen el respectivo sector típico de distribución eléctrica. Las empresas de distribución perciben por la prestación de sus servicios el Valor Agregado de Distribución (VAD), según sector típico de distribución.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN, es la institución pública encargada de regular y supervisar a las empresas del sector eléctrico, se encarga de fijar, revisar y modificar tarifas, establecer normativa, fiscalizar, supervisar, atender reclamos de usuarios y solucionar controversias.

Por su parte, para determinar los costos eficientes de proveer el servicio se calcula el VAD según áreas de distribución, en sectores típicos y se incorpora en un solo modelo los gastos de operación y mantenimiento, los gastos de capital, la calidad de servicio y las pérdidas de la red.

El costo de capital utiliza una medida estándar de costos en equipos, expresándose como un costo anual, suponiendo una tasa apropiada de rendimiento y período de depreciación.

El costo de la inversión es calculado como el costo estándar de inversión de un “sistema económicamente adaptado”, a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), incentivando las inversiones eficientes. Este es anualizado tomando en cuenta una tasa de descuento del 12% y un periodo de vida útil de las instalaciones de 30 años.

Los costos de operación y mantenimiento incluyen un valor como porcentaje de los activos y operaciones relacionadas con el costo por cliente de la medición y facturación eléctrica.

Precisó que en el sector eléctrico peruano las tarifas recogen los costos de 3 actividades: generación (52%), peaje de transmisión (9%) y distribución (27%), además de cargos adicionales (12%).

Las tarifas se establecen para cada sistema eléctrico, divididos en seis sectores típicos de distribución: urbano de alta densidad, urbano de media densidad, urbano de baja densidad, urbano-rural y rural. Este último es un sector especial para ciertas zonas agrícolas.

Por su parte, las tarifas para el consumidor final se calculan en base a costos de inversión y operación eficientes de empresas de distribución eléctrica modelo, las que consideran el VAD, los costos de conexión del servicio eléctrico y los costos de corte y reconexión del servicio. Se fijan cada 4 años, en noviembre, según el artículo 73 de Ley de Concesiones Eléctricas. Dichas tarifas son reajustadas periódicamente, de acuerdo a las variaciones de parámetros como el tipo de cambio, precios del cobre, precios del gas, entre otros. También se contemplan subsidios cruzados.

La rentabilidad contempla el costo de inversión anualizado, tomando en cuenta una tasa de descuento del 12% y un periodo de vida útil de las instalaciones de 30 años. Se establece una verificación de la rentabilidad por grupos de concesionarios, ajustándose la tarifa para que se sitúe en un rango entre 8% y 16% de tasa interna de retorno.

En relación al modelo de regulación de Colombia, señaló que es la ley N° 143, de Electricidad, de 1994, la que establece un régimen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía –contempla también este último segmento-.

Precisó que los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada, en base a criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio.

Por otro lado, el distribuidor no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados, función a cargo del comercializador.

La regulación se establece en base a 4 niveles de tensión.

Informó que es la Comisión de Regulación de Energía y Gas, (CREG) el organismo competente para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía eléctrica y gas combustible. A su vez, define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno y tarifa aplicada en la remuneración de distribución. También define los factores aplicables para subsidios a usuarios de bajos recursos.

Por su parte, la CREG calcula costos de distribución –que servirán para definir tarifas a usuarios regulados – a través de una empresa modelo eficiente, según áreas de distribución comparables.

El costo del servicio es el resultado de agregar los costos de cada una de las etapas: generación, transmisión, distribución, comercialización y administración.

También se consideran los costos de inversión de redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada, niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

Los costos unitarios de distribución se indexan de un año a otro, a fin de reflejar el incremento de productividad de las empresas y distribución de las pérdidas de energía.

Sobre las tarifas, señaló que el artículo 74 de ley N° 142, de 1994, es el que indica que el formular tarifarias debe permitir remunerar el patrimonio de los accionistas, en la forma en que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable. Para ello se considera la suma de generación (34%), transmisión (6%), distribución (31%) distribución regional (6%), comercialización (10%), perdidas de energía (6%) y restricciones (7%).

La CREG es la encargada de definir metodología de cálculo y fijar tarifas, cuyo objetivo consiste en que las tarifas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizando asignación eficiente de recursos en la economía, considerando cargos de sistemas de distribución local (SDL), los que varían según índices de calidad del servicio prestado. Dichas fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años.

También se contemplan subsidios cruzados. Para ello, las tarifas varían según el estrato o caracterización socioeconómica, y son financiados a través de cargos (contribuciones), en el costo del servicio de otros consumidores.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, CNA, señor José Agustín Venegas, precisó que el modelo

español se basa en empresa real y no en empresa modelo, lo cual tiene directa influencia en la tasa.

Allí se requiere de una tasa menor porque se tienen menos riesgos y, además, se renta sobre activos reales. Mientras que en el caso nuestro, el modelo presenta mayor riesgo para la empresa porque es una empresa ideal, que no es igual a la invertida, por lo tanto, se necesita de tasas más altas. En consecuencia, las comparaciones del modelo de empresa, con la tasa, no son equivalentes.

Se refirió a la determinación de precios del sector eléctrico, el que se compone de tres grandes segmentos: la generación, la transmisión y la distribución.

Puntualizó que la transmisión y la distribución constituyen monopolios naturales. Es decir, la realización de estas actividades por una única empresa en una determinada área resulta más económica que si es desarrollada por varias empresas, lo que se realiza a través de la tarificación de servicios por medio de procesos regulados. Por esa razón, ambas actividades están reguladas tanto en la determinación de sus tarifas como en las exigencias para la prestación de dichos servicios.

Por su parte, el segmento de generación, a diferencia de transmisión y distribución, es un mercado competitivo. Distintas empresas generadoras, con distintas tecnologías, pueden competir para abastecer de energía y potencia a los clientes, sean éstos sometidos a fijación de precios (clientes regulados) o libres.

El segmento de generación está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad y se puede distinguir tres negocios en este segmento: venta entre generadores, o el denominado mercado spot; venta a clientes libres, que se trata de grandes consumidores, y venta a clientes regulados, a través de licitaciones eléctricas.

Precisó que en Chile, históricamente, la distribuidora ha sido la responsable de entregar el suministro a los clientes regulados. Para ello, debe adquirir la energía y potencia de empresas generadoras a través de un mecanismo de licitaciones, el que ha ido evolucionando con el tiempo.

Advirtió que las últimas licitaciones de suministros han sido adjudicadas a precios más bajos que las anteriormente celebradas, sin embargo, estos precios no entrarán en vigencia sino hasta el año 2021 y, con mayor notoriedad, el año 2024.

Precisó que los precios de energía y potencia que se obtienen en las licitaciones de suministro para clientes regulados se denominan Precios de Nudo de Largo Plazo (PNLP). Por su parte, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las distribuidoras deben traspasar a sus clientes regulados los precios de generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme los respectivos contratos (PNLP).

Concluyó que el precio de la componente de energía y potencia de clientes regulados es definido a través de un mecanismo de licitaciones de suministro establecido por ley, que busca entregar señales para fomentar la competencia y el desarrollo de proyectos de generación, así como la obtención de precios competitivos. Los resultados de estas licitaciones entran en vigencia de manera diferida, con el fin de fomentar el desarrollo de nuevos proyectos y asegurar el abastecimiento de los clientes. El traspaso de los precios de las licitaciones (PNLP) al cliente final se realiza a través de un proceso complejo, en el que se deben promediar los PNLV vigentes.

Respecto de las mociones en estudio, identifiqué que estas pueden ser agrupadas de acuerdo a las siguientes áreas temáticas: voluntariedad respecto del cambio de medidor; no incluir en tarifa el cobro por cambio de instalaciones, y, por último, sobre la rentabilidad de las distribuidoras –no se refirió a la que postula la derogación-.

Postuló que las diversas mociones parlamentarias que plantean establecer a nivel legal la voluntariedad del cambio de la instalación no son necesarias, pues el carácter voluntario será establecido en la norma técnica respectiva y tratado con mayor profundidad en la Ley Larga de Distribución, que debiera ingresar a tramitación a fines del presente año.

Por lo demás, manifestó que dicho aspecto corresponde a una exigencia de calidad de servicio de la distribución, materia que es atribución normativa de la Comisión Nacional de Energía.

En relación a las mociones que postulan no incluir en tarifa el cobro por cambio de instalaciones, destacó que en la medida que la instalación, ya sea medidor o empalme, sea de propiedad de la empresa distribuidora, ésta debe ser considerada en el proceso tarifario respectivo, toda vez que existe un riesgo asociado al no reconocimiento de las inversiones que deben realizar las empresas para la prestación del servicio.

Por último, en relación al grupo de mociones que apunta a la rentabilidad de las empresas distribuidoras, hizo presente que el proyecto de ley ingresado por el Ejecutivo, contenido en el boletín N° 12.567-08, aborda esta materia, recogiendo los principales lineamientos planteados por las mociones parlamentarias, tales como la disminución de la tasa y el procedimiento de fijación de la misma.

Sobre la rentabilidad de las distribuidoras, advirtió que no es equivalente realizar el cálculo de tasas para empresas reales, tal como el caso europeo, versus el realizarlo para empresa modelo, como en Chile, ya que el cálculo sobre empresa real presenta menos riesgo y, por tanto, se puede fijar una tasa menor, mientras que en el caso nuestro el efecto real sólo podrá precisarse al efectuarse el cálculo del VAD.

Por último, hizo presente que el impacto en tarifa final sobre la rentabilidad de las mociones en estudio se ve reducido, ya que la componente de distribución en las tarifas no es la principal, sólo alrededor de un 20%.

Además, la componente de distribución es crítica, en cuanto a la necesidad de disponer de redes de primer nivel, con permanente avance y mejora de inversiones en calidad y seguridad de servicio.

Por otro lado, los impactos totales en los ingresos de la distribuidora, que parten en torno al 15% para este rango de tasas y pueden llegar al 30%, pueden ser muy significativos para esa industria y vitales para el eslabón del suministro eléctrico, además pueden repercutir en el incentivo a invertir, el desarrollo futuro de la industria y el resultado final de la calidad y seguridad del suministro a los clientes.

Por lo tanto, la tasa debiera estudiarse de cara a cada proceso tarifario, atendidas las condiciones de mercado, y el rango legal debiera establecer solo el piso de la misma, toda vez que una componente importante de ésta viene dada por las tasas libres de riesgo de los mercados de financiamiento internacionales, las que pueden subir o bajar significativamente en relativamente cortos períodos de tiempo.

El diputado señor Gahona destacó que en el caso europeo se agrega un actor más al eslabón del sector eléctrico, como son las comercializadoras. En ese sentido, consultó sobre la capacidad que tienen en España los clientes de negociar su tarifa. También cómo se incluye en la tarifa el subsidio allí, ya que aparentemente no lo financia el Estado sin los usuarios.

Tampoco hay fijación de un piso sino que es más bien libre la tarifa en Europa, mientras que acá se postula un piso, en consideración a que incluso somos un país con una baja clasificación de riesgo. Por tanto, no ve por qué tengamos que asegurar un piso.

También consultó si los medidores y los empalmes forman o no parte del sistema de distribución en Europa; y si es así, como se carga eso en la tarifa.

En otro sentido, destacó que en las licitaciones de energía del 2014 se comprometieron bloques energéticos futuros y las empresas adjudicadas comprometieron inversiones. En ese sentido, manifestó su inquietud respecto de cómo la CNE o el Ministerio de Energía va monitoreando que esas inversiones efectivamente se ejecuten.

El diputado señor Vidal consultó sobre el caso español y el bono que financian las empresas matrices de la comercializadora a familias vulnerables. ¿Ese financiamiento está calculado en la tarifa?

Por otro lado, hizo presente que según la exposición de la BCN en los casos español y francés no se establece un piso para la rentabilidad, pero quiere saber si se establece techo.

También consultó si la empresa francesa Enedis es pública o tiene capitales privados.

Por otro lado, para efectos del cálculo del VAD, los costos de los activos por parte de las empresas se evalúan desde cero o se considera la devaluación en el tiempo.

En otro sentido, señaló que las licitaciones de nudo del año 2016 se realizaron en base a algunos proyectos de generación, por lo tanto, consultó sobre el estado de avance de los mismos, para no encontrarse con sorpresas llegado el momento.

El diputado señor Juan Luis Castro, dado los desaciertos comunicacionales que ha habido últimamente en materia de energía, se pregunta por la mejor manera de comunicar a la ciudadanía el alza en las cuentas que se viene, y cómo se ve afectada la tarifa final, a favor o en contra, por la ley de Equidad Tarifaria.

El diputado señor Silber manifestó que la ley de Equidad Tarifaria no impacta en nada el alza que viene en las cuentas de la luz.

Por otro lado, hizo presente que el mercado de la generación debiese ser mucho más competitivo y adecuarse de mejor manera a las nuevas tecnologías, para que no se dé la paradoja que tenemos que estar pagando por licitaciones celebradas con bastante anterioridad, y por inversiones más altas, porque en ese momento era la tecnología disponible. Distinto es el caso de la transmisión y distribución.

La señorita Presidenta de la Comisión consultó sobre la viabilidad de un cambio de modelo de cálculo, de empresa eficiente a empresa real.

También consultó sobre la estimación que se hace del tipo de cambio al momento de hacer el cálculo, si el cálculo se hace al momento de la dictación del decreto o cuando toma razón la Contraloría General de la República.

El señor Argüello señaló que en Francia no hay libertad de precios sino que se trata de un mercado regulado.

Señaló que en España la libertad para tarifa de los clientes se debe a prácticas bastante agresivas de parte de las compañías comercializadoras, para que los clientes regulados se pasen a precios libres, lo que ha llevado incluso que las autoridades llamen a las personas a mantenerse en el sistema de precios regulado.

Respecto al bono social en España, señaló que efectivamente lo financia la empresa o su matriz.

Por otro lado, manifestó que ni en España ni en Francia se fija un piso ni tampoco techo.

Precisó que los medidores en Francia efectivamente forman parte de los costos de la empresa, y que el proceso del Proyecto Linky finalizaría en 2022.

Por otro lado informó que Enedis es una empresa filial de EDF, que es la compañía de electricidad de Francia, y que tiene una parte estatal y otra privada.

El señor Nicolás García, por su parte, precisó que el sistema eléctrico de Perú es similar al chileno, con tres actores.

Por otro lado, manifestó que en los mercados de Perú y Colombia también se reconoce que la transmisión y distribución son monopolios naturales y que también se ve competencia dentro del mercado de la generación, a través de las licitaciones.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, CNA, señor José Agustín Venegas, precisó que han realizado permanentemente seguimiento a las inversiones comprometidas. Sin embargo, en lo que respecta a la licitación del 2014 y los proyectos que se prometieron allí para los 5 años posteriores, fue más laxa que las que siguieron porque sus bases eran un poco ambiguas. Sin embargo, sucesivamente se fueron agregando mayores condiciones de aseguramiento para el cumplimiento efectivo de los proyectos.

Ahora, en los casos de licitaciones anteriores se ha percibido un menor grado de cumplimiento. Por ello, lo que han hecho es pedirle a las distribuidoras, que son las firmantes y las mandates -ya que la CNE sólo hace las bases, precisó-, que actúen y tomen medidas al respecto, pero, en general, puede afirmar que se están cumpliendo.

Sobre los proyectos de la licitación del 2016, hizo presente que todavía tienen tiempo para su ejecución porque entrarían al sistema el 2021.

Por otro lado, precisó que los precios no son iguales para todas las compañías, hay diferencias por regiones y sectores. Si bien es cierto todas se rigen por el mismo concepto, no tienen los mismos contratos, todo ello supervisado por la SEC y la CNE.

En relación a la ley de Equidad Tarifaria, puntualizó que ésta se aplica sólo sobre la tarifa de distribución, por lo tanto, no es capaz de aplanar las diferencias que se producen por la tarifa de generación.

Por otro lado, señaló que las licitaciones nacieron más bien por una necesidad de garantizar el suministro futuro, por lo tanto, posteriormente hubo que generar incentivos para que hubiese nuevos proyectos. Además, se trata de contratos, en su gran mayoría, a 15 años. Entonces, como las negociaciones del sector privado son normalmente a corto plazo, por eso es que estas de largo plazo hay que tomarlas con cuidado, sobre todos cuando impactan a más de 6 millones de clientes regulados. Por eso se debe tomar en cuenta el riesgo, plazo, precio y condiciones comerciales.

En otro sentido, hizo presente que los precios de las licitaciones se reflejan posteriormente, fundamentalmente porque las empresas se endeudan al precio en que celebran las licitaciones. Por eso que no es tan fácil negociar como en el mundo privado, acá el riesgo lo asumen los clientes regulados y hay una condición distinta de mediano plazo que hay que manejar.

Sobre un cambio de modelo de empresa real a eficiente, señaló que es complicado porque habría que investigar muy en detalle cuánto vale lo que cada empresa puso y pueden quedar activos sin remunerar, mientras que sobre el modelo de empresa eficiente se genera mayor discusión.

En relación al tipo de cambio utilizado en las licitaciones, precisó que es del promedio del respectivo semestre. Eso, conforme a la ley y al reglamento. No tiene incidencia la Contraloría o la respectiva publicación en el Diario Oficial, con eso se protege a los usuarios y a las empresas.

Agregó que ambas iniciativas de ley abordan tres materias principales: el proceso de tarificación del Valor Agregado de Distribución (VAD); el concepto de Área Típica de Distribución (ATD), y la tasa de descuento.

Reiteró que el sector eléctrico chileno se compone de tres grandes segmentos: la generación, la transmisión y la distribución.

En concreto, el segmento de generación es un mercado competitivo, mientras que los de transmisión y distribución constituyen monopolios naturales y, por tanto, son sometidos a procesos de fijación de tarifas. Por ejemplo, en distribución se tarifica el VAD. Sin embargo, existe amplio consenso en que el proceso de tarificación del Valor Agregado de Distribución, cuya regulación data de 1982, requiere cambios.

Precisó que el Valor Agregado de Distribución se determina cada cuatro años, a través de un proceso reglado de tarificación. El Ministerio de Energía fija las tarifas vía decreto, previo informe técnico de la CNE. Ahora, para determinar el VAD se deben establecer previamente los costos que una empresa modelo debe enfrentar para prestar el servicio de distribución de energía eléctrica de forma eficiente, dando cumplimiento a la normativa y a exigencias de calidad de servicio. Se trata de una empresa ficticia, que compite en la prestación del servicio.

Para el proceso de tarificación del VAD, explicó que se consideran los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo. También se agregan las pérdidas medias de distribución en potencia y energía. A su vez, los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Por último, los costos anuales de inversión se

calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10% real anual. Estas componentes de costos se calculan para un determinado número de Áreas Típicas de Distribución.

Por su parte, señaló que la letra m) del artículo 25 de la ley General de Servicios Eléctricos define a las Áreas Típicas de Distribución, ATD, como “áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí”, lo que, a su juicio, no permite reconocer adecuadamente las distintas realidades de las empresas distribuidoras.

Ahora, el cálculo de las componentes de costos del VAD para cada ATD se realiza en base a un estudio de costos encargado por la Comisión Nacional de Energía a un consultor. Por su parte, las empresas distribuidoras también pueden contratar un estudio de costos a otra empresa consultora. Dichos estudios se realizan considerando bases técnicas comunes. Se basan en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. A la ponderación de dichos estudios se les asigna un valor de 2/3 para el encargado por la CNE y de 1/3 al de las distribuidoras.

Criticó que el actual mecanismo de solución de diferencias entre estudios de costos del VAD, entre el regulador y las distribuidoras, no es consistente con los actuales mecanismos de solución de diferencias utilizados en el sector de energía, ya que la ponderación 2/3 - 1/3 genera incentivos divergentes entre regulador y empresas distribuidoras. Además, no existe una instancia en donde puedan participar otros actores interesados.

Luego, con los valores obtenidos de la ponderación de los estudios de costos y los precios de energía que correspondan, la Comisión Nacional de Energía estructura un conjunto de tarifas básicas preliminares. Dichas tarifas deben permitir al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas distribuidoras obtener una rentabilidad económica, antes de impuesto a las utilidades, que debe situarse en una banda entre el 6% y el 14%, lo que no puede diferir en más de cuatro puntos de la tasa de actualización, conforme al artículo 182 de la referida ley.

En ese sentido, criticó que la tasa de costo de capital de 10%, establecida en el numeral 3 del artículo 182 de la Ley General de Servicios Eléctricos, no es consistente con la actual realidad del país y los riesgos de la distribución, toda vez que en otros mercados regulados del sector energía la tendencia ha sido revisar a la baja las tasas y que éstas se apliquen después de impuestos, por ejemplo, transmisión con un piso del 7% y techo del 10%; y el gas, con un piso del 6%, sin límite superior. Ahora, la revisión de la tasa se debe abordar desde un punto de vista cuantitativo –sobre el valor que se define como piso- y procedimental – sobre cómo se determina la tasa-.

A continuación, señaló que tanto el mensaje como la moción apuntan a objetivos similares: perfeccionar el mecanismo de determinación de tasa de rentabilidad de la distribución.

Sin embargo, la moción establece en su artículo transitorio que mientras no se aplique el procedimiento para determinación de la tasa, las tarifas deben ser recalculadas con una tasa fija de 6,5% de costo de capital.

Por su parte, el proyecto de ley del Ejecutivo plantea una nueva regulación, la que se hace cargo de las dificultades que la tarificación del sector de la distribución actualmente tiene, abordando el proceso tarifario del VAD, el concepto de ATD y el proceso de determinación de la tasa de descuento y valor piso.

Cabe destacar, que próximamente se iniciará el proceso tarifario del VAD para el cuatrienio noviembre 2020-2024.

Sobre el proyecto de ley del Ejecutivo, destacó que éste postula un solo estudio de costos, licitado y supervisado por un Comité, integrado por representantes de las distribuidoras, el Ministerio de Energía y la CNE. En dicha instancia, tanto las bases técnicas para la realización del estudio de costos como el informe técnico preliminar de la CNE se someten a observaciones y, eventualmente, discrepancias ante el Panel de Expertos. Éste no puede optar por valores intermedios, porque existen incentivos para entregar la mejor información disponible. Así se tiende a reducir asimetrías de información, lo que es consistente con otros mercados regulados. Además, este cambio también altera la estructura de riesgos para la empresa distribuidora.

Con respecto a las críticas que ha recibido el actual mecanismo de ponderación de estudios que propone la CNE y las distribuidoras, respecto de la escasa participación de actores, el proyecto del Ejecutivo crea un Registro de Participación Ciudadana, en el que puede inscribirse toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso tarifario. Los participantes tienen acceso a los antecedentes y resultados del estudio de costos y éstos, al igual que las distribuidoras, pueden observar las bases técnicas del estudio de costos, así como también el informe técnico preliminar elaborado por la CNE. Asimismo, pueden presentar discrepancias ante el Panel de Expertos contra las bases y el informe técnico.

Por otra parte, se reemplaza definición de Áreas Típicas de Distribución por “áreas en las cuales los costos de prestar el servicio de distribución son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica”. El perfeccionamiento de esta definición permite fijar tarifas similares a empresas que, efectivamente, enfrenten realidades similares. Advirtió que el estudio de costo seguirá siendo por ATD, pero éstas serán más representativas de la realidad de las empresas.

Criticó que la actual tasa del 10% fija no es consistente con la realidad del país ni con los riesgos que enfrenta la

industria. Por esa razón, el proyecto de ley del Ejecutivo reduce la tasa y fija un piso de un 6%, sin techo, así como una tasa que se recalcula en cada fijación tarifaria, de acuerdo a las condiciones de mercado, nacional e internacional, lo que permite incorporar de mejor manera los riesgos del negocio.

Además, se establece un procedimiento para la determinación de la tasa que la CNE calculará cada 4 años. Para ello, se licita un estudio que debe definir la metodología de cálculo de la tasa de actualización y los valores de sus componentes. Finalizado dicho estudio, la CNE debe emitir un informe técnico con la tasa de actualización, cuyo valor se incorpora en las bases técnicas del VAD, el que puede ser observado y, eventualmente, sometido a discrepancia ante el Panel de Expertos.

Criticó que en ese sentido, la aplicación de tasa fija de 6,5% en el artículo transitorio de la moción, sin estudiar las condiciones de mercado, no sería lo más adecuado.

En relación a la rentabilidad de las distribuidoras, manifestó que no es equivalente realizar el cálculo de tasas para empresas reales, como se hace en Europa, versus realizarlo para empresa modelo, como en Chile, porque el cálculo sobre empresa real presenta menos riesgo y, por tanto, se puede fijar una tasa menor.

A continuación, exhibió la siguiente imagen que representa una reducción de ingresos y una cuenta final con reducción de tasa, pero aclaró que es sólo una estimación, porque el cálculo final depende de los activos específicos de cada distribuidora y su vida útil. Por ello, el efecto real sólo podrá precisarse al efectuarse el cálculo del VAD. Además, advirtió que la componente de distribución es crítica de cara a los clientes y en cuanto a la necesidad de disponer de redes de primer nivel, con permanente avance y mejora de inversiones en calidad y seguridad de servicio:

<b>TASA. %</b>	<b>Impacto Ingresos Distribuidora (%)</b>	<b>Impacto Tarifa Final Cuenta Tipo (%)</b>
10,0	0	0
6,85	14 a 17	3,0 a 3,6
6,00	17 a 21	3,6 a 4,2
5,00	21 a 25	4,2 a 5,3
4,12	25 a 30	5,3 a 6,3

Precisó que impactos totales en los ingresos de la distribuidora, que parten en torno al 15% para este rango de tasas y pueden llegar al 30%, pueden ser muy significativos para esa industria, vitales en el eslabón del suministro eléctrico, y pueden repercutir en el incentivo a invertir, en el desarrollo futuro de la industria y en el resultado final de la calidad y seguridad del suministro a los clientes.

Por otro lado, sugirió que la tasa debiera estudiarse de cara a cada proceso tarifario, atendidas las condiciones de mercado, y a nivel legal solo debiera establecerse el piso de la misma. Además, una componente importante de la tasa viene dada por las tasas libres de riesgo de los mercados de financiamiento internacionales, las que pueden subir o bajar significativamente en relativamente cortos períodos de tiempo.

El Profesor Asistente de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Daniel Olivares, expuso apoyado en una presentación en Power Point<sup>3</sup>.

Señaló que pertenece al Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería y se encuentran desarrollando estudios en conjunto con otros actores y el Ministerio de Energía, para una propuesta de modificación regulatoria integral de la distribución de energía eléctrica. Es algo más amplio de lo que se está abordando por esta ley corta, pero se va a referir a ella.

Dicho estudio consiste en análisis específicos que permitan disponer de fundamentos técnicos, económicos y regulatorios para el diseño de una propuesta de modificación regulatoria de la distribución, a través de talleres participativos para la discusión de propuestas conceptuales y de detalles, con el fin de apoyar y coordinar la discusión de la autoridad con la ciudadanía, mediante el levantamiento de información, observaciones y comentarios de los distintos actores involucrados.

Adelantó que los estudios han desarrollado una propuesta sobre los siguientes conceptos: redefinición de distribución; regulación de nuevos actores y roles; valorización y remuneración de la distribución; definición y cálculo de tarifas; sanciones y compensaciones; definición del operador del sistema de distribución, y planificación de la red y coordinación con actores interesados.

Explicó que la tasa de actualización, o descuento, es aplicada a los activos de la empresa modelo. La rentabilidad de la empresa real puede estar sobre o bajo dicha rentabilidad, como efectos contrapuestos de plusvalía, economías de escala u obsolescencia. Además, la metodología de valorización por empresa modelo introduce un riesgo adicional en las empresas debido a la escases de ejemplos a nivel mundial, como así mismo, las tasas de descuento en mercados que valorizan activos reales, como UK, Australia o California, no son necesariamente comparables debido a la prima por riesgo.

Ahora, para mejoras en la valorización, las principales propuestas que desarrolla esta ley corta consisten en aumentar el número de áreas típicas para mejorar representatividad; la introducción de un mecanismo de arbitraje de oferta final; la fijación de

---

<sup>3</sup> <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=169605&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>

un límite a los ingresos, con tarifas ajustables; un cálculo de tasa en función de los riesgos del negocio, y el establecimiento de un esquema de incentivo por banda, así como un sistema de sanciones.

Además, los estudios han concluido que se requiere instaurar la obligatoriedad de reportar periódicamente costos e inversiones para mejoras continuas en las bases del VAD, así como el desarrollo y obligatoriedad de uso de herramientas de cálculo únicas para la determinación del VAD. También, se concluyó el establecer una metodología de estimación y monitoreo de la rentabilidad real de las empresas distribuidoras por los negocios regulados, como un giro único y exclusivo para las actividades reguladas.

Agregó como otras propuestas relevantes a las que han arribado: el especificar el rol de comercializador de energía; lograr una transición gradual hacia la desregulación de la comercialización; especificar el rol de gestor de información de los medidores inteligentes; avanzar en instancias participativas formales de revisión de planes de desarrollo de empresas, y un ajuste en las remuneraciones de las empresas en función de requerimientos de procesos participativos.

Finalmente, destacó que entre los actores del estudio han arribado a los siguientes acuerdos: en el cálculo de la tasa de actualización en función de los riesgos del negocio y las condiciones de financiamiento; en la introducción de un mecanismo de arbitraje final, pero estableciendo precaución con número de discrepancias, y sobre las precisiones respecto a la determinación de áreas típicas.

La Subdirectora de Asuntos Jurídicos y Legislativos de Libertad y Desarrollo, señora Macarena García, expuso apoyada en una presentación en Power Point<sup>4</sup>.

Destacó la necesidad de modernizar el proceso de fijación tarifaria de las distribuidoras eléctricas; así mismo, que los cambios propuestos por el proyecto de ley en estudio implican mejoras en este proceso.

Explicó que la regulación vigente para el segmento de distribución eléctrica data de 1982 y es adecuada a los factores que determinaban el riesgo que las empresas del sector enfrentaban en ese momento, como el acceso y costo de financiamiento, desarrollo tecnológico, penetración y relevancia del servicio eléctrico y el retorno esperado de mercado. Sin embargo, estos factores han cambiado, dejando de manifiesto la necesidad de una modernización en la regulación del sector, toda vez que sectores similares, como transmisión eléctrica y gas ya han experimentado ajustes en este mismo sentido. De esta experiencia, se pueden extraer enseñanzas importantes que el mensaje en estudio rescata. Para ello, introduce modificaciones

---

<sup>4</sup> <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=169621&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>

en tres ámbitos: la tasa de actualización de las empresas; el procedimiento tarifario y la definición de las áreas típicas.

Destacó que por las características propias del sector de distribución eléctrica, como elevados costos fijos de entrada y de las altas economías de escala, este sector clasifica como un monopolio natural.

Al respecto, manifestó que la teoría y la evidencia muestran que, ante la presencia de un monopolio natural, es más beneficioso para la sociedad que haya una sola empresa, con un gran volumen de producción, de forma de reducir los costos medios. Ahora, como condición necesaria para que efectivamente se produzca esta mejora en el bienestar de la sociedad, el ahorro de costos debe traspasarse a los consumidores en la forma de menores tarifas.

Agregó que en este punto la regulación de la tarifa es fundamental, ya que ésta debe generar los incentivos adecuados para que la empresa no traspase a los clientes sus propias ineficiencias, utilice la mejor tecnología disponible y persista en el tiempo, ya que si la empresa no cubre sus costos medios y los recursos invertidos, ésta no persistirá, afectando el bienestar de los clientes.

Por otro lado, manifestó que el precio de la energía que pagan los clientes finales considera el costo de generar, transmitir y distribuir la energía desde su origen hasta los mismos clientes finales. Este último costo es aquel en que incurren las empresas distribuidoras para entregar su servicio: el Valor Agregado de Distribución (VAD). Este VAD se determina cada 4 años, en un proceso de tarificación en el cual se estiman los costos que tendría una empresa modelo al prestar el servicio de distribución bajo dos condiciones, por una parte, que se haga de manera eficiente, de modo que las ineficiencias del sector no se traspasen a los consumidores y, por otra, cumpliendo toda la normativa exigible, de modo que los costos de la normativa se traspasen a los consumidores.

Además, se establece que esta empresa modelo tendría una rentabilidad fija de 10% real anual antes de impuestos. El cálculo del VAD se hace por área típica de distribución. Los estudios de costos de base del proceso los realizan tanto la CNE como las empresas y se les establece un valor ponderado de 2/3 y 1/3, respectivamente.

Manifestó que no hay duda sobre la necesidad de modernizar el proceso de fijación tarifaria de las distribuidoras eléctricas y revisar el costo del capital de este sector.

Destacó que, técnicamente, es adecuada la metodología propuesta para la estimación del costo de capital, como la tasa libre de riesgo, el premio por riesgo de mercado y el riesgo sistemático de las actividades de las empresas distribuidoras. También estimó adecuado que se fije un mínimo para el costo de capital y una tasa de costo de capital después de impuestos.

Sin embargo, llamó la atención respecto de algunos elementos, toda vez que para la determinación de la tasa libre de riesgo se propone en el proyecto de ley utilizar la tasa ofrecida por el Banco Central o la de la Tesorería General de la República, en UF, para un plazo mínimo de 5 años. Pero, para este tipo de proyectos, que son de largo plazo, la tasa representativa debiera ser una de mayor plazo, de 10 años o más.

Además, para estimar el riesgo sistemático de este sector se requiere acudir a estudios internacionales. Sin embargo, hay que considerar que internacionalmente no siempre se utiliza el modelo de empresa eficiente para la fijación del costo de capital, lo cual hace que no sean tasas directamente comparables.

También manifestó su inquietud en relación al piso de 6%, el que en un principio pareciera ser insuficiente, dado que este piso se fija para la rentabilidad de la empresa modelo. Sin embargo, considerando que la empresa real es normalmente menos eficiente que la modelo, la rentabilidad que efectivamente tendrían estas empresas reales sería en torno al 4%.

Por otra parte, advirtió que se fija a un nivel menor que la rentabilidad estimada para la transmisoras, del 7%, siendo que la rentabilidad mínima de las transmisoras no se calcula sobre una empresa modelo sino que se relaciona con una empresa real, y el negocio de la transmisión no es más riesgoso que el de distribución.

Precisó que en el actual proceso tarifario, tanto la CNE como las empresas distribuidoras elaboran estudios de costos de acuerdo a las bases técnicas comunes, los cuales, en caso de discrepancias, se ponderan 2/3 y 1/3, respectivamente. Sin embargo, la existencia de la ponderación, unida a la asimetría de información existente, genera incentivos a presentar estudios divergentes, por lo que la tarifa resultante bajo este esquema difícilmente refleja de manera efectiva los costos eficientes del servicio.

Por lo tanto, el que sea la CNE la que realice el estudio de costos y la existencia del Panel de Expertos para casos de discrepancias, genera incentivos adecuados para traspasar información al regulador, alcanzando un equilibrio más eficiente y, por lo tanto, un mayor beneficio para los consumidores.

Por último, sostuvo que la regulación actual establece que la definición de Áreas Típicas se realiza en base a la agrupación de empresas, con costos medios totales de distribución parecidos entre sí. Luego, se estima una empresa modelo para cada área típica, en relación a una empresa de referencia seleccionada en dicha área. El problema surge desde el momento en que pueden resultar más de una empresas modelo en una misma área típica, dependiendo de cuál es la empresa de referencia seleccionada, generando importantes diferencias de rentabilidad efectiva entre empresas. Esto se explica porque las empresas dentro de un área típica presentan distintas

realidades en términos de condiciones geográficas, de clima, de clientes, de población, etcétera. No hay duda de que es necesario mejorar la definición de las áreas típicas, pero de manera tal que se reflejen más apropiadamente las condiciones particulares de cada empresa.

El señor Rodrigo Iglesias, de Synex Consultores, expuso apoyado en una presentación en Power Point<sup>5</sup>.

Manifestó que concuerdan con la iniciativa en estudio en sus tres ejes.

Respecto del cambio de tasa fija por tasa de un modelo de costo de capital, hizo presente que es concordante con las regulaciones ya incorporadas en los mercados de transmisión eléctrica y en distribución de gas.

En relación a la tasa piso después de impuestos, hizo presente que debiera ser al menos del 7%, como actualmente se establece para transmisión, debido al mayor riesgo de la actividad de distribución.

Sobre el perfeccionamiento del procedimiento para el estudio de las tarifas, señaló que se propone el reemplazo de dos estudios con resultados ponderados, por uno oficial con posibilidad de discrepar, concordante también con modernización efectuada en los sectores de transmisión eléctrica y en distribución de gas.

Por su parte, la posibilidad de discrepar tanto de las bases del proceso como de los resultados del estudio, contribuye a la calidad de la regulación tarifaria. Además, la agrupación de los costos del estudio en categorías y los efectos de discrepar ante el Panel de Expertos le parece razonable.

Sobre el perfeccionamiento de la definición de Áreas Típicas de Distribución, se manifestó absolutamente de acuerdo, ya que consideró que es una medida acorde al avance en el modelamiento de costos de sistemas de distribución. Sin embargo, cree necesario un chequeo de rentabilidad área por área.

Respecto de la disposición transitoria, señaló que le parece razonable aplicar las modificaciones que propone el proyecto de ley durante el próximo proceso tarifario.

Finalmente, comentó que la actual banda de rentabilidad, de más o menos el 4% en torno a tasa de actualización, queda muy amplia para reducción de esta tasa, por lo que propuso como alternativa una de más o menos un 2,5%

Para concluir, hizo presente que para la moción contenida en el boletín N° 12.471-08, son plenamente válidos los planteamientos a la tasa de actualización formulados.

El Académico de la Universidad de Chile, señor Ronald Fischer, destacó que ha participado del proceso de estudios para una reforma al sistema de distribución y manifestó que existe amplio

---

<sup>5</sup> <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=169761&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>

consenso entre todos los actores sobre las modificaciones propuestas a través de esta ley corta, ya que reflejan una necesidad existente y, además, ello redundaría en futuras rebajas en las tarifas a clientes.

Puso énfasis en la mejora que significa la reducción de dos estudios a uno solo, porque evita la distorsión en los costos. Sin embargo, sugirió una ampliación del plazo del Panel de Expertos para emitir la resolución, dado el posible gran número de observaciones que deba tramitar.

El diputado señor Gahona hizo presente que entiende que no sea recomendable la tasa de descuento de la rentabilidad, dadas las fluctuaciones de los mercados. Sin embargo, no le queda claridad el por qué, si no se fija la tasa, se tenga que fijar un piso, porque ve lejano el riesgo para la inversión.

También manifestó inquietud en cómo se va a reflejar la protección para los consumidores en la definición de áreas típicas, más que para las empresas o las cooperativas, respecto de las cuales debe haber competencia.

Finalmente, consultó si el Ejecutivo contempla la inclusión de las comercializadoras, como cuarto actor en el sector eléctrico, en la tramitación de la anunciada ley larga, las que podrían asimilarse a los carriers que hubo en telecomunicaciones.

El diputado señor Mulet criticó que, a su juicio, el modelo de empresa eficiente no es tal, dado que en definitiva se le otorga una ponderación de  $1/3 - 2/3$ . Además, incluso a través de los años ha ido creciendo la diferencia entre uno y otro informe. Por lo tanto, solicitó aclaración sobre la objetividad e independencia de la cual esté investido el Panel de Expertos en la toma de sus decisiones, dado que alguno de los invitados de la presente sesión ha pertenecido a dicho panel.

Sobre la participación de terceros, ya sean ciudadanos consumidores, colegios profesionales u otros organismos, la consideró positiva, aunque genere discrepancias, por eso le interesa saber si se contemplan recursos concursables para cada proceso tarifario, a objeto que organizaciones civiles puedan asesorarse y evaluar la formulación de observaciones. Eso coopera en la construcción de confianzas.

También se manifestó partidario de la introducción de la figura del comercializador en el sector eléctrico, para generar mayor competencia que se traduzca en rebaja de precios.

Finalmente, consultó sobre el estimado del Beta en la industria, el que al parecer fluctuaría entre 1 y -1.

El diputado señor Vidal reflexionó que es mejor prescindir de fijar piso y techo en determinación de la tasa, y entregar ésta lo que reflejen los estudios reales de la empresa modelo, dado que no se trata de empresas en riesgo ya que hay monopolio y VAD

establecido. De hecho, eso es precisamente lo que se propone en la moción de su autoría, contenida en boletín N° 12.471-08. En ese sentido, aclaró que el 6,5% que se fija allí es exclusivamente en su artículo transitorio, mientras que la propuesta del Ejecutivo si establece una tasa del 6% fija y permanente.

Por otro lado, criticó que no haya un efecto inmediato en la baja de las cuentas de energía y haya que esperar hasta el próximo proceso del VAD.

El diputado señor Eguiguren se refirió a declaraciones del ex Ministro de Energía, señor Máximo Pacheco, en orden a que las empresas del segmento tendrían rentabilidades cercanas al 15%, mientras que acá se habla del 6% en una empresa modelo.

Finalmente, consultó por posibles mejoras al procedimiento de resolución de discrepancias ante el Panel de Expertos.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, CNA, señor José Venegas, dando respuesta a las inquietudes formuladas por las señoras y señores diputados, afirmó que como el proceso se realiza cada 4 años, partiendo de cero en la empresa modelo, las inversiones que ya han hecho las distribuidoras tienen que rentar. Eso representa un riesgo, porque su inversión se hizo bajo otra tasa y con otro endeudamiento. Esa es la razón de poner un piso y asegurar un margen de rentabilidad.

Destacó que si bien es cierto, estamos regulando un sector de poca incidencia en la tarifa, pero que sí es crítico para la calidad y el servicio de los consumidores. Por lo tanto, el tentarse con una rebaja de, por ejemplo, un 5%, puede traer complejas consecuencias para más de 6 millones de consumidores. Además, se trata de un sector monopólico, por eso la regulación. Eso no dice relación con la comercialización, que tiene más que ver con la venta de energía, lo que no entra en este sector donde hay una sola empresa. Por esa razón no puede haber, por ejemplo, tres empresas que hagan cableado simultaneo.

Sobre la tarifa y rentabilidad de las cooperativas precisó que ello tiene que ver con la realidad geográfica en que éstas prestan su servicio y con la recuperan su inversión. No es lo mismo cobrar por un tendido eléctrico de 10 kilómetros, que atiende a 10 clientes, versus otro que atiende a 500. No es que se beneficie a las distribuidoras en desmedro de las cooperativas.

Respecto de la calificación de los estudios, de 1/3 y 2/3, señaló que siempre puede haber diferencia en los cálculos entre uno y otro, pero que las empresas realizan sus estudios ajustados a bases regulatorias. Pero no le consta en lo absoluto que haya habido alguna manipulación de los estudios de alguna parte.

Precisó que el Beta de la industria se encuentra en un 0,49.

Sobre el efecto en la tasa inmediata, precisó que existe un sutil efecto entre lo que se desea conseguir, que es un ajuste correcto de tasas, sin producir un problema real en el necesario crecimiento de las inversiones y de las mejoras en la calidad del servicio.

En ese sentido, el poner una tasa de 6,5%, de inmediato, sin hacer todos los estudios respectivos del mercado y los costos, produciendo una rebaja de a lo sumo un 2% en la tarifa final, puede resultar en un altísimo componente de riesgo respecto de las inversiones, así que lo consideró una mala idea.

Respecto del 15% de utilidades al que habría aludido el ex Ministro de Energía, manifestó desconocer a qué se refería, porque algunas empresas agregan a sus balances otros negocios que mantienen relacionados al giro. Sin embargo, aclaró que el chequeo de rentabilidad de la industria, hecho recientemente, arrojó una tasa del 7,7%.

El señor Agurto, precisó que puede estarse confundiendo la rentabilidad del valor nuevo de los activos con rentabilidad sobre patrimonio. Este último depende de apalancamientos por deuda, de antigüedad y depreciación de las instalaciones, etcétera.

La señora Macarena García, aclaró que la diferencia del 2% entre la empresa real y la empresa eficiente se debe a que el cálculo se hace de manera dinámica, porque cada cuatro años esa empresa es nuevamente eficiente, lo que genera que la empresa real se encuentre en un constante esfuerzo por acercarse a la empresa modelo, que cada vez es más eficiente que la anterior. Sólo de ese modo alcanza la rentabilidad esperada.

El señor Olivares, señaló que el fijar un piso en la tasa no tiene mucho sentido en el mundo real. Sin embargo, en esta industria tan crítica, y dada la complejidad que tiene calcular la tasa y el riesgo asociado a la metodología, parece razonable, a lo menos, en un régimen transitorio, tener una tasa mínima para asegurarse de que el cálculo que se hace no lleva a tasas demasiado pequeñas, que no le permitirían a las empresas hacer las inversiones necesarias.

Por otro lado, manifestó que una rebaja en la tasa de un 6,5% involucraría una ganancia muy pequeña para el posible costo.

Finalmente, el señor Rodrigo Iglesias, de Synex Consultores, en su calidad de ex miembro del Panel de Expertos, destacó la independencia, objetividad y criterios técnicos con que éste toma sus decisiones.

El Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas de Distribución Eléctrica A.G., señor Rodrigo Castillo, expuso apoyado en una presentación en Power Point<sup>6</sup>.

Hizo presente que las reformas a la industria eléctrica comenzaron con el sector generación y transmisión,

---

<sup>6</sup> <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=172482&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>

encontrándose todavía pendiente el perfeccionamiento al sector de distribución.

Alabó que el modelo de regulación vigente en la distribución de electricidad haya permitido la expansión de red con eficiencia en costos y con altísimos niveles de cobertura, con un suministro a prácticamente toda la población, ya que más del 99,6% tiene acceso a electricidad.

Agregó que en 2016 se inició el diálogo sobre la nueva normativa para el sector de distribución, el que ha sido activo y transparente, pero es necesario aumentar la profundidad del debate, de modo de hacerse cargo de los desafíos que el país tiene que abordar urgentemente, toda vez que la normativa vigente no permite incorporar la nueva realidad que el sector enfrenta, como mejoras en calidad, adopción de nuevas tecnologías y modelos de competencia.

Por otro lado, criticó el hecho que la calidad de suministro está bajo de las expectativas de los clientes y de los desempeños de países desarrollados, incluso de países comparables al nuestro, lo cual, a su juicio, proviene de eventos en transmisión, generación, distribución y fuerza mayor, tales como los derivados del cambio climático y cada vez más frecuentes.

Sin embargo, opinó que para alcanzar los desafíos definidos en calidad de suministro es necesario realizar significativas inversiones, principalmente de largo plazo. A eso se suma la necesidad de inversiones para el desarrollo de nuevas tecnologías, a nivel de la red de distribución, tales como generación distribuida, electro movilidad, almacenamiento, entre otras.

A su vez, criticó que el sistema de empresa ideal o modelo, que parte de cero en cada proceso de fijación tarifaria, no permite reconocer los estándares de calidad ni incentiva la adopción de nuevas tecnologías ni modelos de competencia, por lo tanto, el modelo regulatorio actual no permite alcanzar los objetivos que Chile necesita ni tampoco está en línea con las expectativas de los clientes. Sin embargo, a la hora de hacer modificaciones sugirió tener en cuenta que la actividad de distribución, entendida como la prestación de servicio de redes, es un monopolio natural, por lo tanto, sería ineficiente duplicar redes. Además, la componente de distribución representa, en promedio, menos del 20% de la tarifa final que pagan los clientes.

Respecto del proyecto de ley en estudio, criticó que éste afectaría significativamente el desarrollo del sector, sin un efecto relevante en las cuentas de los clientes ni en la calidad del servicio, toda vez que reduce un 22% los ingresos asociados a inversiones en distribución, con un efecto en las cuentas de los clientes finales de entre un 2 y un 3%.

Por otro lado, manifestó que la empresa modelo, por definición, es más eficiente que la empresa real, porque, entre otros aspectos, carece de obsolescencia de las instalaciones,

indivisibilidad de las inversiones, discrecionalidad en el reconocimiento de costos, fuerza mayor, etcétera, por lo tanto, no existiría la rentabilidad garantizada del 10% para la industria de la distribución, como se ha señalado.

Precisó que la tasa de 10%, antes de impuestos, se considera sólo para remunerar las inversiones de una empresa modelo, que parte de cero –reiteró-, para la cual se definen en cada proceso tarifario y cada 4 años, niveles de eficiencia que son inalcanzables para las empresas reales, por indivisibilidad de inversiones y obsolescencia tecnológica, entre otros.

Puntualizó que en el proceso tarifario 2016-2020, la rentabilidad de la industria se estima en un 7,55%; mientras que en el proceso 2012-2016, fue de 6,62%, y en el proceso 2008-2012, fue de 7,5%. En todos los casos con costos e inversiones fijados por la SEC. Sin embargo, al considerar los valores reales de las empresas, dicha rentabilidad es significativamente menor.

Por su parte, el artículo 152° de la Ley General de Servicios Eléctricos garantiza una rentabilidad de solo 5%, antes de impuestos, para la industria, como un conjunto. Sin embargo, en proyecto de ley establece que la rentabilidad mínima de la industria será de solo 1%, después de impuestos, lo que significa que algunas empresas podrían estar incluso bajo ella. Por lo tanto, 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.

En ese sentido, advirtió que el segmento de distribución de electricidad enfrenta riesgos comparables a los de un mercado competitivo, como los del modelo de competencia subrogada. Por ejemplo, para las empresas sanitarias la normativa establece un piso individual por empresa para la tasa de descuento del 7%, después de impuestos. A su vez, la ley de Servicios de Gas establece que las empresas distribuidoras deben ser sometidas a regulación de precios cuando su rentabilidad, después de impuestos, supera el 9%, mientras que en transmisión eléctrica, el piso de la tasa de descuento, después de impuestos, corresponde al 7%. Por lo tanto, para definir la tasa de distribución de electricidad debe considerarse, por coherencia regulatoria, las tasas y riesgos que enfrentan otros negocios.

Respecto de adecuar el procedimiento de realización de estudios, con la eliminación de ponderación 1/3-2/3 e incluir al Panel de Expertos en la resolución de discrepancias aumentando la participación ciudadana, manifestó que la iniciativa avanza en la línea correcta.

Finalmente, concluyó que la implementación por partes de la reforma a la normativa de distribución produce graves distorsiones, debido a la interdependencia de sus elementos. Por ello, para avanzar en los objetivos que Chile se ha definido, se debe profundizar el alcance de las modificaciones regulatorias abordando, al

menos, aspectos relativos al riesgo del negocio, al modelo de remuneración y al proceso tarifario.

El Gerente General del Grupo SAESA, señor Francisco Alliende, expuso apoyado en una presentación en Power Point<sup>7</sup>.

Sostuvo que la distribución de electricidad es un servicio monopólico, regulado a través de un proceso de fijación de tarifas que, en teoría, generaría una rentabilidad del 10% a una empresa modelo eficiente, antes de impuestos. Sin embargo, ese resultado se aplica a empresas reales. Ahora, para chequear la rentabilidad de la Industria como un todo, y sólo en ese ejercicio, las rentabilidades se reducen a un teórico 7,55%, según lo señalado por la propia CNE. Ello porque la realidad es diferente, las empresas enfrentan distintas situaciones imposibles de evitar y que las empresas modelos no tienen. Eso hace que en la realidad las empresas posean rentabilidades mucho más bajas, en torno al 5%, muy alejado al mito de la rentabilidad regulada.

Como ejemplo de situaciones que deben enfrentar las empresas del rubro y que hace que la rentabilidad real sea tanto más baja, identificó las siguientes:

Diferencias en el Valor Nuevo de Reemplazo, ya que no se consideran líneas fuera de la zona de concesión, pero si se consideran los ingresos.

Robo de cables. Al respecto, destacó que hasta el 15 Mayo del presente año, a Frontel le han robado 163.337 metros de cables.

Pérdidas de energía: las diferencias entre la teoría y la práctica superan el 3%, con un costo superior a los 2.000 millones, no reconocidos.

Gastos adicionales, por ejemplo en remuneraciones.

Gastos legales; por ejemplo, la gran cantidad de juicios luego de los incendios forestales, que involucran gastos en peritajes y abogados, los que para su empresa superan los \$1.500 millones de pesos, sólo en los temas relacionados a incendios.

Redes diseñadas para cierta tasa de falla, pero que en la realidad la comunidad espera menos fallas, por lo que las empresas invierten en soluciones no reconocidas por el VNR. Respecto de esa situación, puso como ejemplo la generación de respaldo que la empresa tuvo que instalar para toda la provincia de Arauco (comunas de Cañete, Curanilahue, Lebú, Los Álamos, Tirúa y antes también Contulmo).

Por último, señaló que la empresa modelo no enfrenta multas ni compensaciones.

---

<sup>7</sup> <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=172483&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>

Finalmente, advirtió que los riesgos están lejos del hecho de ser monopólicos, porque se los hace competir y comparar con una empresa más eficiente que lo que se puede alcanzar en la realidad, tales como la estimación y proyección de demanda, tema ya abordado y solucionado en la industria de la transmisión nacional y zonal; cambios tecnológicos; cambios de precios (VNR), e inversiones que pueden dejar de ser reconocidas.

El diputado señor Gahona advirtió que el cálculo de la tasa lleva implícitos todos los eventos y pérdidas que se han señalado, como el premio por riesgo, por lo tanto, éstos estarían incluidos en el costo de capital promedio ponderado, para cada caso.

El diputado señor Silber consultó por el parecer de los invitados si sería conveniente cambiar al modelo de empresa real.

El diputado señor Vidal respecto del modelo actual, que consiste en que la empresa comience de cero cada cuatro años, consultó si tal vez sea conveniente modificar el plazo, alargándolo, acortándolo o sostener alguna revisión del proceso.

El diputado señor Mulet consideró que la forma de solución de controversias, con el sistema 2/3 y 1/3, no es objetiva.

Por otro lado, solicito la opinión de los invitados respecto de la figura del comercializador.

En otro sentido, trajo a colación el hecho que en la década de 1980 el actual modelo de distribución de energía era muy bien considerado, incluso en el extranjero. Entonces, qué pasó que llegamos al estado actual, donde ya es un modelo obsoleto que no refleja la realidad ¿Fallaron las empresas o el Estado? ¿Y qué acciones, públicas o privadas serán necesarias para recuperar la confianza entre clientes, regulados y reguladores?

El señor Castillo manifestó que el sistema de empresa modelo que parte de cero no refleja efectivamente la tasa de riesgos.

Aseguró que tampoco es posible actualmente confeccionar un modelo con tendencia de riesgo sistemático, para empresas de distribución, porque en Chile no existen series de datos suficientes y cada vez que alguien intenta hacerlo tiene que ocupar datos internacionales. Además, no existe ninguna parte del mundo que utilice nuestro modelo, por lo cual es imposible encontrar empresas que tengan o enfrenten riesgos similares a los nuestros porque en ninguna parte la regulación es como la nuestra. Por lo tanto, manifestó que se hace necesario realizar ajustes al sistema actual.

Concordó con el diputado señor Mulet en el sentido que se hace necesario restablecer las confianzas entre los actores del sistema, y para ello citó el caso del Reino Unido, donde hace algún tiempo cambiaron el sistema por otro que contempla mucha más interacción entre las partes.

Por último, precisó que las bases para el próximo VAD debieran estar listas en mayo del próximo año, por lo tanto, queda algo de tiempo todavía para la materialización de este proyecto de ley y que se refleje en una pequeña baja en las cuentas de energía.

El señor Alliende hizo presente que el modelo de los Estados Unidos considera riesgos como, por ejemplo, los de los incendios forestales.

Finalmente, estimó que una reducción de tasas significaría problemas con el endeudamiento para las empresas del rubro, y se manifestó partidario de aplicar un sistema de empresa real.

## **B) DISCUSIÓN PARTICULAR.**

*- “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:”*

Puesto en votación el epígrafe fue aprobado por la unanimidad de los diputados y diputadas de la Comisión, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Santana, don Juan, Silber, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- El Ejecutivo presentó indicación para incorporar un nuevo numeral 1) del siguiente tenor, numerándose los demás correlativamente:

*“1) Incorpórase un artículo 8° ter, nuevo, del siguiente tenor:*

*“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, o la que la reemplace. 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, o el que lo reemplace, 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.”.*

Puesta en votación la indicación fue aprobada por la unanimidad de los diputados y diputadas de la Comisión, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Santana, don Juan, Silber, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Las diputadas Cicardini y Hernando y los diputados señores Silber, Torres y Ascencio, presentaron indicación para intercalar un nuevo artículo 72-21, pasando el actual 72-21 a ser 72-22, y el 72-22 a ser 72-23, del siguiente tenor:

*“Artículo 72-21.- Indemnización por los perjuicios ocasionados por corte o indisponibilidad de suministro. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo anterior, todo evento o falla ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque corte o indisponibilidad de suministro a usuarios finales, de forma continua o discontinua por más de 12 horas, dentro de un período de 24 horas que se computarán desde el inicio de la afectación, sin estar autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72º-19, dará lugar a las indemnizaciones que señala este artículo.*

*Para tales efectos, la empresa eléctrica deberá habilitar un banner en su sitio web a fin de que el usuario afectado pueda requerir el monto de su indemnización, adjuntando para ello las boletas, facturas o comprobantes respectivos por todos los perjuicios directos e indirectos que el corte o indisponibilidad le haya originado al grupo familiar directo y/o a la pequeña empresa en que se ocupe, tales como talleres o pequeños negocios de barrio.*

*Si la empresa eléctrica respectiva reclamare u objetare el monto a indemnizar, podrá recurrir ante la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) la que en el plazo de 30 días resolverá el reclamo en una única instancia, notificando de ello al usuario y a la empresa reclamante.*

*Si la empresa no dedujere reclamo del reembolso dentro de quinto día o resuelto dicho reclamo por parte de la SEC, deberá descontar el monto del señalado reembolso de la o las siguientes boletas de consumo, hasta agotar el monto de lo indemnizado.”*

Tanto el Ejecutivo como la Secretaría hicieron presente la inadmisibilidad de la indicación por no corresponder a las ideas matrices o fundamentales del proyecto. La señora Presidenta la declaró admisible, por lo que el señor Kort solicitó votación de la admisibilidad.

Puesta en votación fue declarada admisible por 8 votos a favor, de la diputada señora Cicardini, y los diputados señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Mellado, don Cosme –en reemplazo de la señora Hernando-, Santana, don Juan, Silber, don Gabriel, Velásquez, don Esteban y Vidal, y cinco votos en contra, de la diputada señora Cid, y de los señores Eguiguren, Gahona, Kort y Noman.

Cabe hacer presente que los diputados señores Gahona y Kort hicieron reserva de constitucionalidad respecto de la citada norma.

Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del diputado señor Silber para agregar en el artículo 141 inciso quinto, a continuación de la palabra “cárceles” la expresión “y domicilios registrados con pacientes electrodependientes”.

Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Silber y Sabag, para agregar en el numeral 3 del artículo 182 los siguientes párrafos segundo y tercero:

*“En el caso de las cooperativas concesionarias de distribución de energía eléctrica, deberá aplicarse una tasa de actualización que reconozca sus características propias, en todo caso, la tasa de actualización no podrá ser inferior al 7%.*

*De este modo, todos los componentes indicados en el presente artículo se deberán calcular para cada cooperativa concesionaria, no debiendo considerarse las áreas típicas para este tipo de distribuidoras.”*

Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Sabag y Silber para agregar un nuevo inciso final al artículo 182, del siguiente tenor *“Para el caso de cooperativas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica, el valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en cooperativas modelo y considerará los ítems antes señalados.”*

Puestas en votación ambas indicaciones se rechazaron por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesto en votación el numeral 1.- (que ha pasado a ser 2.-) del Mensaje, del siguiente tenor:

1.- Reemplázase, en el numeral 3 del artículo 182, parte final, la expresión “igual al 10% real anual” por “de acuerdo a lo establecido en el artículo 182° bis”.

Se aprobó por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al artículo 182 bis que introduce el Mensaje, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para reemplazar, en el inciso primero la expresión “después de impuestos” por “antes de impuestos”.

- Indicación al artículo 182 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para eliminar la frase: “En todo caso la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento”.

- Indicación de los diputados señores Gahona y Noman, para agregar después de la expresión “no podrá ser inferior al seis por ciento”, la frase “ni superior al nueve por ciento”.

- Indicación de la diputada señora Cicardini, y de los diputados señores Eguiguren, Santana, don Juan, Vidal y Castro, don Juan Luis, para reemplazar la frase “En todo caso la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento” por la siguiente “En

todo caso la tasa de actualización no podrá ser inferior a seis por ciento ni superior a nueve por ciento”.

- Indicación del Ejecutivo para sustituir la expresión “al seis por ciento” por “al seis por ciento ni superior al nueve por ciento”.

- Indicación del diputado señor Silber para reemplazar en el inciso primero el artículo 182 bis la frase “seis por ciento” por “valor señalado en el artículo 118”.

Puestas en votación las indicaciones, en conjunto, se rechazaron por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- El Ejecutivo, y los diputados señoras Cid y Hernando y señores Castro, don Juan Luis, Eguiguren, Gahona, Noman y Silber, presentaron sendas indicaciones, de idéntico tenor:

*“Para sustituir en el numeral 2.- que ha pasado a ser 3.-, del Mensaje, en el primer inciso del artículo 182 bis, la expresión “al seis por ciento” por “al seis por ciento ni superior al ocho por ciento”.*

Puestas en votación las indicaciones, en conjunto, se aprobaron por el voto favorable de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman y Vidal, y la abstención del diputado señor Velásquez, don Esteban.

- Los diputados señora Hernando y los señores Eguiguren, Gahona, Kort y Silber presentaron indicación para sustituir en el inciso tercero del artículo 182 bis la expresión “a un mes y corresponderá al me calendario de” por “al promedio de los seis meses previos, contados desde”.

Puesta en votación fue aprobada por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Sabag y Silber para agregar un nuevo inciso final al artículo 182 bis del siguiente tenor

*“En el caso de las cooperativas concesionarias, la tasa de actualización será igual al 10 % real anual.”*

Puesta en votación fue rechazada con el voto en contra de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesto en votación el resto del artículo 182 bis se aprobó por los votos a favor de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para sustituir en el numeral 3), que ha pasado a ser 4), que reemplaza al artículo 183°, la expresión “anterior” por el guarismo “182°”.

Puesta en votación se aprobó por los votos a favor de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al artículo 183, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para reemplazar en su inciso primero la frase “oyendo previamente a las empresas” por “debiendo abrir un período de consulta pública”.

Puesta en votación se aprobó por los votos a favor de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Sabag y Silber para agregar en el inciso primero, después de la palabra costos la frase “que deberá considerar la densidad de clientes por kilómetro de red”.

Puesta en votación se rechazó por los votos en contra de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesto en votación el resto del artículo 183, con la indicación de la diputada señora Cid, y de los diputados señores Castro, don Juan Luis, Eguiguren, Duran, don Jorge, Noman y Gahona, para agregar los siguientes incisos finales del siguiente tenor:

“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.”

Puesta en votación se aprobó por los votos a favor de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso primero del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la expresión “por un plazo de un mes” por “por un plazo de veinticinco días”. Y para reemplazar la frase “con interés en” por “que desee”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso segundo del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la expresión “en un medio de amplio acceso” por: “en dos o más medios de amplia difusión”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso tercero del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para eliminar la palabra “interés”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para suprimir en el inciso cuarto, la frase “administrativas y”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para suprimir en el inciso séptimo, la frase “y administrativas”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para reemplazar en el inciso octavo, la frase “Estas bases” por “Las bases administrativas”; y “Asimismo”, y la coma que le sigue, por “Las bases técnicas”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para intercalar en el inciso noveno, entre las palabras “bases” y “preliminares”, la expresión “técnicas”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso noveno del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la palabra “quince” por “veinte”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para suprimir la frase “y administrativas”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso décimo del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la palabra “veinte” por “quince”.

Puesta en votación fue rechazada por los votos en contra de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para intercalar en el inciso décimo primero, entre las expresiones “bases” y “corregidas”, la palabra “técnicas”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para intercalar en el inciso décimo segundo entre las expresiones “éstas” y la coma que precede a la frase “la Comisión”, una coma y, a continuación, la siguiente oración: “y habiendo sido tomadas de razón las bases administrativas, de ser el caso”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso décimo segundo del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la expresión la expresión “en un medio de amplio acceso” por “en dos o más medios de amplia difusión.”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso décimo tercero del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la frase “compras públicas” por “la ley 19886 y su Reglamento”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso décimo tercero del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don

Esteban, Santana, don Juan, y Mulet para eliminar la frase “representantes de las empresas concesionarias de distribución de acuerdo a los procedimientos y criterios que determine la Comisión, los que deberán asegurar una representación equitativa”.

Puesta en votación fue rechazada por los votos en contra de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para sustituir en el inciso décimo quinto la expresión “de un plazo máximo de” por “del plazo establecido en las bases administrativas, el que no podrá ser superior a”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para sustituir en el inciso vigésimo la frase “la fecha de recepción de las últimas observaciones” por “el vencimiento del plazo para efectuar observaciones”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso vigésimo del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la palabra “quince” por “veinte”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso vigésimo del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la palabra “diez” por “quince”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para sustituir en el inciso vigésimo cuarto la palabra “cinco” por “treinta”; y en la segunda oración del mismo inciso, el vocablo “treinta” por “cuarenta”.

Puesta en votación fue aprobada por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesto en votación el resto del artículo 183 bis se aprobó por los votos de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesto en votación el numeral 5 (que pasó a ser 6) del Mensaje, con las siguientes indicaciones:

a. del Ejecutivo al artículo 185 para:

1.- eliminar el numeral 1 del inciso tercero.

2.- sustituir en el numeral 2 del inciso tercero, la oración “Cada empresa determinará e informará a la Comisión” por “La Comisión determinará para cada empresa”.

3.- Intercalar en el numeral 3 del inciso tercero, entre la frase “procedimiento anterior” y el punto seguido que le sucede, una coma y, luego de ella, la siguiente expresión: “y considerando los impuestos a las utilidades correspondientes que ésta determine”.

b. de los diputados señora Cid y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Noman y Silber para sustituir en el inciso quinto del artículo 193 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”.

Puesto en votación con las indicaciones señaladas se aprobó con el voto favorable de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesto en votación el numeral 6 (que pasó a ser 7) del Mensaje se aprobó con el voto favorable de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al artículo 211 de los diputados señora Cicardini y señores Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para eliminar en su inciso tercero la frase “y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria”.

Y agregar el siguiente inciso final:

“Cualquier persona que estime que los dictámenes del panel de expertos no se ajustan a derecho podrá interponer un recurso de reclamación ante la Corte Suprema, dentro de un plazo de quince días, contado desde la notificación del dictamen. El recurso se conocerá en cuenta, y tendrá preferencia para su vista y fallo.”

Puesta en votación fue rechazada con los votos en contra de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

Puesto en votación el numeral 7 (que pasó a ser 8) del Mensaje, con la indicación de la diputada señora Cid y de los diputados señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Noman, Sabag y Silber, para intercalar entre la coma que sigue a la palabra “distribución” y “son” la oración “y la densidad de clientes por kilómetro de red”.

Fue aprobado con los votos a favor de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesto en votación el artículo único transitorio del Mensaje se aprobó, pasando a ser “primero”, con los votos a favor de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Puesta en votación la indicación de la diputada señora Cid y de los diputados señores Noman, Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge y Eguiguren para agregar un artículo segundo transitorio del siguiente tenor:

“Artículo segundo.- La primera fijación de fórmulas tarifarias conforme al proceso establecido en la presente ley, tendrá vigencia a contar del término de aquellas establecidas en el decreto supremo N°11 T, de 2016, actualizado por el decreto supremo N° 5 T, 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 fuere pertinente.”

Fue aprobado con los votos a favor de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal, y la abstención del diputado señor Silber.

- Indicación del Ejecutivo para agregar un artículo tercero transitorio nuevo, del siguiente tenor:

“Artículo tercero.- 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 considerado en la Ley de Presupuestos.”.

Puesto en votación se aprobó con los votos a favor de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para agregar un artículo transitorio del siguiente tenor:

“A más tardar el 31 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía deberá informar a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado acerca de la implementación y aplicación de la presente ley, evaluando sus impactos en la rebaja de tarifas, como asimismo, en la transparencia y participación ciudadana”.

Puesta en votación se aprobó con los votos a favor de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del Ejecutivo para agregar los siguientes artículos tercero a séptimo transitorios del siguiente tenor:

“Artículo Tercero.- 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 Cuarto.- 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 Quinto.- 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 al 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, a 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 a las empresas concesionarias de distribución eléctrica.”.

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

I El Panel de Expertos deberá resolver dentro de los 20 días siguientes a la audiencia pública a que se refiere el inciso undécimo 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.

II La Comisión deberá dictar la resolución a que se refiere el inciso duodécimo 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 10 días de comunicado el dictamen señalado en el numeral anterior.

III 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 un plazo máximo de 100 días a partir de su adjudicación.

IV Dentro de 3 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 un plazo de 15 días contados desde dicha publicación para efectuar observaciones a dicho 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.

V La Comisión, en un plazo de 40 días contados 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.

VI 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, solo 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 a lo señalado en el estudio sin que hubiese sido observado.

VII 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 15 días después del término del plazo para presentar discrepancias.

VIII 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 un plazo de 30 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 artículo primero 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.”.”.

Puesta en votación se aprobó con los votos a favor de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

Indicación del Ejecutivo para incorporar los siguientes artículos transitorios:

“Artículo Octavo.- 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 Noveno.- Dentro de los seis meses siguientes a la publicación de la presente 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 la presente ley.”.

Puestos en votación se aprobaron con los votos favorables de las diputadas señoras Cicardini y Cid y de los señores Eguiguren, Gahona y Vidal.

#### IV.- INDICACIONES RECHAZADAS

- Las diputadas Cicardini y Hernando y los diputados señores Silber, Torres y Ascencio, presentaron indicación para intercalar un nuevo artículo 72-21, pasando el actual 72-21 a ser 72-22, y el 72-22 a ser 72-23, del siguiente tenor:

*“Artículo 72-21.- Indemnización por los perjuicios ocasionados por corte o indisponibilidad de suministro. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo anterior, todo evento o falla ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque corte o indisponibilidad de suministro a usuarios finales, de forma continua o discontinua por más de 12 horas, dentro de un período de 24 horas que se computarán desde el inicio de la afectación, sin estar autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19, dará lugar a las indemnizaciones que señala este artículo.*

*Para tales efectos, la empresa eléctrica deberá habilitar un banner en su sitio web a fin de que el usuario afectado pueda requerir el monto de su indemnización, adjuntando para ello las boletas, facturas o comprobantes respectivos por todos los perjuicios directos e indirectos que el corte o indisponibilidad le haya originado al grupo familiar directo y/o a la pequeña empresa en que se ocupe, tales como talleres o pequeños negocios de barrio.*

*Si la empresa eléctrica respectiva reclamare u objetare el monto a indemnizar, podrá recurrir ante la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) la que en el plazo de 30 días resolverá el reclamo en una única instancia, notificando de ello al usuario y a la empresa reclamante.*

*Si la empresa no dedujere reclamo del reembolso dentro de quinto día o resuelto dicho reclamo por parte de la SEC, deberá descontar el monto del señalado reembolso de la o las siguientes boletas de consumo, hasta agotar el monto de lo indemnizado.”*

Tanto el Ejecutivo como la Secretaría hicieron presente la inadmisibilidad de la indicación por no corresponder a las ideas matrices o fundamentales del proyecto. La señora Presidenta la declaró admisible, por lo que el señor Kort solicitó votación de la admisibilidad.

Puesta en votación fue declarada admisible por 8 votos a favor, de la diputada señora Cicardini, y los diputados señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Mellado, don Cosme –en reemplazo de la señora Hernando-, Santana, don Juan, Silber, don Gabriel, Velásquez, don Esteban y Vidal, y cinco votos en contra, de la diputada señora Cid, y de los señores Eguiguren, Gahona, Kort y Noman.

Cabe hacer presente que los diputados señores Gahona y Kort hicieron reserva de constitucionalidad respecto de la citada norma.

Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación del diputado señor Silber para agregar en el artículo 141 inciso quinto, a continuación de la palabra “cárceles” la expresión “y domicilios registrados con pacientes electrodependientes”.

Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Silber y Sabag, para agregar en el numeral 3 del artículo 182 los siguientes párrafos segundo y tercero:

*“En el caso de las cooperativas concesionarias de distribución de energía eléctrica, deberá aplicarse una tasa de actualización que reconozca sus características propias, en todo caso, la tasa de actualización no podrá ser inferior al 7%.*

*De este modo, todos los componentes indicados en el presente artículo se deberán calcular para cada cooperativa concesionaria, no debiendo considerarse las áreas típicas para este tipo de distribuidoras.”*

Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Sabag y Silber para agregar un nuevo inciso final al artículo 182, del siguiente tenor *“Para el caso de cooperativas concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica, el valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en cooperativas modelo y considerará los ítems antes señalados.”*

Puestas en votación ambas indicaciones se rechazaron por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al artículo 182 bis que introduce el Mensaje, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para reemplazar, en el inciso primero la expresión “después de impuestos” por “antes de impuestos”.

- Indicación al artículo 182 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para eliminar la frase: “En todo caso la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento”.

- Indicación de los diputados señores Gahona y Noman, para agregar después de la expresión “no podrá ser inferior al seis por ciento”, la frase “ni superior al nueve por ciento”.

- Indicación de la diputada señora Cicardini, y de los diputados señores Eguiguren, Santana, don Juan, Vidal y Castro, don Juan Luis, para reemplazar la frase “En todo caso la tasa de actualización no podrá ser inferior al seis por ciento” por la siguiente “En todo caso la tasa de actualización no podrá ser inferior a seis por ciento ni superior a nueve por ciento”.

- Indicación del Ejecutivo para sustituir la expresión “al seis por ciento” por “al seis por ciento ni superior al nueve por ciento”.

- Indicación del diputado señor Silber para reemplazar en el inciso primero el artículo 182 bis la frase “seis por ciento” por “valor señalado en el artículo 118”.

Puestas en votación las indicaciones, en conjunto, se rechazaron por la unanimidad de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini, Cid y Hernando, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Sabag y Silber para agregar un nuevo inciso final al artículo 182 bis del siguiente tenor

*“En el caso de las cooperativas concesionarias, la tasa de actualización será igual al 10 % real anual.”*

Puesta en votación fue rechazada con el voto en contra de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación de los diputados señores Sabag y Silber para agregar en el inciso primero, después de la palabra costos la frase “que deberá considerar la densidad de clientes por kilómetro de red”.

Puesta en votación se rechazó por los votos en contra de los diputados y diputadas presentes, señoras Cicardini y Cid, y señores Castro, don Juan Luis, Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Kort, Noman, Silber, Trisotti –en reemplazo del diputado señor Kort-, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso décimo del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para sustituir la palabra “veinte” por “quince”.

Puesta en votación fue rechazada por los votos en contra de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al inciso décimo tercero del artículo 183 bis, de los diputados señores Cicardini, Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet para eliminar la frase “representantes de las empresas concesionarias de distribución de acuerdo a los procedimientos y criterios que determine la Comisión, los que deberán asegurar una representación equitativa”.

Puesta en votación fue rechazada por los votos en contra de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

- Indicación al artículo 211 de los diputados señora Cicardini y señores Vidal, Velásquez, don Esteban, Santana, don Juan, y Mulet, para eliminar en su inciso tercero la frase “y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria”.

Y para agregar el siguiente inciso final:

“Cualquier persona que estime que los dictámenes del panel de expertos no se ajustan a derecho podrá

interponer un recurso de reclamación ante la Corte Suprema, dentro de un plazo de quince días, contado desde la notificación del dictamen. El recurso se conocerá en cuenta, y tendrá preferencia para su vista y fallo.”

Puesta en votación fue rechazada con los votos en contra de las diputadas señoras Cicardini y Cid, y de los diputados señores Durán, don Jorge, Eguiguren, Gahona, Trisotti –en reemplazo del señor Kort-, Noman, Velásquez, don Esteban y Vidal.

\*\*\*\*\*

Como consecuencia de lo anteriormente expuesto, y por las otras consideraciones que en su oportunidad dará a conocer el señor Diputado Informante, la Comisión de Minería y Energía, recomienda aprobar el siguiente:

#### **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 un artículo 8° ter, nuevo, del siguiente tenor:

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, o la que la reemplace. 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, o el que lo reemplace, 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 numeral 3 del artículo 182, parte final, la expresión “igual al 10% real anual” por “de acuerdo a lo establecido en el artículo 182° bis”.

3) Incorpórase un artículo 182° bis, nuevo, del siguiente tenor:

“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 el presente 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.

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

Antes de cinco meses del plazo señalado en el artículo 183 bis para comunicar las bases preliminares del estudio de costos, la Comisión 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 el presente artículo.

Finalizado dicho estudio, 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 señalado precedentemente deberá acompañarse como antecedente en las bases preliminares señaladas.”.

4) Reemplázase 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, **debiendo abrir 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 siguiente y 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) Incorporase un artículo 183° bis, nuevo, del siguiente tenor:

“Artículo 183° bis.- En un plazo máximo de 30 días contado desde la fijación de las áreas típicas de distribución de acuerdo con lo indicado en el artículo precedente, la Comisión abrirá, por un 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, así como 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 precedente.

En un plazo máximo de treinta días corridos de finalizado el proceso de registro de participantes, la Comisión comunicará, por medios electrónicos, a estos últimos 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, así como 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 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 de un plazo máximo de 15 días vencido el 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 en conformidad a las normas de **la ley 19886 y su Reglamento** y adjudicado en conformidad a las bases técnicas y administrativas antes referidas, siendo ejecutado y supervisado por un comité integrado por representantes de las empresas concesionarias de distribución de acuerdo a 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. El llamado a licitación, la adjudicación y firma del contrato lo realizará la Comisión.

La Comisión establecerá el procedimiento para la constitución y funcionamiento de este comité.

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

El informe técnico preliminar deberá contener, al 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 un plazo de cuarenta y cinco días, contado desde **el vencimiento del plazo 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 fueron 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 de un plazo máximo de veinte días contado desde el vencimiento del plazo 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 indicado 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 el presente artículo.”.

6) Reemplázase en el artículo 185, inciso segundo, la frase “antes de impuestos”, por “después de impuestos”.

Elimínese el numeral 1 del inciso tercero.

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

Intercálese en el numeral 3 del inciso tercero, entre la frase “procedimiento anterior” y el punto seguido que le sucede, una coma y, luego de ella, la siguiente expresión: “y considerando los impuestos a las utilidades correspondientes que ésta determine”.”.

7) Reemplázase en el artículo 187 la frase “antes de impuestos”, por “después de impuestos”.

8) Reemplázase en el artículo 193, inciso primero, la frase “antes de impuestos”, por “después de impuestos”. Y, 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”.

9) Elimínanse los artículos 188 y 189.

10) Reemplázase el literal m) del artículo 225°, por el siguiente:

“m) Áreas típicas de distribución: áreas en las cuales 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 la presente ley se aplicará al proceso de determinación de tarifas de distribución correspondiente al cuatrienio 2020-2024, así como 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 fuere 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 al 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, a 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 a 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 quadrienio 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 quadrienio 2020-2024 serán los siguientes:

I El Panel de Expertos deberá resolver dentro de los 20 días siguientes a la audiencia pública a que se refiere el inciso undécimo 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.

II La Comisión deberá dictar la resolución a que se refiere el inciso duodécimo 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 10 días de comunicado el dictamen señalado en el numeral anterior.

III 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 un plazo máximo de 100 días a partir de su adjudicación.

IV Dentro de 3 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 un plazo de 15 días contados desde dicha publicación para efectuar observaciones a dicho 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.

V La Comisión, en un plazo de 40 días contados 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.

VI 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, solo 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 a lo señalado en el estudio sin que hubiese sido observado.

VII 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 15 días después del término del plazo para presentar discrepancias.

VIII 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 un plazo de 30 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 artículo primero 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 la presente 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 la presente ley.”

Artículo noveno.- La primera fijación de fórmulas tarifarias conforme al proceso establecido en la presente ley, tendrá vigencia a contar del término de aquellas establecidas en el decreto supremo N°11 T, de 2016, actualizado por el decreto supremo N° 5 T, 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 fuere pertinente.

Artículo décimo.- A más tardar el 31 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía deberá informar a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados y del Senado acerca de la implementación y aplicación de la presente 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 irroque 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 considerado en la Ley de Presupuestos.”

\*\*\*\*\*

#### **SALA DE LA COMISIÓN, a 24 de julio de 2019.**

Tratado y acordado en sesiones celebradas los días 24 de abril, 7, 8, 13 y 15 de mayo, 12 de junio, 8, 9, 10 y 24 de julio de 2019, con la asistencia de las diputadas señoras Cicardini, Cid y Hernando, y de los diputados señores Castro; Durán, don Jorge; Eguiguren; Gahona; Kort; Noman; Santana, don Juan; Silber, Velásquez, don Esteban, y Vidal.

Concurrieron, además, los diputados señores Mellado, Mulet, Sabag y Trisotti.

**MARIO REBOLLEDO CODDOU**



Secretario de la Comisión