

11 de Abril de 2016

INFORME FINAL

**Cooperativas eléctricas en el mercado actual:
beneficios, obstáculos y desafíos futuros.**

CONTRAPARTE:

FENACOPEL

EQUIPO:

Subdirectora de Investigación Aplicada

Pía Mora

Coordinadora de la investigación

Daniella Innocenti

Investigadoras

Carla Germani

Paula Medina

Alejandra Ossandón

INTRODUCCIÓN	2
1. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	3
2. EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y LAS COOPERATIVAS EN ESTE CONTEXTO	4
2.1 NOCIONES GENERALES DEL MERCADO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	4
2.1.1 <i>Necesidad básica / Servicio Público</i>	4
2.1.2 <i>Monopolio natural</i>	5
2.1.3 <i>Actividad concesionada</i>	5
2.2 ¿QUÉ SIGNIFICA SER COOPERATIVA EN ESTE CONTEXTO?.....	9
2.2.1 <i>Los principios cooperativistas</i>	9
2.2.2 <i>Las cooperativas eléctricas en Chile</i>	10
2.2.3 <i>Regulación de las cooperativas de distribución eléctrica</i>	11
3.3 PRINCIPALES TEMAS PLANTEADOS POR LOS GERENTES DE FENACOPEL	13
3.3.1 <i>Con respecto a la Ley de Cooperativas</i>	14
3.3.2 <i>Con respecto a la Ley de Energía</i>	14
3. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO: COBERTURA, CALIDAD DE SERVICIO, CARACTERIZACIÓN FINANCIERA Y BENEFICIOS DE LAS COOPERATIVAS A LA COMUNIDAD	21
3.1 PANORAMA DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: HOLDINGS CONTROLAN PRÁCTICAMENTE TODO EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN	21
3.2 LAS COOPERATIVAS SIGUEN MANTENIENDO SU ROL HISTÓRICO: LLEGAR A ZONAS DE BAJA ACCESIBILIDAD....	24
3.3 CARACTERIZACIÓN FINANCIERA	35
3.4 BENEFICIOS SOCIALES PARA LA COMUNIDAD	44
4. ANÁLISIS DE LA LEGISLACIÓN COMPARADA	44
4.1 REGULACIÓN ELÉCTRICA	57
5.1.1 <i>Rol subsidiario</i>	57
5.1.2 <i>Rol regulador</i>	59
5.1.3 <i>Rol fiscalizador</i>	71
5.2 REGULACIÓN COOPERATIVA	75
5.2.1 <i>Contextualización histórica y actual de las cooperativas eléctricas en España</i>	76
5.2.2 REGULACIÓN DE LAS COOPERATIVAS EN ESPAÑA	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
ANEXOS	90
1. METODOLOGÍA ENTREVISTAS.....	90
2. NOTAS METODOLÓGICAS ANÁLISIS ESTADÍSTICO	92

INTRODUCCIÓN

El presente estudio “*Cooperativas eléctricas en el mercado actual: beneficios, obstáculos y desafíos futuros*” fue realizado por el Centro de Políticas Públicas de la Universidad Católica de Chile durante los meses de noviembre del 2015 hasta marzo del 2016, con el financiamiento de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (FENACOPEL). La investigación tuvo como finalidad identificar, describir y en la medida que fue posible, cuantificar los beneficios sociales que entregan las empresas de menor tamaño (con foco especial en las cooperativas) al sistema energético del país. Sobre esta información se realizaron conclusiones y recomendaciones a la normativa y operación actual del sistema de distribución eléctrica.

A modo de resumen, el estudio resalta que una de las principales contribuciones de las empresas de menor tamaño (cooperativas y no cooperativas) es la cobertura en zonas de mayor aislamiento, donde a su vez son capaces de entregar un buen servicio a la comunidad. No obstante lo anterior existen algunos obstáculos a su operación, desde aspectos operativos que dicen relación con las exigencias o criterios que fija el Estado para abordar la calidad del servicio que entrega, hasta aspectos más generales. Principalmente asociados a los costos y rentabilidad de las empresas, que estarían generando realidades dispares entre empresas, en un contexto donde el Estado se encarga justamente de minimizar estas diferencias. Esto se explicaría por el tamaño de las empresas, aunque también controlando por el tamaño, influiría la pertenencia o no a una asociación económica (holding). A su vez habría factores propios del territorio que estarían influyendo en que estas diferencias se agudizaran, específicamente en relación al aislamiento en que se encuentran operando algunas empresas, en zonas de baja densidad poblacional, mal clima y acceso a servicios.

En el primer capítulo 1 se explica la metodología empleada en el estudio. En el capítulo 2, se hacen algunas presiones generales sobre el mercado eléctrico y cuál es el rol de las cooperativas en él. En el capítulo 3 se hace una caracterización del mercado eléctrico, destacando beneficios de la existencia de las empresas pequeñas junto a sus principales obstáculos de operación, trabajo realizado a partir de fuentes secundarias de información. En el capítulo 4 se hizo una revisión internacional con el objetivo de comparar la legislación Chilena con la Peruana y Española. Finalmente se desarrolla un apartado final con conclusiones y recomendaciones finales a la operación y normativa del mercado de distribución eléctrica.

1. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El estudio se realizó considerando el análisis de cuatro grandes temas: i) cobertura del mercado eléctrico; ii) calidad del servicio; iii) rentabilidad; y iv) beneficios sociales de las cooperativas. Para abordar estos ejes hubo distintas etapas, se realizaron tres grandes análisis de información:

- **CARACTERIZACIÓN CUALITATIVA:** se realizaron entrevistas con los gerentes de FENACOPEL para caracterizar las principales demandas de la federación y los desafíos del mercado eléctrico para su buen funcionamiento. A su vez se realizó un terreno a Coopelan y Copelec con el objetivo de conocer los beneficios destacados por los clientes y autoridades de contar con las cooperativas en el territorio. El detalle de los entrevistados puede encontrarse en anexos metodológicos.
- **CARECTERIZACIÓN ESTADÍSTICA:** se analizaron datos para hacer la caracterización cuantitativa de los temas establecidos. Para ello se construyeron dos bases de datos a partir de información proporcionada por la SEC y CNE través de ley de transparencia. También a partir del análisis de los estados financieros de las 31 empresas de distribución eléctrica. Cabe destacar en este análisis la dificultad de acceder a buenos datos, principalmente por la inexistencia de estos, por la sistematización incompleta de los datos o incongruencia de datos entre los presentados por las cooperativas a través de las fichas y la información de la SEC (Ej. Según los registros de la SEC todos los clientes de FENACOPEL son rurales en circunstancias que no es así). El detalle de las variables empleadas y la construcción de las bases de datos puede encontrarse en anexos.
- **ANÁLISIS LEGISLATIVO:** se analizaron los temas desde la legislación que norma la distribución eléctrica tanto para Chile como para los casos de Perú y España. Para ello se realizó revisión de datos secundarios (sitios web y documentos oficiales) y entrevistas presenciales o por teléfono (en el caso de Chile), a personas de la SEC y CNE.

2. EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y LAS COOPERATIVAS EN ESTE CONTEXTO

Este apartado tiene como finalidad caracterizar las nociones generales del mercado eléctrico de distribución, para desde ahí comprender las particularidades en relación a otros mercados. Se relaciona a su vez la normativa chilena de cooperativas y cómo esta afecta actualmente a las eléctricas dentro del contexto macro de distribución. Luego se caracterizan las dificultades de operación de las cooperativas en base a las entrevistas realizadas a los gerentes de FENACOPEL.

2.1 Nociones generales del mercado eléctrico de distribución

El mercado de distribución presenta ciertas particularidades que es necesario considerar de manera preliminar para contextualizar y entender la regulación actual de éste. Como se detallará a continuación, se trata de una necesidad básica cuyo suministro constituye un monopolio natural, exigiendo al Estado un rol activo en su desarrollo.

En este apartado se desarrollarán las características del mercado de distribución y se hará una breve reseña a los distintos roles que el Estado Chileno ha tomado en éste y a la situación chilena actual.

2.1.1 Necesidad básica / Servicio Público

La electricidad es un bien indispensable que produce beneficios sociales al permitir la satisfacción de necesidades humanas básicas y el desarrollo productivo y comercial de una localidad.

Los servicios de electricidad por tanto son de alto interés público, lo anterior sumado a la condición de monopolio natural propia del sector de la distribución, agrupa la referida actividad dentro de lo que conocemos como actividades de servicio público. La noción de servicio público hace referencia en su sentido más amplio a aquellas actividades desarrolladas para satisfacer necesidades de la población, sea que sean ejercidas directamente por el Estado o por una entidad privada bajo la regulación estatal¹.

En Chile el rol del Estado ha variado, habiendo períodos de una marcada presencia de empresas estatales y otros, como el actual, en que el Estado se reserva un rol subsidiario, regulador y fiscalizador. A partir de la dictación del DFL n°1 del Ministerio de Minería en 1982, que consagró la privatización del servicio eléctrico, se estableció que la actividad de distribución se

¹ Según la Real Academia Española (RAE), servicio es el acto y el resultado de servir (el desarrollo de una acción para la satisfacción de una cierta necesidad) y público es aquello vinculado a toda la comunidad y que, por lo tanto, suele ser gestionado o administrado por el Estado.

considera un servicio público² y es ejercida por los privados a través de una concesión como título habilitante³.

2.1.2 Monopolio natural

La distribución eléctrica constituye un monopolio natural principalmente por las economías de densidad y, en menor medida, por las economías de escala propias de este mercado.

La economía de densidad está dada porque a mayor número de clientes y consumo por kilómetro de línea habrán costos medios menores. Por lo anterior, la simultaneidad de operadores de red en una misma zona no es eficiente, en razón de que si dos concesionarias operan sobre la misma zona habría una menor densidad para cada uno y por lo tanto costos medios mayores (Comisión Nacional de Energía, 2006). En este sentido, una sola empresa es capaz de satisfacer la demanda a un costo unitario menor que si fuesen varias empresas en una misma área de concesión.

Por lo anterior es que el Estado chileno no ha pretendido fomentar la competencia en el sub sector de la distribución, estableciendo el administrador las zonas de concesión determinadas para cada empresa⁴.

Al respecto señala el Profesor Vergara Blanco:

“En tanto, en el sector de la distribución resalta el carácter de monopolio natural propiamente tal, en consideración a la inconveniencia económica de duplicar o superponer redes de distribución en un sector geográfico determinado, por lo cual la legislación establece la obligatoriedad de un título concesional para efectuar la operación de este sector” (Vergara Blanco, Comercialización de Energía Eléctrica, 2012).

Por último, cabe señalar que, si bien en menor medida que las economías de densidad, las economías de escala contribuyen a que este mercado sea un monopolio natural, en cuanto supone costos fijos de gestión que se aprovechan más en la medida que haya una mayor cantidad de suministros.

2.1.3 Actividad concesionada

Tal como se ha dicho, en Chile el servicio público de electricidad es operado por empresas privadas a través de un título administrativo que es la concesión, reservándose el Estado un rol subsidiario, regulador y fiscalizador⁵. El hecho de ser la electricidad una necesidad básica y constituir su mercado un monopolio natural, obligan al Estado a tomar un rol activo en éste.

² Artículo 7º DFL N°4/2007: “Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.”

³ Hay que mencionar que de todos modos la misma ley permite que haya distribución sin concesión, sin se establecen incentivos que en la práctica embargo obligaron a los privados a ejercer esta actividad de manera concesionada.

⁴ En Chile no está prohibido que haya una superposición de concesiones, sin embargo esto no es económicamente rentable y en la práctica sólo encontramos traslapes de concesiones en zonas muy reducidas.

El profesor Vergara Blanco, refiriéndose a la actividad de distribución señala: *“Esta actividad no puede realizarse en virtud de una acción privada espontánea, desregulada, sino solo a través de la técnica concesional. Para facilitar el servicio que presta el privado, éste puede utilizar el procedimiento concesional para obtener, además privilegios para la utilización del suelo público y privado con el fin de situar sus instalaciones respectivas (...) El desarrollo de las actividades de distribución está sometido a un estatuto especial de “servicio público”, lo que constituye una regulación especial, con cargas especiales (obligatoriedad, regularidad, etc.), fijación de precios y tarifas, y privilegios especiales (uso gratuito de bienes públicos, creación de derechos reales de servidumbre, exclusividad de servicio eléctrico en su zona de concesión, salvo superposición).* (Vergara Blanco A. , 2009)”

Antes de entrar al detalle de los distintos roles del Estado en esta materia, cabe señalar que en el sector de distribución actualmente hay dos iniciativas legales en discusión, la primera se refiere a la Proyecto de Ley de Eficiencia Energética y la segunda al Proyecto de Ley de Equidad Tarifaria Residencial, cuyo objetivo es que todos los clientes residenciales paguen una tarifa similar.

A continuación se hará mención a los diferentes roles del Estado, y las implicancias que esto tiene para las empresas que se suministran energía eléctrica.

- *Rol subsidiario*

Tal como se dijo, el mercado de la distribución se caracteriza por una marcada economía de densidad donde entre más habitantes por kilómetro de línea hay un mayor aprovechamiento de la inversión. Este factor es determinante para la inversión de las grandes empresas y en el caso de Chile en particular, donde sumado a la baja densidad de las zonas rurales, nos encontramos ante dificultades geográficas y climáticas en muchas de ellas. Las bajas tasas de rentabilidad que trae aparejado el suministro de electricidad en las referidas zonas, implicó una falta de interés por parte de los privados, teniendo el Estado la necesidad de intervenir en este proceso el cual fue marcado por una participación fundamental de las cooperativas eléctricas (Cruzat, 1969). El principal organismo involucrado fue la CORFO que en el año 1943 aprobó el “Plan de Electrificación del País”.

Actualmente en Chile existe el Plan de Electrificación Rural (PER) que entre otras cosas, contempla un mecanismo de subsidio a la inversión en la extensión de redes administrado según las necesidades y prioridades de cada Gobierno Regional.

- *Rol regulador*

El rol regulador del Estado se traduce en la fijación de tarifas y la regulación de la calidad del servicio, siendo una tarea compleja, porque si bien es un mercado que tiene su foco principal en la satisfacción una necesidad particular, independientemente de la empresa que lo ejerza, debe permitir que dichas empresas se desarrollen de una manera sostenible en el tiempo.

El foco del Estado está en asegurar a los usuarios una buena calidad de servicio eléctrico al menor precio posible, imponiendo cada vez mayores desafíos de eficiencia a las concesionarias. El regulador en este punto debe mantener un equilibrio porque si bien las empresas tienen que

ser eficientes, las exigencias de calidad que supongan mayores costes para una concesionaria, deberán ser considerados, en alguna medida, en la determinación de las tarifas que se les permita cobrar. Sumado a lo anterior, tanto las tarifas como los estándares de calidad, deben reconocer las diferentes condiciones de las zonas en que opera cada empresa y en alguna medida el tamaño de éstas.

De otro modo, excesivas exigencias que no consideren las condiciones específicas y que no tengan algún reconocimiento en las tarifas, podría traducirse eventualmente en un impedimento para ciertas empresas de seguir operando, con las consecuencias negativas que esto traería para los clientes finales.

- Determinación de tarifas

En un monopolio natural como es la distribución una mayor competencia no se traduce en precios más bajos. Lo anterior, sumado a que la electricidad es una necesidad básica, obliga al Estado a regular los precios que las concesionarias les pueden cobrar a sus clientes.

Ahora bien, internacionalmente se identifican dos sistemas principales de regulación:

- a. Sistema de reconocimiento de costos: se retribuye el capital invertido, una tasa aplicada al capital pendiente y los costes de explotación, que pueden ser reales o “estándares”.
- b. Sistema de incentivos, dentro de los cuales distinguimos aquel que establece un precio máximo a cobrar o ingreso máximo a recibir (en base a un año tomado como base y aplicando una tasa incremental) y aquel denominado “yardstick competition” por el cual se establece una regulación mediante una competencia referencial (EDP Energía, 2014).

En el caso chileno, la metodología se basa en el sistema de incentivos a partir de una empresa eficiente. Las empresas se agrupan en áreas típicas de distribución y la determinación del Valor Agregado de Distribución (ítem que representa en la factura de los clientes los ingresos que quedan para la distribuidora⁶) se realiza según los costos de una empresa modelo eficiente. Así, se establece una empresa modelo eficiente para cada Área Típica de Distribución (áreas donde los costes medios de distribución serían similares para las distintas empresas), lo cual asume que empresas distribuidoras que enfrentan similares niveles de densidad poseen costos medios aproximadamente iguales (Chile. Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, 2006). Dentro de cada ATD se elige una empresa como referente para el cálculo de los VAD, y se calculan los costes que tendría una empresa eficiente operando en su zona de concesión. Independientemente de simular una empresa modelo eficiente, con nuevas tecnologías, debido a la agrupación que se realiza en ATD, lo que lleva supuestos, la empresa de referencia no representa necesariamente los costos que asumen las distribuidoras dentro de sus ATD.

Actualmente están definidas 6 ATD a lo largo del país, siendo la ATD 1 el grupo de empresas con menores costos de distribución, y la ATD 6 el grupo de empresas con mayores costos de

⁶ Según lo dispuesto en el art. 106 de la Ley General de servicios eléctricos los costos que se incluyen en el VAD son los siguiente:

- a. Gastos fijos, principalmente de administración de las empresas distribuidoras
- b. El costo de las pérdidas de energía y potencia transmitida por las líneas, incluyendo hurtos
- c. El costo de inversión, operación y mantención de la infraestructura necesaria para distribuir electricidad.

distribución. Esto se traduce actualmente en tarifas más altas para los clientes de las ATD mayores, y más bajas para los de las ATD menores.

- **Calidad de servicio**

Al igual que en la determinación de los precios, el Estado interviene fijando los estándares de calidad de servicio porque la falta de competencia no incentiva a las empresas a hacerlo. Sin embargo, tal como se dijo, es necesario que los referidos estándares sean física y económicamente factibles para las empresas porque, de lo contrario, se entorpecería en exceso su operación.

La calidad de servicio está definida en la ley como el atributo de un sistema eléctrico, determinado conjuntamente por la calidad del producto (magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro), la calidad del suministro (frecuencia, profundidad y la duración de las interrupciones de suministro) y la calidad de servicio comercial (p.ej. información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas), entregado a sus distintos usuarios o clientes.

El legislador chileno fija estándares mínimos que deben cumplir las concesionarias, considerando para estos estándares, en mayor o menor medida, las características de las zonas geográficas operadas por las concesionarias.

Así por ejemplo, tal como se detallará más adelante, la duración máxima de interrupciones permitidas para una empresa, variará según si la zona operada es rural o urbana.

- **Rol fiscalizador**

El rol regulador del Estado no tiene ningún sentido si no trae aparejado un rol fiscalizador. El organismo a cargo de la fiscalización es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que debe verificar que la calidad de los servicios que se presten cumpla con los estándares establecidos en la ley y demás reglamentos técnicos.

A continuación se hará una breve descripción de las principales herramientas que utiliza la SEC en su rol fiscalizador:

a. **Multas:** La SEC impone multas a las distribuidoras que no cumplen con los estándares fijados en la ley. La ley 18.410 distingue entre infracciones gravísimas, graves y leves, estableciendo amplios márgenes de las cuantías que el fiscalizador pueda imponer, y señalando cuáles son los criterios⁷ que se deben utilizar para determinar la cuantía exacta de una multa en concreto. En este sentido es que la determinación final de las multas se deja al arbitrio del fiscalizador.

⁷ Los referidos criterios se encuentran en el artículo 16 de la Ley 18.410:

“Art. 16 (...) Para la determinación de las correspondientes sanciones, se considerarán las siguientes circunstancias:

- a) La importancia del daño causado o del peligro ocasionado.*
- b) El porcentaje de usuarios afectados por la infracción.*
- c) El beneficio económico obtenido con motivo de la infracción.*
- d) La intencionalidad en la comisión de la infracción y el grado de participación en el hecho, acción u omisión constitutiva de la misma.*
- e) La conducta anterior.*
- f) La capacidad económica del infractor, especialmente si se compromete la continuidad del servicio prestado por el afectado”.*

b. Ranking SEC: La SEC publica anualmente un Ranking de Calidad de Servicio, que incluye: (1) índices de continuidad de suministro; (2) encuestas a clientes; y (3) registros de reclamos. Las notas que se les otorga a cada uno se ponderan para obtener una nota final entre 1 y 10, siendo la ponderación actual de un 50% para los índices de continuidad, 37,5% para la encuesta de calidad de servicio, y 12,5% para el ítem de los reclamos de clientes.

c. Índice SAIDI: El índice SAIDI es un indicador de calidad de servicio de la empresa distribuidora que representa el tiempo promedio de interrupción por cliente. Si bien no está utilizado en la ley, es un indicador internacional que está siendo utilizado por la SEC⁸ para identificar el nivel de desempeño de las empresas, y a partir de eso desarrollar un plan de acción para las empresas con mal desempeño⁹. Al igual que en los indicadores de continuidad de suministro, el índice considera tres variables de interrupción: causas internas, causas externas, o de fuerza mayor.

2.2 ¿Qué significa ser cooperativa en este contexto?

2.2.1 Los principios cooperativistas

Las cooperativas surgen como una forma conjunta de satisfacer distintas necesidades, mediante una forma societaria que, distinta al modelo empresarial tradicional, se funda en valores de solidaridad y democracia principalmente. La Alianza Internacional de Cooperativas (ICA) las define como: *“Asociación autónoma de personas unidas voluntariamente para satisfacer sus necesidades y aspiraciones económicas, sociales y culturales en común mediante una empresa de propiedad conjunta y democráticamente controlada”* (Alianza Internacional de Cooperativas).

Las sociedades cooperativas tienen ciertos principios que las diferencian en su constitución y funcionamiento de otras formas de organización empresarial. La ICA menciona como principios cooperativos los siguientes:

1. Adhesión voluntaria y abierta
2. Control de miembros Democrática
3. Participación económica de los socios
4. Autonomía e independencia
5. Educación, capacitación e información
6. Cooperación entre Cooperativas
7. Interés por la Comunidad (Alianza Internacional de Cooperativas).

Como se verá, en el caso chileno, las asociaciones cooperativas han sido consideradas como un beneficio para las sociedad, por ser una organización basada en principios democráticos y solidarios, y por su contribución a la generación de empleos y al desarrollo local. Así, con el

⁸ Entrevista a Luis Ávila, Superintendente de Electricidad y Combustibles en Revista Electricidad. Revisado el 28 de Abril, 2016. Link: <http://www.revistaei.cl/reportajes/herramienta-saidi-implementada-por-la-sec-interrupciones-electricas-se-miden-con-indicador-internacional/#>

⁹ Entrevista a Luis Ávila, Superintendente de Electricidad y Combustibles en Revista Electricidad. Revisado el 28 de Abril, 2016. Link: <http://www.revistaei.cl/reportajes/herramienta-saidi-implementada-por-la-sec-interrupciones-electricas-se-miden-con-indicador-internacional/#>

objeto de fomentar su desarrollo se creó un estatuto especial que está consagrado actualmente en la Ley General de Cooperativas, DL N° 5 del año 2003 del Ministerio de Economía¹⁰.

2.2.2 Las cooperativas eléctricas en Chile

Las cooperativas de distribución eléctrica surgen como respuesta a la necesidad conjunta de los habitantes de una zona determinada de tener acceso al suministro eléctrico. En este sentido es que surgieron principalmente en zonas que, por sus condiciones de ruralidad y aislamiento (traducidas en baja rentabilidad para el operador), no eran de interés para las grandes empresas.

En esta línea es que en general este tipo de cooperativas se asocian a la electrificación de zonas rurales, además de ofrecer tarifas más bajas para los socios puesto que su objetivo inicial no era lucrar, sino que abastecerse directamente de electricidad.

En el caso de Chile en particular, sumado a la baja densidad de las zonas rurales, se encuentran dificultades geográficas y climáticas en muchas de ellas, trayendo aparejada la operación una rentabilidad aún menor. En este contexto es que el Estado se vio en la necesidad de intervenir, principalmente mediante la CORFO que en el año 1943 aprobó el “Plan de Electrificación del País”, plan que contemplaba fundamentalmente subsidios a la inversión en materias de distribución eléctrica. Este proceso fue marcado por una participación fundamental de las cooperativas eléctricas (Cruzat, 1969).

Hasta hoy el rol de las cooperativas en este proceso ha sido ampliamente reconocido. De hecho, la Presidenta Michelle Bachelet en su discurso del Día Internacional y Nacional de las Cooperativas del año 2014 hace una mención especial a las cooperativas eléctricas: *“En la década de los 50, por ejemplo, Chile no habría logrado los avances en electrificación rural y los consiguientes procesos de industrialización al mundo rural, si no se hubiesen creado cooperativas”* (Bachelet, 2014).

¹⁰ El Artículo 1º de la Ley General de Cooperativas define lo que se entiende por cooperativas: *“Para los fines de la presente ley son cooperativas las asociaciones que de conformidad con el principio de la ayuda mutua tienen por objeto mejorar las condiciones de vida de sus socios y presentan las siguientes características fundamentales:*

Los socios tienen iguales derechos y obligaciones, un solo voto por persona y su ingreso y retiro es voluntario.

Deben distribuir el excedente correspondiente a operaciones con sus socios, a prorrata de aquéllas.

Deben observar neutralidad política y religiosa, desarrollar actividades de educación cooperativa y procurar establecer entre ellas relaciones federativas e intercooperativas”.

Deben también tender a la inclusión, como asimismo, valorar la diversidad y promover la igualdad de derechos entre sus asociadas y asociados”.

2.2.3 Regulación de las cooperativas de distribución eléctrica

La Ley de Cooperativas en su art. 72 señala que las cooperativas de distribución eléctrica son cooperativas de servicio¹¹ que se constituyan con el objeto de distribuir energía eléctrica.

Ahora bien, tal como se dijo en el punto 3.2.1 la ley chilena reconoce los beneficios sociales de las asociaciones cooperativas y les otorga una regulación especial. Sin embargo, dicho reconocimiento no exime a las cooperativas de someterse a las mismas regulaciones que otras sociedades de su mismo giro en lo que se refiere a la actividad que desarrollan. Lo anterior, es del todo lógico, y no implica una doble regulación, en el sentido que se refieren a ámbitos regulados distintos, ya que por un lado se regula la persona jurídica que constituyen, y por otra, la operación en un mercado determinado.

En este sentido, la Ley General de Cooperativas en su Artículo 2º señala que las cooperativas pueden tener por objeto cualquier actividad y se regulan por la ley de cooperativas, pero en cuanto a las operaciones propias de su giro, tanto en su regulación como en la fiscalización, se regirán por las leyes especiales propias de éste. Lo anterior es reforzado el art. 72 de la misma ley, referido a las Cooperativas de distribución eléctrica, al señalar expresamente que, en cuanto a las operaciones del giro, se aplicará a estas cooperativas las normas de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En la misma línea, en cuanto a la fiscalización, el art. 109 de la Ley de Cooperativas dispone que corresponde al Departamento de Cooperativas la supervisión del cumplimiento de las leyes aplicables a las cooperativas y de sus normas reglamentarias y especialmente fiscalizar el funcionamiento societario, administrativo, contable y financiero de las cooperativas de importancia económica, con excepción de aquellas cuya fiscalización, sobre las mismas materias, se encuentre encomendada por la ley a otros organismos.

A continuación, se explicitarán brevemente las regulaciones aplicables a las cooperativas eléctricas con el objeto de esclarecer los ámbitos regulados en cada ley. Sobre el detalle de las referidas normativas se volverá más adelante.

- Regulación cooperativa

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> a. Ley General de Cooperativas, DFL N°5 del 2003, del M. Economía b. Reglamento de la Ley de Cooperativas, DS N° 1 del 2004, del M. Economía |
|---|

Tal como se ha dicho, el legislador considera a las cooperativas como un modelo alternativo a las asociaciones empresariales tradicionales, que contribuye a la sociedad con independencia del rubro en que se desarrollen, en cuanto generan empleo y fomentan el desarrollo local y por conservar los principios de solidaridad y democracia (Bachelet, 2014). En este sentido es que

¹¹ El art. 68 de la Ley General de Cooperativas define las cooperativas de servicio como *“las que tienen por objeto distribuir los bienes y proporcionar servicios de toda índole, preferentemente a sus socios, con el propósito de mejorar sus condiciones ambientales y económicas y de satisfacer sus necesidades familiares, sociales, ocupacionales o culturales”*

se plantea un estatuto especial que pretende fomentar la creación y desarrollo de sociedades cooperativas, traducido principalmente en beneficios tributarios.

Como contrapartida a este reconocimiento, y bajo la lógica de los derechos y deberes es que el legislador exige a las cooperativas el cumplimiento de cuestiones de índole principalmente orgánica, de manera de garantizar que aquellos beneficios se otorguen a sociedades que se constituyan pero que también funcionen como cooperativas.

En consecuencia, el reconocimiento a las cooperativas de estudio referido a los beneficios sociales que aportan, se encuentra en la Ley de Cooperativas.

- **Regulación eléctrica:**

- a. Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°4 del 2006, del M. Economía
- b. Reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos, DS N° 327 de 1997, M. Minería
- c. Ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, del M. De Economía
- d. Decreto Ley N° 2.224/1978, del Ministerio de Minería, que crea la Comisión Nacional de Energía.

(Los principios rectores de la legislación eléctrica se encuentran en los referidos cuerpos normativos)

En el mercado eléctrico el Estado vela para que el cliente reciba una buena calidad de servicio eléctrico al menor precio posible, con independencia del tipo de sociedad de la distribuidora que otorga el suministro. En este sentido es que, estando el foco puesto en el cliente, en la regulación eléctrica no hay una regulación especial por el hecho de ser cooperativa u otro tipo societario, aún cuando dichas organizaciones sociales sean reconocidas como un beneficio a la sociedad.

Sin embargo, tal como se dijo en el capítulo anterior, la regulación eléctrica, tanto en la determinación de los precios como en los estándares de calidad, sí tiene que hacer consideración a factores que no dicen relación con el modelo cooperativo pero que son factores comunes de las cooperativas de estudios. Los factores referidos son las zonas geográficas de operación y en alguna medida, el tamaño de estas.

Lo anterior, toda vez que si bien la ausencia de competencia exige al Estado incentivar la eficiencia, las exigencias establecidas no pueden ser tales que lleguen a obstruir en exceso la operación de las cooperativas, implicando eventualmente su desaparición con las consecuencias negativas que trae aparejado para los clientes.

Como se verá en los capítulos siguientes, las cooperativas eléctricas chilenas presentan diferencias con la mayoría de las distribuidoras, las que se refieren, como se ha dicho, a las zonas geográficas operadas y al tamaño de las empresas. Las diferencias referidas a las zonas geográficas son consideradas, de manera más o menos perfecta, por el legislador chileno, al establecer distintos ATD para la determinación de precios y estándares de calidad de servicio diferenciados por zona. En lo que se refiere al tamaño de las distribuidoras, la legislación no hace consideraciones importantes al respecto.

A lo largo de este estudio se analizará cómo los factores asociados a las zonas operadas y a las condiciones de las empresas son considerados por el legislador, si dichas consideraciones son realmente representativas y cómo se ha tratado estos temas en legislaciones extranjeras.

3.3 Principales temas planteados por los gerentes de FENACOPEL

Los desafíos a los cuales se han visto enfrentadas las cooperativas han ido variando en el transcurso de los años. En sus inicios el foco estaba en extender las líneas para poder llegar con energía a aquellas zonas rurales del país que no habían sido consideradas por las empresas del estado, pero su mayor desafío estaba en abastecer a las personas que se encontraban en lugares aislados de difícil acceso. En la actualidad, el principal desafío de las empresas distribuidoras es garantizar la calidad de servicio, la cual está sujeta a una serie de regulaciones por parte del Estado. Adicionalmente las cooperativas se ven enfrentadas a dos factores adicionales: i) ser empresas pequeñas; ii) operar en zonas con características socio-territoriales más adversas que el resto de las empresas. Esto se traduce en mayores costos para estas empresas y a su vez, dificultades para poder atender a sus clientes con la calidad que les exige la ley.

Como hemos visto, las cooperativas se rigen por dos regulaciones, la “Ley de Cooperativas” correspondiente al Ministerio de Economía, que tiene implicancias en aspectos de conformación, y la “Ley Eléctrica” que corresponde al Ministerio de Energía, donde sus normas influyen en el ámbito del servicio que ellas entregan. No obstante lo anterior, esta segunda que los gerentes manifiestan, es el mayor obstaculizador para su operación.

Antes de introducirnos en las particularidades que se pueden encontrar en cada Ley, los entrevistados identificaron una dificultad que es transversal y que tiene relación con la inexistencia de coordinación entre las distintas autoridades y organismos que se relacionan con las cooperativas, ya sea por su condición de cooperativa, como por su condición de distribuidora eléctrica. Para los entrevistados, tanto el Ministerio de Economía como el Ministerio de Energía, cuentan con importantes mecanismos de control y exigentes requerimientos de información que podrían ser solicitados a través de un solo mecanismo evitando de esta manera la duplicidad de información, como los temas contables, lo que permitiría optimizar los recursos humanos y económicos con los que cuentan las cooperativas.

“... hoy en día tenemos que llevar una contabilidad solamente para el departamento de cooperativa que es distinta a la contabilidad que está reconocida actualmente, que es la norma IFRS, las normas internacionales de contabilidad... departamento de Cooperativas se quedó con las antiguas normas contables, entonces por lo tanto hoy

día nosotros tenemos que llevar dos contabilidades.” (Gerente Cooperativa).

3.3.1 Con respecto a la Ley de Cooperativas

La dificultad que identifican los entrevistados tiene un carácter más específico y afectaría a las cooperativas en un ámbito administrativo y económico. Éste corresponde a las auditorías que realiza anualmente la División de Asociatividad y Economía Social, las cuales deben ser financiadas por las propias cooperativas, alcanzando un costo de 10 millones aproximadamente, según lo declarado por uno de los gerentes.

Por otra parte, según los gerentes de las cooperativas, los requerimientos de contabilidad que son solicitados por la División de Asociatividad, difieren de la normativa IFRS reconocida actualmente y bajo la cual ellos entregan información a los agentes fiscalizadores del Ministerio de Energía. Al solicitar, la División de Asociatividad, un formato distinto y no actualizado, no les permitiría a las Cooperativas optimizar sus recursos entregando en un sólo formato la información para ambos Ministerios.

3.3.2 Con respecto a la Ley de Energía

Cuando se observan las dificultades que identifican los entrevistados en este ámbito se puede decir que hay dos tipos de factores que influyen en el quehacer de las cooperativas, aquellos factores administrativos que responden a los requerimientos de las autoridades que regulan el mercado eléctrico y que tiene consecuencias en las operaciones de las empresas y aquellos factores socio territoriales que se encuentran vinculados a las características de las zonas donde las empresas se encuentran operando y que también influyen en la forma en que operan las empresas.

Si bien se plantean dos tipos de factores que afectan a las cooperativas, éstos se encuentran estrechamente vinculados.

- **Factores administrativos**

En lo que respecta a los factores administrativos, podemos dar cuenta que éstos no sólo pueden afectar a las cooperativas, sino que pueden afectar a todas las empresas de distribución en general. Sin embargo, las características de las empresas son elementos determinantes a la hora de resolver estos problemas.

i) Aumento de requerimientos por parte de las autoridades regulatorias: Estos requerimientos buscan mejorar la calidad servicio entregado, permitiendo a las autoridades tener un mayor control sobre los distintos ámbitos de operación ya sea en situaciones normales o en situaciones de crisis.

Estos requerimientos implican en mucho de los casos incorporación de nuevas tecnologías, equipos específicos e incorporación de recursos humanos.

Algunos de estos requerimientos son:

- Sistema de registro de llamadas recibidas, contestadas y sin atender. Este requerimiento implica, por una parte, incorporar nuevas tecnologías que permitan el registro de cada llamada recibida y si fueron procesadas, es decir, si obtuvieron alguna respuesta, y por otra, el aumento de dotación de personal.
- Implementación del EDAC (Esquema de Desconexión Automático de Carga). El cual corresponde a un canal en línea con CDEC para entregar mediciones de operaciones del EDAC, este requerimiento implica la incorporación de nuevas tecnologías.
- Base de datos de todos de los puntos de suministro conectados a las redes y a las redes de transporte de las zonas, por empresa.

Estos requerimientos afectan por igual a todas las empresas de distribución, sin embargo, para los representantes de las cooperativas, éstos tienen efecto más adverso en sus empresas, no por su condición de cooperativas sino más bien por ser empresas pequeñas que tienen ingresos más bajos y menos cantidad de profesionales como para cumplir con todas estas exigencias. Según los entrevistados, los costos de estos requerimientos son iguales para todas las empresas sin distinción.

En el caso de las cooperativas CEC y COELCHA, responder al requerimiento de registro de llamadas de clientes implica no sólo incorporar tecnología e implementar infraestructura, sino que también aumentar la dotación de trabajadores que en estos casos representaría un aumento del 10% del personal, trayendo consigo con consecuencias económicas. Por otra parte, este tipo de tecnologías son adecuadas para las empresas de gran tamaño debido a sus características y necesidad de atención de clientes en forma masiva y no personalizada. Por el contrario, una de las características de las cooperativas es su cercanía a los clientes y trato personalizado. Sin embargo, la normativa y las políticas de fiscalización se diseñan para las grandes empresas, y por lo tanto se imponen a las cooperativas, sin analizarse si por sus características propias, las exigencias no solo no serían necesarias, sino que incluso atentaría contra la satisfacción de los clientes (por ejemplo clientes de una cooperativa acostumbrados a llamar a personas que conozcan en las cooperativas, serían obligados a interactuar a través de un call center).

Por otra parte, en COPELAN afirman que éstas empresas pequeñas son poco atractivas para los profesionales pues las expectativas de crecimiento son reducidas.

“Los tiempos de respuesta, las pérdidas de las líneas, el tema de la regulación de atención en las líneas y que tiene que ver con la

calidad del producto o el servicio que nosotros entregamos. Entonces, eso ha hecho también que junto con eso, han aparecido otros elementos del punto de vista de la calidad, que están dados por la SEC como por el CDEC y, en base a eso, obligadamente, nuestra cooperativa se ha tenido que ir adaptando a estos requerimientos, al igual que otras cooperativas, lo que ha significado una mayor inversión, porque no son menores los valores de estos equipos. Entonces, el rol de ir avanzando a la par con respecto de las otras empresas, las grandes empresas, y eso al final también nos trastoca un poco, porque somos una empresa pequeña, donde nuestros recursos son muy limitados, pero a pesar de ello igual tenemos que ir cumpliendo.” (Gerentes de Cooperativa)

Para los gerentes de las cooperativas, la situación es compleja pues consideran que este aumento de requerimientos, además deja fuera otros elementos importantes de las empresas distribuidoras que son determinantes a la hora de cumplir su rol y entregar un servicio, como lo son: i) densidad de clientes; iii) accesibilidad topográfica; vi) estacionalidad del consumo; vi) pérdidas por longitud de líneas; y vii) alimentadores rurales.

“En esta actividad nos están midiendo con la misma vara con la que miden a las grandes empresas, donde se supone que hay muchos más recursos, y mucha más tecnología, lo que no las complica, versus la cantidad de clientes que ellas manejan. En comparación con las cooperativas, que somos cooperativas con muy bajos ingresos, y que al final los costos asociados a esos requerimientos que son iguales a de las grandes empresas, tenemos que asumirlos de igual forma.” (Gerente Cooperativa)

ii) Demora en la publicación de decretos referidos al precio nudo promedio. El hecho de que las cooperativas no puedan realizar ajustes en las tarifas de manera inmediata o en paralelo que cuando lo hacen las generadoras trae para ellos graves problemas de liquidez y flujo de caja. Los gerentes de las cooperativas señalan que estos procesos no son posibles de sustentar para las empresas pequeñas.

“Entonces, nosotros iríamos a decirle, sabe qué, para nosotros esto significó un desfase de 200 o 300 millones, porque tuvimos que pagarle 200 millones más a la generadora, y después de no sé, 6 meses, pudimos recién empezar a cobrar, para una empresa grande no es anda, para nosotros es el mundo.” (Gerente Cooperativa)

iii) Compensaciones automáticas. Compensaciones a los clientes por interrupciones de suministro por causas externas a las distribuidoras, sin dejar claramente establecido como realizar el cobro de esos dineros una vez determinado el responsable.

Existen otros factores administrativos que afectan sólo a las cooperativas:

iv) Regulación de zonas de concesión. El total de cooperativas cuenta con clientes en zonas que no se encuentran concesionadas y en muchos de los casos han desistido del proceso de regularizar esta situación debido a las dificultades del proceso principalmente para obtener escrituras.

v) Interrupciones por roce. Según lo indicado, más del 60% de las interrupciones de suministro de las cooperativas son por roce de árboles, sin embargo, tienen grandes dificultades para ingresar a propiedades particulares para poder solucionar el problema o incluso anticiparlo. Alrededor del 70% de las líneas van por propiedades particulares.

- **Factores socio-territoriales**

Dentro de los factores territoriales encontramos aquellos que han acompañado a las cooperativas desde sus inicios y que además son parte de la génesis por la cual se formaron y comenzaron a operar. El aislamiento representa uno de los principales obstáculos de operación, lo cual se explica por varios factores que coexisten entre sí: i) alta ruralidad; ii) zonas de difícil acceso; iii) mal clima; iv) baja densidad poblacional; v) bajo consumo por la realidad socioeconómica de las familias.

Los representantes de las cooperativas señalan que estos factores antes mencionados los afectan en tres ámbitos: i) en la calidad del servicio; ii) en los costos en los que incurren las empresas e iii) ingresos. Además, estos factores son los que marcan la gran diferencia entre los distintos tipos de empresas de distribución y su forma de operación.

Respecto a la Calidad del Servicio, sabemos que en cuanto a la atención de clientes las cooperativas han logrado un buen estándar, son evaluadas positivamente por sus clientes y socios, reforzando la idea de que las cooperativas son capaces de entregar una atención cercana, personalizada con disponibilidad para entregar información clara y útil. Para las cooperativas su mayor dificultad se encuentra en la continuidad del suministro, donde en mucho de los casos las consecuencias de esos factores son difíciles de predecir y por lo tanto, de controlar.

En cuanto a estos factores y cómo influyen en los costos e ingresos que tienen las empresas, los gerentes en su conjunto señalan que para poder acceder a gran parte de los lugares donde ellos entregan energía deben contar con vehículos e implementos que resistan la topografía de los lugares y en mucho de los casos ese recurso no es suficiente sobre todo en aquellos sectores aislados.

“Ahora, sobre la operación misma de la empresa, nuestra empresa por ser cooperativa netamente rural y tener grandes estaciones de

redes que pasan por topografía bastantes complicadas por estar expuestas a mayor probabilidad de fallas frente a temporales que vivimos muy a diario en la zona, eso nos significa a tener muchos más recursos para poder responder en los tiempos que están establecidos para ello. Por lo tanto, estamos más expuestos a sufrir sanciones por la autoridad, si es que no cumplimos.” Gerente Cooperativa)

“... tal vez donde tenemos mayores inconvenientes es en el tema de las interrupciones, que para nosotros una falla en la cordillera, donde tenemos que ir a caballo porque están con nieve, y para pasar a caballo tienen que pasar un río en una lanchita para el otro lado, porque un río que era chiquitito hoy se transformó en un lago, ese tipo de circunstancias ese tipo de claro, una gran empresa no van a ir a atender a su cliente que está lejos, nosotros tenemos que hacerlo.” (Gerente Cooperativa)

“...el camino que nosotros recorremos es casi el 90% por no decir el 100% de ripio, o sea no tienes caminos pavimentados son zonas rurales y todo lo demás, entonces tiene que ser primero camionetas 4 x 4.”(Gerente Cooperativa)

“... no es lo mismo distribuir energía, hasta de un punto de vista de corto, no es lo mismo distribuir energía en un centro poblacional grande a un nivel rural. Indudablemente hay costos asociados que son distintos. Por lo que para nosotros definitivamente las áreas típicas reflejan un punto de vista de corto, de un punto de vista operacional. Te pongo un ejemplo, nosotros tenemos de repente clientes a los cuales llega una línea que tiene 600 metros de largo y además está asociado a un alimentador que tiene 50 kilómetros, y ese cliente se queda sin energía. Nosotros tenemos que ir a reponerle el servicio. Y reponerle el servicio a ese cliente significa despachar una brigada que va a recorrer 50 kilómetros para llegar a reponerle el servicio a una persona” (Gerente Cooperativa).

Por otra parte, la densidad poblacional, que caracteriza a estas zonas tiene una clara consecuencia para ellos, pues para cinco de las siete cooperativas que se encuentran en estudio, los clientes por kilómetro de línea se encuentran entre los 3 a 6 clientes¹². Tanto para CRELL como para CEC ese número aumenta a 9 y 14 clientes respectivamente. En esta misma línea los entrevistados señalan que cualquier operación que deban de realizar con sus clientes el tiempo es fundamental pues

¹² Información contenida en la Ficha Técnica Complementaria, enviada por las cooperativas.

requieren de más horas de operación. A su vez la densidad poblacional, sumada a aspectos de ruralidad y la realidad socioeconómica de las familias, incide en que el consumo de los clientes sea bajo y estacional.

“Un parámetro que normalmente no se usa mucho, pero que te muestra una realidad, es una empresa distribuidora, cuantos clientes por kilómetro de línea tiene. Nosotros tenemos sectores, nosotros tenemos 3.000 kilómetros, y tenemos 14 mil clientes. Entonces, hay sectores en donde tenemos de repente tenemos un cliente por kilómetro, lo que es totalmente distinto a una realidad de lo que tiene una distribuidora urbana”. (Gerente Cooperativa)

“Porque, actualmente la distribución, y esto creo que es evidente, la distribución hoy en día es un negocio, tal como está establecido, es un negocio de densidad de cantidad de clientes. La distribución es rentable si yo tengo una gran cantidad de clientes. ¿Te fijas? Si no los tengo, estoy trabajando en los márgenes.” (Gerente Cooperativa)

“Ahora claro, administras una empresa cooperativa que tiene no sé, 3 clientes por kilómetro de línea, a diferencia de Chilectra, que yo miro cualquier edificio por acá y no sé, tienen 500 clientes por 100 metros de línea, claro, los costos nuestros son infinitamente mayores que estas grandes empresas. Entonces, ahí un poco el tema de los pasos nosotros por ser una empresa chica, que ya estamos en el mercado y jugamos un rol dentro del mercado” (Gerente Cooperativa).

Sabemos que estas cooperativas se encuentran operando en la zona sur de nuestro país, por lo que las condiciones climáticas cumplen un papel fundamental principalmente en los periodos de invierno. Para todos los entrevistados, los caminos cortados, por nieve, lluvias, son un elemento más cotidiano de lo que ellos quisieran.

“... cuando nosotros nos enfrentamos a situaciones de climáticas por ejemplo, un temporal en una ciudad genera inundaciones de las calles, y temporal en los campos produce incomunicación.” (Gerente Cooperativa)

“... pucha que son bravos los temporales en esa zona, bravísimos y a veces duran semanas, no es lo mismo que vivir en Arica, o en Santiago.”(Gerente Cooperativa)

“Entonces, tenemos menos plata para cumplir con la normativa eléctrica, en cooperación con la gran cantidad de plata que tienen para cumplir con la normativa eléctrica. Por lo tanto, nos puede significar en algunos casos, incluso el caer en multas por incumplimiento, por no cumplir las fechas impuestas por la autoridad, falta del cumplimiento de un requerimiento específico. Entonces, somos empresas de cooperativas limitadas desde el punto de vista de recurso en ese sentido. Eso es una desventaja.” (Gerente Cooperativa)

Para los entrevistados aún quedan factores por considerar y precisar que se encuentran vinculados, por ejemplo a los alimentadores y a su distinción si éstos se encuentran en zonas rurales o no.

Finalmente, el último punto que tocan los Gerentes tiene que ver con las multas a las cuales están expuestos si no cumplen con los requerimientos o condiciones de éstos. Para los entrevistados no existen criterios claros entre las faltas en las que pueden incurrir y las multas asociadas. Si bien existen parámetros generales estos no son suficientes. Por otra parte, como no existen criterios claros una multa por un hecho determinado puede ser aplicada con el mismo valor a una empresa grande o una empresa pequeña pudiendo tener efectos resultados nefastos para una empresa pequeña.

3. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO: COBERTURA, CALIDAD DE SERVICIO, CARACTERIZACIÓN FINANCIERA Y BENEFICIOS DE LAS COOPERATIVAS A LA COMUNIDAD

En este apartado se realizó un análisis estadístico del mercado eléctrico a partir de los datos proporcionados por la SEC y CNE por ley de transparencia. Con ellos se caracterizó la composición del mercado de distribución eléctrica (cobertura) y la calidad del servicio. Luego se analizó rentabilidad a partir de los estados financieros de las 31 empresas de distribución. Finalmente se exponen los beneficios sociales que tanto clientes como autoridades locales destacaron de la presencia de las cooperativas en el territorio.

3.1 Panorama de la distribución eléctrica: Holdings controlan prácticamente todo el mercado de distribución

Hasta el año 2013, existían 34 empresas distribuidoras eléctricas según registros de la CNE. Por absorciones de la empresa CGE - Emelectric y Emetal- y la empresa CONAFE de CGE, a la fecha existirían 31 empresas distribuidoras. Sin embargo, para efectos de este estudio se analizaron 29 empresas por falta de datos de la empresa COOPERSOL y EMELCA.

Como se puede apreciar en la tabla 1, actualmente existen cuatro holdings que abastecen a casi al 95,9% del total de clientes del país. Por su parte las cooperativas agrupadas en FENACOPEL representan el 2,5% de la distribución, mientras que las empresas no asociadas a ningún holding solo el 1,7% de participación.

Tabla 1: Total de clientes según grupo económico o asociación al que se pertenece (desagregado por grupos económicos)

Holding	N° Clientes	%
CGE	2.551.247	42,5
ENERSIS	1.762.086	29,4
SAESA	749.823	12,5
CHILQUINTA	690.752	11,5
FENACOPEL (*)	147.473	2,5
SIN GRUPO (**)	99.643	1,7
TOTAL	6.001.024	100

(*) Se agrupó de manera ficticia a FENACOPEL para ver su comportamiento en relación a las empresas agrupadas en holdings.

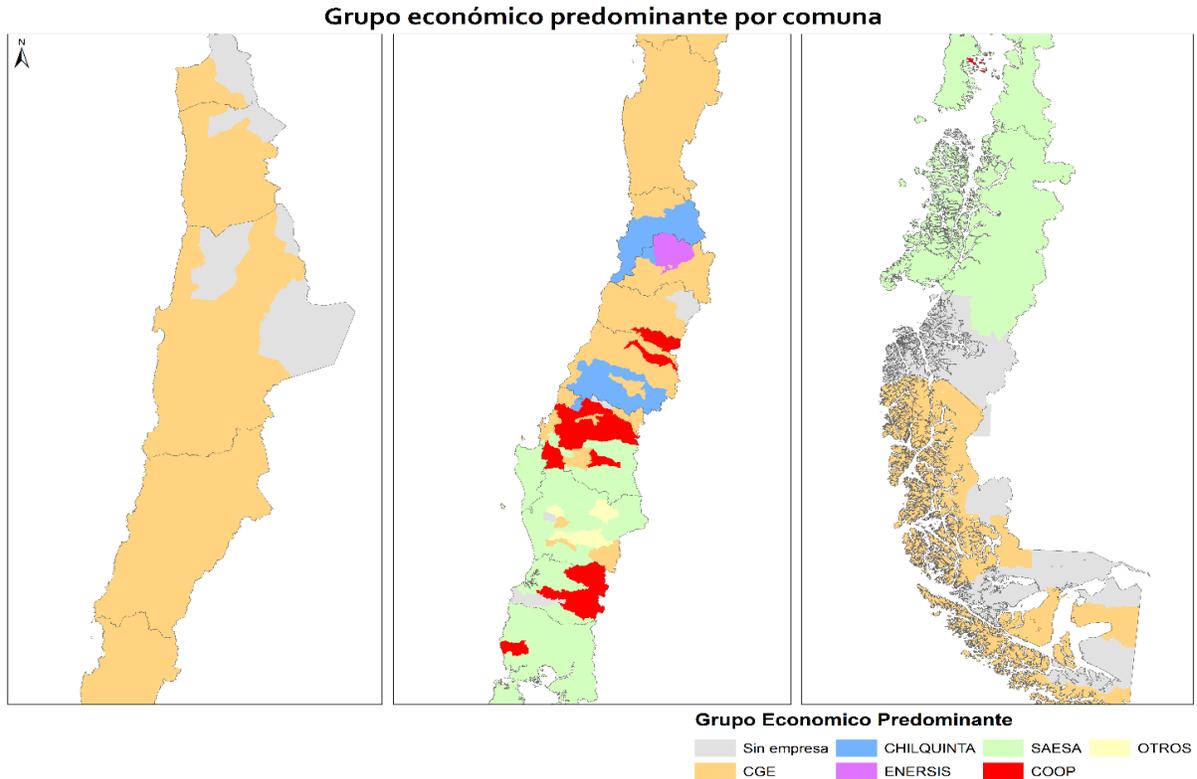
(**) Empresa Til Til y EEPA

Fuente: Elaboración propia en base a datos SEC enviados por Ley de Transparencia

En términos de distribución de estos grupos económicos a lo largo del país, vemos que CGE tiene presencia en casi todo el territorio nacional, luego le sigue SAESA desde la VIII región hacia el sur, Chilquinta, las cooperativas agrupadas desde la VII región y finalmente empresas de menor tamaño ubicadas en Santiago y la IX región. Aquellas zonas sin abastecimiento de los sistemas de energía (autogeneración o sin energía eléctrica) corresponden a comunas aisladas, como lo son General Lagos y Putre (XV región), Colchane y Camiña (I región), Ollague, María Elena y San Pedro de

Atacama (II región), la Unión (X región), Guaitecas y Tortel (XI región) y Torres del Paine, Río Verde, Laguna blanca, San Gregorio, Primavera y Timaukel (XII región). Todas éstas están en color gris en el mapa.

Mapa 1: Grupo económico predominante por comuna, según pertenencia a holding, cooperativa o ninguna asociación (*)



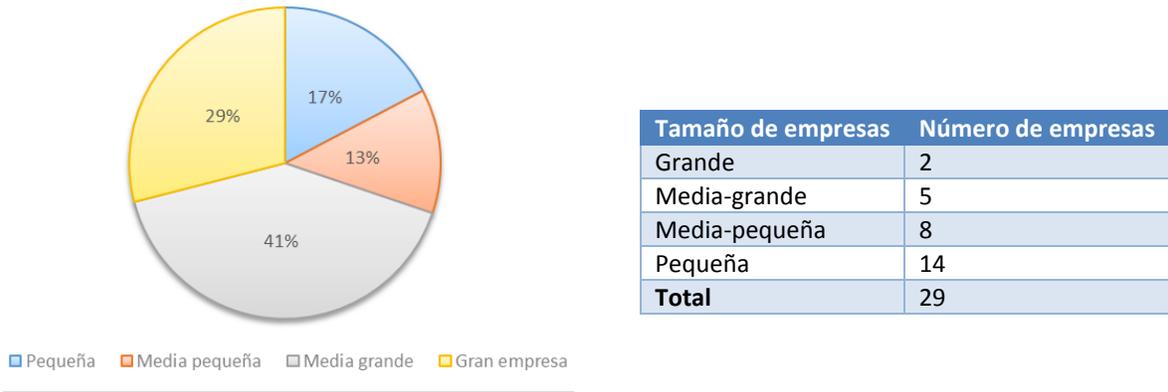
Fuente: Elaboración propia

(*) Dado que la base de datos está desagregada a nivel de comuna, se imputó el grupo económico predominante en cada una de las comunas y no a cada zona de concesión.

Si se agrupan las 29 empresas por tamaño¹³, tenemos que 14 empresas son pequeñas, 8 medias-pequeñas, 5 medias-grandes y 2 grandes empresas. Las empresas más grandes son las que tienen más número de clientes, mientras que las más pequeñas las que menos clientes tienen. Ahora si se analiza su peso relativo en relación al total de clientes que concentran, vemos que son las empresas grandes las que concentran más clientes en el mercado, como se ve en el gráfico 2.

¹³ Se definió el tamaño de la empresa según número de clientes: i) empresa pequeña (menos de 26.839 clientes); ii) empresa media-pequeña (entre 26.839-92.816 clientes); iii) empresa media-grande (entre 92.816 – 530.596 clientes); iv) empresa grande (530.596 hasta 1.669.517 clientes).

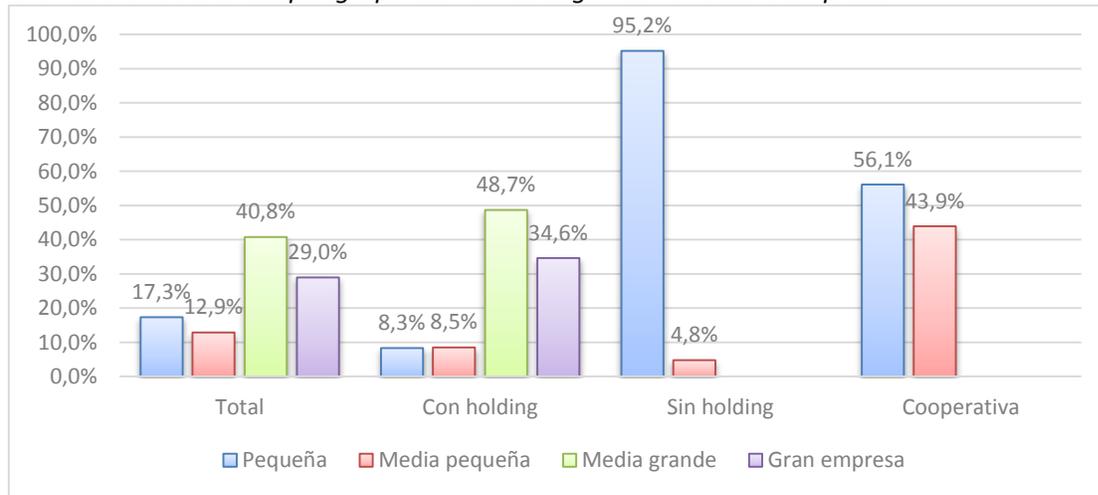
Gráfico 2: Porcentaje de participación en el mercado según tamaño de empresa (en base al número total de clientes)



Fuente: Elaboración propia

Por su parte casi el 100% de las empresas grandes y medianas-grandes se concentran en grandes holdings empresariales, mientras las medias-pequeñas y pequeñas se agrupan como cooperativas de FENACOPEL o bien no están asociadas. (Ver gráfico 3).

Gráfico 3. % de clientes por grupo económico según tamaño de la empresa



Fuente: Elaboración propia

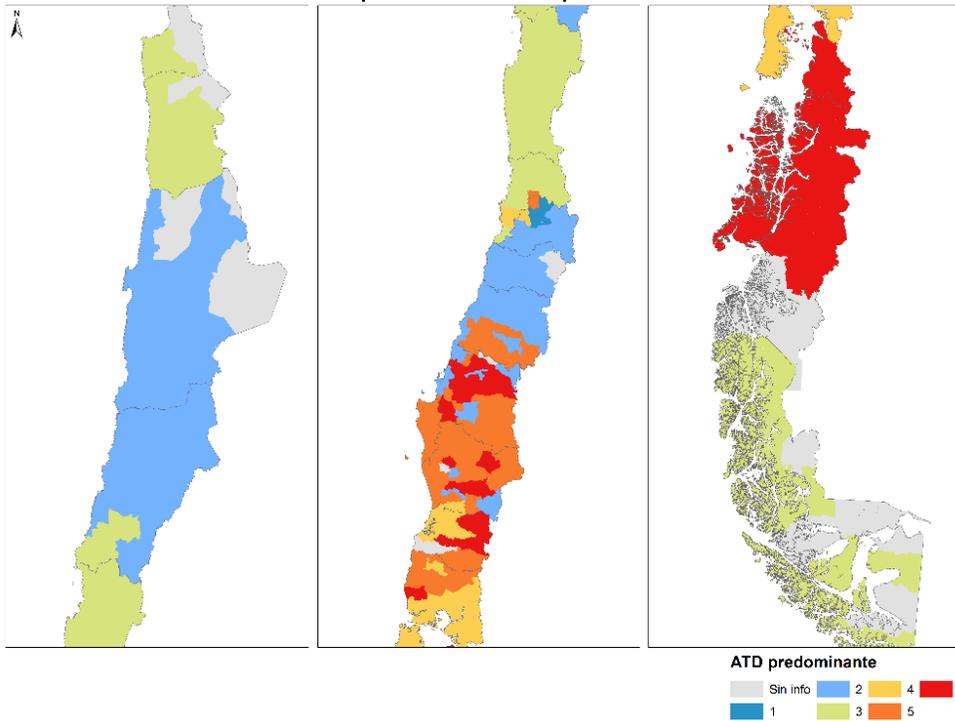
3.2 Las cooperativas siguen manteniendo su rol histórico: llegar a zonas de baja accesibilidad

Uno de los principales aportes de las empresas cooperativas al país ha sido la cobertura en zonas donde no llegaba el mercado, principalmente en la década de 1960 cuando recién se incorporaron estas empresas al rubro. Si bien en la actualidad el mercado se ha expandido a sectores cada vez más lejanos, las cooperativas junto a otras empresas de menor tamaño, siguen cumpliendo un rol preponderante en aquellas zonas de mayores costos operacionales, debido a su aislamiento, que por lo general cuentan con peor clima y geografía, mayor ruralidad y baja densidad poblacional (y por tanto menos consumo). A pesar de que los clientes socios reconocen beneficios a través de las entrevistas, como lo son las becas o cuotas mortuorias, no todos hacen uso de estos beneficios. Es más, destacan que el principal valor de las empresas cooperativas es abastecer las zonas con energía eléctrica, por sobre cualquier beneficio de otro tipo.

El Estado reconoce estas dificultades a través de las ATD, que son grupos de empresas definidas por sus costos de distribución, los cuales son definidos por la CNE en base a la información de Ingresos, Costos y VNR que las mismas empresas declaran. Es interesante destacar que estos costos tienen una expresión territorial, donde aquellas empresas con costos similares tienen mayor presencia en ciertas zonas de país. Por este motivo se podría establecer que los costos tienen que ver con factores propios de los territorios, como lo podría ser la densidad poblacional, clima o condiciones topográficas.

La ATD 1 está ubicada en Santiago, donde solo opera Chilectra en la región metropolitana, la ATD 2 en la zona norte y central, ATD 3 en zona norte y extremo sur, ATD 4, ATD 5 en la X región, ATD 6, desde la VII hasta la XI región. Lo interesante es vincular estas zonas ATD con el aislamiento, ya que es posible advertir que las ATD (que están definidas por los precios relativos a la distribución de la energía eléctrica) tienen relación con el nivel de aislamiento de las zonas donde operan (ver mapa 2). En ese sentido variables como la densidad poblacional, clima y accesibilidad podrían ser claves al momento de establecer los precios de las tarifas.

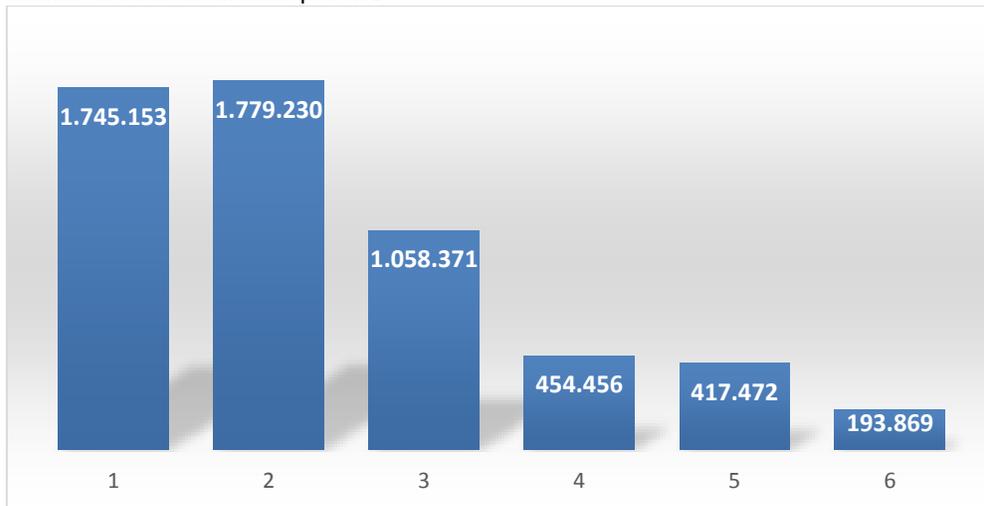
Mapa 2: Distribución de empresas según áreas típicas de distribución
Área típica de distribución por comuna



Fuente: Elaboración propia

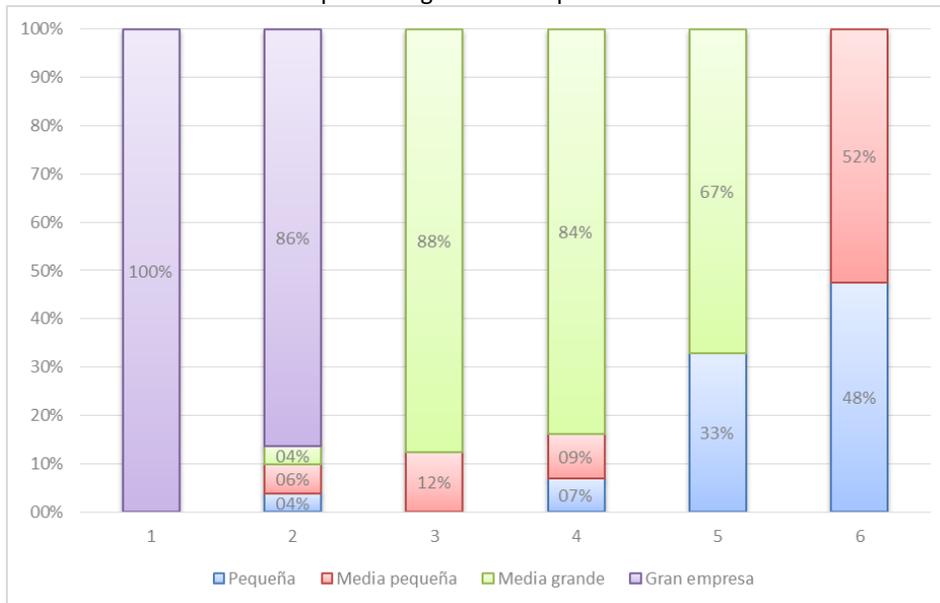
Al analizar la composición de las ATD, vemos que la mayoría de los clientes están concentrados en los ATD 1 y 2 (alrededor de 1.700.000 clientes) ocho veces más que la ATD 6 (ver gráfico 4). Esto se explica por el hecho de que empresas en las ATD con más clientes tienen asociados menores costos, producto de las economías de densidad (menor inversión en cables y más clientes) junto a economías de escala dado el tamaño de la empresa (principalmente holdings que comparten unidades). De hecho, al ver la distribución del tamaño de las empresas por ATD, vemos que las empresas grandes y medias grandes se concentran principalmente en las ATD 1 y 2, mientras que las empresas pequeñas y medias-pequeñas componen la totalidad de la ATD 5 y 6 (ver gráfico 5).

Gráfico 4: Total de clientes por ATD



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 5: Distribución de empresas según tamaño por ATD



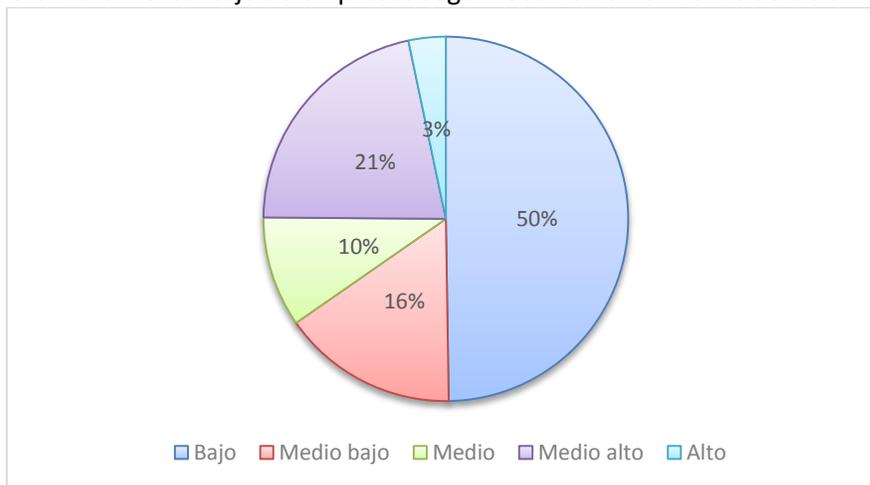
Fuente: Elaboración propia

Justamente para verificar la relación entre costos de distribución y factores territoriales, se decidió utilizar un índice que permitiese representar variables territoriales claves que podrían estar afectando los costos de operación de las empresas. Según el índice de aislamiento elaborado por la SUBDERE (2013)¹⁴ para categorizar el aislamiento de los territorios en el país, se define territorio

¹⁴ Un *Territorio Aislado* es concebido como la agrupación de localidades aisladas, que se encuentran espacialmente en similares condiciones que permitan su agrupación, facilitando de esta manera la aplicación de políticas públicas. Una localidad aislada se encuentra definida en este estudio por la relación existente entre los componentes de Aislamiento Estructural (variables morfológicas, clima y División Político Administrativa) y Grado de Integración (corresponde a la capacidad que tiene el sistema

aislado aquel con bajo nivel de accesibilidad, con escasa población y alta dispersión de ésta, baja presencia y cobertura de servicios básicos y públicos, y que, a consecuencia de estos factores, se encuentra en una situación de desventaja y desigualdad social respecto del desarrollo del país. En el caso del mercado eléctrico, esto tendría efectos no solo en los costos asociados a la distribución sino también a la rentabilidad de las empresas en estas zonas. Al aplicar estas categorías a los territorios donde tienen presencia las empresas distribuidoras, se observa que más de la mitad de las empresas están localizadas en zonas de bajo aislamiento (50%), como puede apreciarse en el gráfico 6. Sin embargo, son las empresas pequeñas y medias pequeñas las que están ubicadas en zonas de mayor aislamiento, a diferencia de las empresas medias-grandes y grandes empresas que están en zonas de menor aislamiento (ver gráfico 7).

Gráfico 6: Porcentaje de empresas según localización en zonas de aislamiento



Fuente: Elaboración propia

regional para atenuar estas condiciones desventajosas y lograr niveles de integración que permitan que los territorios sobrepasen, aminoren o mitiguen las condiciones de aislamiento, y puedan acceder a las dinámicas y servicios sociales, económicos, políticos, y cívicos, entre otros de los que gozan la mayoría de los habitantes del país). (SUBDERE, 2013; p. 15). En concreto se consideran 10 variables: i) Red de aislamiento; ii) Red de interconexión; iii) Red vial; iv) Localidades; v) Sedes comunales; vi) zonas urbanas; vii) entidades rurales; viii) establecimientos de salud; ix) Establecimientos de educación; x) Habitabilidad.

Gráfico 7: Porcentaje de aislamiento de los territorios en donde operan las empresas según ATD



Fuente: Elaboración propia

Del grupo de empresas pequeñas, son las empresas asociadas a holding las que siempre tienen un mayor número de participación en cada una de las zonas aisladas, ya que abarcan a un mayor número de clientes. No obstante lo anterior, es considerable el aporte de las cooperativas, quienes representan un tercio aproximadamente de los clientes en casi todas las zonas de aislamiento (Gráfico 8).

Gráfico 8: Porcentaje de participación de empresas en ATD 5 y 6, según pertenencia o no a grupos económico mayor.



Fuente: Elaboración propia

3.3 A pesar de las dificultades de aislamiento, las empresas pequeñas entregan un buen servicio al cliente.

El mercado eléctrico al ser tremendamente regulado, cuenta con una serie de exigencias de calidad de servicio a las empresas distribuidoras, quienes son monitoreadas anualmente. Este monitoreo se efectúa a través de tres indicadores distintos, que juntos hacen el ranking SEC, donde se evalúa el desempeño de las empresas (ver detalles en metodología).

- Nota por el índice de continuidad del suministro: se miden la frecuencia de las interrupciones (FMIK y FMIT) y los otros dos miden la duración de las mismas (TTIK y TTIT).

- Nota por la evaluación de la encuesta: encuesta realizada a los clientes

- Nota por reclamos: nota según los registros de reclamos de los clientes.

Sobre la base de estos indicadores, se analizaron las notas obtenidas para el año 2014. En relación a las interrupciones prácticamente no existen diferencias con el promedio del total de tipos de empresa. Sin embargo es posible advertir una mejor evaluación de las pequeñas empresas (menos de 27.000 clientes) al momento de ser evaluadas por los clientes. Tanto en la nota en la encuesta como en la nota por reclamos, están por sobre el resto de las empresas.

Tabla 2: Notas de los indicadores del ranking SEC para el año 2014

Tamaño empresa	Nota índice de continuidad	Nota encuesta Ranking	Nota reclamos	Ranking SEC 2014
Pequeña	8,39	8,88	8,38	8,57
Media-pequeña	8,44	8,32	7,55	8,28
Media-grande	8,33	8,15	7,09	8,11
Gran empresa	8,62	7,93	6,92	8,15
Promedio	8,4	8,3	7,5	8,3

Fuente: Elaboración propia

Al analizar esto solo para aquellas empresas que concentran menos de 100.000 clientes (pequeñas y medias-pequeñas), se evidencia que las cooperativas son las que tienen peor desempeño en los índices de continuidad de suministro, en comparación con empresas no cooperativas (asociadas y no a holdings). Sin embargo al ver las evaluaciones que hacen los clientes (tanto en encuesta como en reclamos), vemos que están mejor que las empresas con holding (Ver tabla 3).

Tabla 3: Nota de los indicadores del ranking SEC para empresas pequeñas y medias-pequeñas.

ATD	Nota índice de continuidad	Nota encuesta Ranking	Nota reclamos	Ranking SEC 2014
Pequeña en Holding	8.33	8.15	7.26	8.13
Pequeña sin Holding	9.12	9.64	9.54	9.37
Cooperativa	8.24	9.17	8.84	8.66
Promedio	8.41	8.68	8.08	8.47

Fuente: Elaboración propia

- Sobre faltas a la normativa en la entrega del suministro eléctrico

Actualmente no existen metodologías claras para establecer criterios objetivos de las sanciones por incumplimiento de calidad, específicamente en relación a las interrupciones al suministro eléctrico. No obstante lo anterior se han realizado clasificaciones para establecer cuándo estas fallas son imputables a la empresa y por lo tanto recibir una multa u otras sanciones menores, y/o pagar compensaciones. Estas clasificaciones son: i) interno: causas por las instalaciones de responsabilidad de la concesionaria; ii) externo: causas externas atribuibles a generación, transmisión o subtransmisión y iii) de fuerza mayor, causas consideradas impredecibles o irresistibles a la empresa.

Los datos proporcionados por la SEC no tienen sistematizadas las causas de las multas, por ende se hace difícil hacer una revisión de las causas de las fallas. Sin embargo hace un par de años la SEC realizó comparaciones internacionales de calidad de suministro, a través del indicador SAIDI- *System Average Interruption Duration Index*- el cual da cuenta de la duración promedio de interrupción por cliente servido al año. Si bien este indicador no es el oficial al momento de evaluar el rendimiento de las empresas, tiene la ventaja de que está desagregado por las causas que ocasionan la interrupción: interno, externo y fuerza mayor. Esto permite realizar un proxy a los problemas que estarían ocasionando las fallas actualmente.

Según los datos analizados, no existirían tendencias claras de las fallas asociadas al tamaño de las empresas, aunque si por ATD, que como vimos tienen directa relación con las características territoriales (nivel de aislamiento) en donde operan. Como tendencia general se ve que la mayor cantidad de horas de interrupción se explica por razones de fuerza mayor (14.44 hrs/cliente año), luego por responsabilidad interna de las empresas (11.68 hrs/cliente año) y finalmente por causas externas a la empresa asociadas a los sistemas de los sistemas de generación, transmisión o subtransmisión. En todas estas mediciones son las ATD 5 y 6 -donde se concentran las empresas pequeñas y medias-pequeñas- las que tienen peores indicadores. (ver tabla 4). Esto podría deberse a factores territoriales como también a características propias de las empresas.

Tabla 4: Índices SAIDI externo, interno y fuerza mayor por ATD.

ATD	Externo	Interno	Fuerza mayor
1	0.18	5.41	3.13
2	3.61	8.73	11.26
3	2.91	6.49	8.88
4	5.34	11.69	12.80
5	6.00	15.79	24.53
6	10.31	17.15	17.29
Promedio	5.18	11.68	14.77

Fuente: Elaboración propia

Junto con evidenciar que podrían existir aspectos propios de estas zonas que estarían haciendo más difícil la entrega del suministro, también es interesante resaltar la discusión sobre los criterios para clasificar las interrupciones. A pesar de que la ley define las razones de fuerza mayor como *imprevisto imposible de resistir* (ver capítulo de legislación), esta definición sigue siendo un tanto vaga. Por ejemplo, según lo manifestado por algunos gerentes de FENACOPEL en las entrevistas, habrían multas aplicadas bajo la noción de responsabilidades propias de las empresas (su símil sería el SAIDI interno), en circunstancias en que la empresa no sería responsable directamente de los hechos. Un ejemplo de esto son las podas de árboles, ya que actualmente las empresas no pueden ingresar a predios privados con el fin de podar árboles y evitar interrupciones de suministro producto de caídas sobre las líneas, principalmente en zonas de mal clima (temporales). Por este motivo, habría que definir dos salidas: i) clasificar estos hechos como de fuerza mayor, evitando las multas a las empresas, o bien ii) reconocer el costo e incluirlo en el VAD; iii) que la SEC intervenga en aquellos casos y permita el acceso de las empresas distribuidoras a terrenos privados, siempre que el objetivo sea mejorar y/o garantizar el suministro a los clientes.

Tal como se ha resaltado a lo largo del informe, la calidad del servicio en este sistema es lo más relevante. Producto de ello es necesario garantizarlo, aunque sin perjudicar a las empresas distribuidoras en circunstancias en que la responsabilidad no sea del todo de éstas. De ahí que las clasificaciones y sus criterios de aplicación resulten claves.

- **Multas como sanciones frente a problemas en la calidad de entrega del suministro**

La calidad del servicio es una de las aristas reguladas actualmente por el Estado, en orden de garantizar la efectiva distribución del suministro eléctrico a los clientes. En caso de que las empresas presenten fallas de operación, éstas son multadas por la SEC, según la gravedad de la falta.

A partir de los datos entregados por SEC se pudieron obtener para los años 2014 y 2015 (i) el total de multas, (ii) el monto total de la suma de las multas 2014 y 2015 (iii) el monto promedio definido como monto total/total multas, (iv) el total de clientes, y (v) la razón monto total/clientes. En la siguiente tabla se muestran los datos antes mencionados según tamaño de empresa¹⁵.

Tabla 5: Monto promedio y monto por cliente por tamaño empresa para los años 2014 y 2015

Tamaño empresa	Total multas	Monto total (UTM)	Monto promedio de las multas (UTM)	Clientes	Monto de multa por cliente (UTM)
Pequeña	14	3.580	256	232.952	0,02
Mediana-pequeña	55	29.457	536	538.164	0,05
Mediana-grande	122	71.329	584	1.793.270	0,04
Gran empresa	54	277.897	5.146	3.436.637	0,08

¹⁵ Para más información sobre la clasificación de empresas según tamaño Notas Metodológicas

Total	245	382.263	1.560	6.001.024	0,06
--------------	-----	---------	-------	-----------	------

N: 29 empresas¹⁶

Fuente: Elaboración propia en base a datos SEC (2015).

A la luz de los resultados se puede ver que las empresas más pequeñas son quienes tienen un monto de multa promedio más bajo y poseen la menor razón monto/cliente. Las empresas grandes son quienes pagan el mayor monto promedio y tienen la mayor razón monto/cliente (equivalente a 5 veces el valor de las empresas más pequeñas). Un mayor monto por multa puede deberse al hecho de que son las empresas más grandes quienes atienden a un porcentaje mayor de la población. En ese sentido la gravedad de la falta a la norma es mayor, ya que es mayor la cantidad de población afectada, a diferencia de las empresas más pequeñas. Sin embargo, las empresas de mayor tamaño son las que tienen el monto por cliente más alto ¿?, lo que puede significar que se está considerando la capacidad económica de las empresas, a pesar de que actualmente la SEC no cuenta con una normativa donde establezca montos diferenciados por tal criterio.

Lo anterior coincide con los resultados obtenidos al analizar las multas por ATD (ver tabla 6), ya que ATD 1 y 2, que tienen a las empresas de mayor tamaño, presentan los mayores montos de multa promedio y mayores valores de monto por cliente. Llama la atención el alto monto de la multa promedio de la ATD 1, que es 33 veces el monto promedio más bajo, que corresponde a la ATD 6. Las ATD 5 y 6 tienen montos por cliente similares, pero la ATD 5 presenta montos promedio equivalentes a 4 veces los montos promedio de la ATD 6. Cabe suponer entonces, que sería el tamaño y la capacidad económica de las empresas, las variables consideradas al momento de aplicar las multas.

Tabla 6: Monto de multas aplicadas a las empresas por ATD para los años 2014 y 2015.

ATD	Total multas	Monto total (UTM)	Monto promedio de multas (UTM)	Clientes	Monto de multa por cliente (UTM)
1	16	162.830	10.177	1.745.153	0,09
2	129	166.709	1.292	2.037.187	0,08
3	54	21.925	406	1.152.887	0,02
4	14	9.425	673	454.456	0,02
5	12	15.207	1.267	417.472	0,04
6	20	6.167	308	193.869	0,03
Total	245	382.263	1.560	6.001.024	0,06

N: 29 empresas¹⁷

¹⁶ Se desestimaron las multas de las empresas EMETAL, ENELSA y EMELECTRIC dado que no se tienen datos de clientes para el año 2014. Para las empresas COELCHA, COPELAN, EDECSA, EEC, LITORAL, LUZ ANDES, LUZ LINARES, LUZ PARRAL y TIL TIL no se reportan multas para los años 2014 y 2015.

¹⁷ Se desestimaron las multas de las empresas EMETAL, ENELSA y EMELECTRIC dado que no se tienen datos de clientes para el año 2014. Para las empresas COELCHA, COPELAN, EDECSA, EEC, LITORAL, LUZ ANDES, LUZ LINARES, LUZ PARRAL y TIL TIL no se reportan multas para los años 2014 y 2015. Para más información ver Anexo Notas Metodológicas.

Fuente: Elaboración propia en base a datos SEC (2015).

Considerando que son las empresas pequeñas y medias-pequeñas, las que pagan menores valores de multas- grupos en donde se ubican las cooperativas- , se compararon las multas entre ellas, para verificar si existen distinciones entre empresas de menor tamaño, según su pertenencia o no a holdings, verificando si su comportamiento es homogéneo. Se puede apreciar en la Tabla 7 que las pequeñas empresas sin holding poseen menor monto promedio y menor razón monto/cliente. Las cooperativas le siguen en segundo lugar en ambos indicadores y poseen una razón monto/cliente 4 veces mayor que las pequeñas no asociadas y 4 veces menor a las asociadas. Las empresas pequeñas pertenecientes a un Holding tienen significativamente un mayor monto promedio de multa.

Tabla 7: Multas de pequeñas empresas desagregadas por grupo económico (holding) para los años 2014 y 2015.

Tipo empresa	Total multas	Monto total (UTM)	Monto promedio (UTM)	Clientes	Monto por cliente (UTM)
Pequeña en Holding	55	30.496	554	524.001	0,058
Pequeña sin Holding	3	394	131	99.643	0,004
Cooperativa	11	2.147	195	147.473	0,015
Total general	69	33.037	479	771.117	0,043

N: 29 empresas

Fuente: Elaboración propia en base a datos SEC (2015).

Junto con caracterizar la relación de las multas con el tamaño de las empresas y el contexto en donde operan, se indagó en la relación del monto de las multas con las ventas de las empresas, con el objetivo de verificar la capacidad de pago de los montos asignados. Para ello se utilizaron los porcentajes de los ingresos de explotación, resultados operacionales de las empresas según tamaño y razón corriente.

En la tabla 8 vemos que las empresas pequeñas tienen un monto de multa promedio expresado como porcentaje del Ingreso de Explotación similar al de las empresas de tamaño mediano-pequeño, y 5 veces el de las empresas tamaño mediano-grande. El caso es similar para los montos expresados como porcentaje del resultado operacional.

Tabla 8: Multas en relación a datos financieros por tamaño de las empresas, para el año 2014*

Tamaño Empresa	Monto multa promedio (UTM)	Monto por cliente (UTM)	Multa promedio como % del Ingreso de Explotación 2014 ¹⁸	Multa promedio como % del Resultado Operacional 2014
Pequeña	149	0,006	0,08%	0,65%
Mediana-pequeña	616	0,031	0,09%	0,69%
Mediana-grande	380	0,031	0,02%	0,13%
Gran empresa	-	-	-	-

N: 23 empresas¹⁹

Fuente: Elaboración propia en base a datos SEC (2015) y estados financieros empresas de distribución.

(*)Debido a que algunas empresas tienen sus datos financieros consolidados y no desagregados por empresa, los datos contables y financieros no consideran a las empresas de CHILECTRA y CGED (grandes empresa), y SAESA, CHILQUINTA y CONAFE (mediana-grande). Tampoco se tienen datos para la empresa CODINER. Además, dado que no se tienen estos datos contables para el año 2015, se realiza el análisis con información del año 2014. Por esta misma razón los resultados no son comparables a las tablas anteriores, que consideran la suma del número y montos de las multas de dos años consecutivos.

Como se mencionó anteriormente, la SEC no cuenta con una normativa donde establezca una metodología de cálculo de los montos de las sanciones, si no que queda a criterio del fiscalizador. Esto provoca incertidumbre y un gasto innecesario en recursos de apelación, tanto para las cooperativas como para la SEC. Aunque no existe certeza de que actualmente los fiscalizadores estén considerando la capacidad económica del infractor, no se ha encontrado evidencia suficiente que indique que las cooperativas están siendo más perjudicadas que otras empresas de igual o mayor tamaño.

¹⁸ Para este cálculo se consideró la UTM promedio del año 2014 de 41983,5 CLP.

¹⁹ Se desestimaron las multas de las empresas EMETAL, ENELSA y EMELECTRIC dado que no se tienen datos de clientes para el año 2014. Para las empresas COELCHA, COPELAN, EDECSA, EEC, LITORAL, LUZ ANDES, LUZ LINARES, LUZ PARRAL y TIL TIL no se reportan multas para los años 2014 y 2015. Para más información ver Anexo Notas Metodológicas.

3.3 Caracterización Financiera

Como se explicó en el apartado anterior, en el mercado de la distribución predominan las economías de densidad. Esto quiere decir que la operación en áreas menos densas implica mayores costos para las distribuidoras²⁰. Por este motivo empresas de diferente tamaño que sirven en distintas áreas pero que son similarmente densas²¹, tendrían costos medios similares.

El precio final que paga el usuario regulado está definido como la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, de un valor agregado por concepto de costos de distribución²² y de cargos por concepto del uso del sistema de transmisión²³. El componente de precio de distribución consiste en un Valor Agregado por concepto de costos de Distribución (VAD) que es determinado por la CNE cada cuatro años, y se basa en el costo medio de una empresa distribuidora eficiente (empresa modelo). El VAD considera costos fijos por usuario, pérdidas de distribución en energía y potencia, longitud de redes, y costos de inversión, mantenimiento y operación de la concesión de distribución, por unidad de potencia suministrada. Además, se establece que los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, la vida útil de esas instalaciones y una tasa de actualización del 10% real anual. Dada la diversidad de tamaño y densidad de consumo de las empresas chilenas, el cálculo del VAD se realiza por áreas típicas de distribución (ATD), que corresponden a grupos de empresas con VAD similares. Se establece una empresa modelo o eficiente para cada ATD, lo cual asume que empresas distribuidoras que enfrentan similares niveles de densidad poseen costos medios aproximadamente iguales. Esta empresa será el referente para el cálculo de los VAD, y tomando sus características de zona y área servida, se modela una empresa eficiente que otorgue el servicio. Dado que la agrupación en ATD es teórica, los costos de la empresa de referencia y la modelo, no necesariamente podrían estar representando los costos que asumen las restantes empresas dentro del ATD.

Las componentes del VAD para cada área típica se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la CNE. El mencionado estudio de costos también puede ser llevado adelante por consultores contratados por las empresas concesionarias de distribución. Para efectos de determinar los VAD definitivos, en caso que las empresas presenten estudios de costos propios, la CNE calcula para cada ATD el promedio aritmético de los estudios de VAD encargados por la CNE y de las empresas, con una ponderación de 2/3 y 1/3, respectivamente. Esto produce un incentivo a que los estudios de las empresas presenten costos mayores a los reales, y el de la CNE, menores. Esto hace que se produzcan diferencias importantes entre los VAD propuestos

²⁰ En las economías de densidad los costos por cliente o kW crecen a medida que la densidad disminuye.

²¹ Como medidas de densidad pueden utilizarse el número de clientes conectados a la red por kilómetros de red de distribución, o las ventas de potencia por km de media tensión, entre otras.

²² Se encuentra en trámite un proyecto de ley que propone modificar el componente distribución (VAD) de las tarifas residenciales, para que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior al 10% (Departamento de Prensa del Senado, 2015).

²³ Este precio es regulado y fijado por el CNE y se refiere a los precios de los peajes que tiene que pagar la distribuidora para transportar la energía por las líneas de transmisión y subtransmisión.

por cada parte, con el riesgo de que el promedio resultante no represente realmente los costos de la distribuidora. Estas diferencias se generan por varios factores, pero principalmente, por las diferencias de criterios y modelos de dimensionamiento utilizados por cada consultor, producto de cierto nivel de ambigüedad que permite diferentes interpretaciones (Pérez, 2011). Por otro lado, parte importante de los ingresos que obtienen las empresas de distribución corresponden a actividades distintas a la distribución regulada, por lo que resulta complejo poder asignar de forma adecuada la fracción de los gastos de administración que se utilizan específicamente en la actividad propia de distribución (Lomuscio, 2004).

Actualmente están definidas 6 ATD a lo largo del país, siendo la ATD 1 el grupo de empresas con menores costos de distribución, y la ATD 6 el grupo de empresas con mayores costos de distribución. Esto se traduce actualmente en tarifas más altas para los clientes de las ATD mayores, y más bajas para los de las ATD menores.

Las tarifas básicas son determinadas de manera que asegure que la industria, como un todo, tenga una rentabilidad dentro del rango del 6%-14%. Se entiende por tasa de rentabilidad económica la tasa de actualización que iguala los márgenes anuales antes de impuestos actualizados en un período de treinta años, con los VNR de las instalaciones de distribución, incluidas aquellas aportadas por terceros. A pesar de esto, la SEC y la CNE no realizan chequeos de rentabilidad para cada empresa, si no que únicamente de manera agregada para la totalidad de las empresas. En este sentido, el crecimiento de la rentabilidad de unas empresas puede ser compensado por la disminución de otras, permitiendo que el promedio de la industria permanezca dentro del rango establecido por la ley. La importancia del chequeo de rentabilidad por empresa radica en que rentabilidades muy bajas estarían evidenciando empresas que podrían cerrar o eventualmente quebrar.

En este apartado se realiza una aproximación a la rentabilidad de las empresas de distribución que operan en el mercado chileno. Más que hacer un análisis exhaustivo, esto se realizó con el fin de observar de manera general el comportamiento de algunos indicadores financieros.

En este estudio se utilizaron cuatro ratios financieros con el objetivo de poder tener un análisis global de la rentabilidad de cada empresa, y en comparación con las otras empresas que componen el mercado. Los datos para el cálculo de ellos se obtuvieron de los estados financieros publicados por las empresas para los años 2012 a 2014. Los indicadores utilizados fueron:

- i) **Rendimiento sobre Activos (ROA):** es un indicador de rentabilidad que representa qué tan eficientemente una empresa puede gestionar sus activos para producir beneficios. Este indicador se calcula como la razón entre las ganancias y el total de activos, y se representa como porcentaje. En este estudio el ROA fue elaborado a partir del resultado del ejercicio (ganancias) antes de impuestos con el fin de determinar la rentabilidad obtenida a partir del negocio de la distribución, y aislar los beneficios tributarios que puedan tener las empresas cooperativas. Se optó por no sumar los intereses por no estar explícitamente publicados en varios estados financieros.

- ii) **Rendimiento sobre el Patrimonio (ROE):** mide el rendimiento que se obtiene del capital propio de cada empresa. Este indicador se calcula como la razón entre las ganancias y el patrimonio total, y se representa como porcentaje. Es importante tener en cuenta que el valor del ROE puede ser influenciado “artificialmente” por la administración. Por ejemplo, si el valor de los fondos propios cae, el ROE sube.
- iii) **Margen Operacional (MO):** mide la proporción de los ingresos de una empresa que queda después de pagar los costos variables de producción, como los salarios, materias primas, etc. El margen operacional se expresa como porcentaje y se calcula como la razón entre los resultados operacionales (también llamados de explotación) y los ingresos de explotación.
- iv) **Razón Deuda Patrimonio:** a diferencia de los tres anteriores este corresponde a un indicador de apalancamiento financiero. Este ratio compara el total de pasivos de una empresa con su capital, y se calcula dividiendo el total del pasivo por el patrimonio total.

Para la realización de este estudio se utilizaron datos de los estados financieros de los años 2012 a 2014 publicados por las empresas distribuidoras. Como no se encontraron todos disponibles²⁴, en varios casos no se pudieron calcular los indicadores. Los resultados no consideran a las empresas: CHILQUINTA, CONAFE (grupo CGE), CHILECTRA (grupo Enersis), CGED, SAESA, EMETAL (grupo CGE), y CODINER.

En la siguiente tabla pueden verse los valores ROA para cada una de las cooperativas. Sólo COELCHA y CRELL han tenido rendimientos crecientes, mientras las demás han tenido bajas de rentabilidad. COELCHA, COPELAN y COPELEC son las cooperativas con mayores promedios de ROA, mientras que CRELL y SOCOEPA los menores.

Tabla 9: Rentabilidades sobre activos cooperativas años 2012 a 2014.

Cooperativa	ROA 2012	ROA 2013	ROA 2014	Promedio ROA
CEC	5,4%	-2,9%	5,7%	2,7%
COELCHA	2,6%	4,8%	4,8%	4,1%
COPELAN	4,5%	4,7%	3,4%	4,2%
COOPREL	3,1%	4,4%	2,4%	3,3%
COPELEC	3,3%	4,6%	3,7%	3,9%
CRELL	1,5%	1,5%	3,6%	2,2%
SOCOEPA	1,6%	2,0%	0,3%	1,3%
Total	3,1%	2,7%	3,4%	3,1%

N: 7

Fuente: Elaboración propia en base a recopilación de estados financieros en memorias anuales 2012, 2013 y 2014.

²⁴ Básicamente porque los estados financieros se encontraban consolidados y no de la empresa aislada de sus filiales.

En la siguiente tabla pueden verse los valores ROE para cada una de las cooperativas, que tienen directa relación con los valores de ROA antes expuestos. La mayoría de las cooperativas bajó sus rendimientos el año 2014, excepto CEC y CRELL. Sólo CRELL ha tenido rendimientos crecientes, mientras las demás han tenido bajas de rentabilidad. Nuevamente, COELCHA, COPELAN y COOPELEC son las cooperativas con mayores promedios, mientras que CRELL y SOCOEPA los menores.

Tabla 10: Rentabilidades sobre patrimonio cooperativas años 2012 a 2014.

Cooperativas	ROE 2012	ROE 2013	ROE 2014	Promedio ROE
CEC	6,8%	-2,6%	4,8%	3,0%
COELCHA	2,4%	4,7%	4,4%	3,8%
COPELAN	4,8%	5,1%	3,9%	4,6%
COOPREL	3,3%	4,3%	2,8%	3,4%
COPELEC	3,7%	5,2%	4,2%	4,4%
CRELL	1,5%	2,1%	3,8%	2,5%
SOCOEPA	1,6%	2,2%	0,2%	1,3%
Total	3,4%	3,0%	3,4%	3,3%

N: 7

Fuente: Elaboración propia en base a recopilación de estados financieros en memorias anuales 2012, 2013 y 2014.

En la siguiente tabla pueden verse los valores de Margen Operacional para cada una de las cooperativas. COELCHA, COPELEC y CRELL son las cooperativas con mayores promedios, mientras que CEC y COPELAN los menores. Nuevamente, la mayoría de las cooperativas bajó sus rendimientos el año 2014, excepto CEC y CRELL, lo que explica en gran parte el comportamiento de las rentabilidades sobre patrimonio. Esto puede explicarse porque el MO depende fuertemente del nivel de crecimiento de las ventas de energía, que a su vez está determinado por el crecimiento de la economía (Lomuscio, 2004), y en el año 2014 el PIB de Chile se expandió 1,9% respecto de 2013, su menor alza en 5 años. El precio de la energía que pagan las distribuidoras también puede afectar el margen operacional dado que varían los ingresos de explotación. Por otro lado, el resultado operacional depende de los costos de explotación, es decir, una baja en ellos aumenta los resultados operacionales.

Tabla 11: Márgenes Operacionales cooperativas años 2012 a 2014.

Cooperativas	Margen Operacional 2012	Margen Operacional 2013	Margen Operacional 2014	Promedio Margen Operacional
CEC	3,2%	-7,7%	6,3%	0,6%
COELCHA	4,0%	8,9%	8,6%	7,2%
COPELAN	1,0%	5,1%	0,6%	2,3%
COOPREL	2,7%	8,4%	4,1%	5,1%
COPELEC	1,6%	9,5%	6,3%	5,8%
CRELL	4,7%	6,3%	8,6%	6,5%
SOCOEPA	3,9%	4,4%	2,0%	3,5%
Total	3,0%	5,0%	5,2%	4,4%

N: 7

Fuente: Elaboración propia en base a recopilación de estados financieros en memorias anuales 2012, 2013 y 2014.

En la tabla siguiente se muestra un promedio de los 3 indicadores de rentabilidad antes presentados de las empresas clasificadas por ATD, además de su razón deuda patrimonio. Como se mencionó anteriormente, estos cálculos no consideran a las empresas CHILECTRA (ATD 1), CGED (ATD 2), CHILQUINTA y CONAFE (ATD 3), y SAESA (ATD 4), que corresponden a las 5 empresas que más energía venden en Chile²⁵. Estas empresas no sólo son muy influyentes en los cálculos por ATD dado su gran tamaño y nivel de ventas, sino que además, 4 de ellas son la empresa modelo de sus respectivas áreas²⁶. Por estas razones es que no se puede realizar un análisis representativo de la situación de las primeras 4 ATD. Sin embargo, además de analizar las dos ATD restantes (5 y 6), en la tabla siguiente se muestra información de la ATD 2, debido a que una de las cooperativas (CEC) se encuentra en ella y su comparación con otras empresas del área podría ser de utilidad.

²⁵ En el año 2014 la SEC reporta 11.000 GWh vendidos por Chilectra, 8.049 GWh por CGED, 2.272 vendidos por Chilquinta, 2.048 por Saesa y 1.593 por Conafe.

²⁶ CHILECTRA es la empresa modelo del ATD 1, CGED del 2, CONAFE del 3 y SAESA del 4.

Tabla 12: Rentabilidad promedio de las empresas de distribución eléctrica según ATD entre los años 2012-2014²⁷

ATD / EMPRESAS	Tamaño	ROA Promedio	ROE Promedio	Margen Operacional Promedio	Razón Deuda Patrimonio Promedio
ATD 2					
CEC	Pequeña	2,7%	3,0%	0,6%	0,42
LUZANDES (*)	Pequeña	9,2%	9,0%	12,7%	0,14
EEPA	Mediana Pequeña	-28,0%	S/D	-7,1%	-4,01
EMELAT (*)	Mediana Pequeña	4,4%	8,8%	4,9%	1,53
ELECDA (*)	Mediana grande	5,5%	10,1%	8,1%	1,20
ATD 5					
COPELAN	Pequeña	4,2%	4,6%	2,3%	0,20
COOPREL	Pequeña	3,3%	3,4%	5,1%	0,12
LUZLINARES (*)	Pequeña	9,2%	8,7%	19,5%	0,11
LUZSORNO (*)	Pequeña	11,0%	11,9%	21,1%	0,33
LUZPARRAL (*)	Pequeña	11,3%	11,2%	20,9%	0,18
TIL TIL	Pequeña	1,3%	2,7%	-3,8%	0,83
FRONTEL (*)	Mediana grande	3,2%	4,2%	15,5%	0,54
ATD 6					
COELCHA	Pequeña	4,1%	3,8%	7,2%	0,18
CRELL	Pequeña	2,2%	2,5%	6,5%	0,32
SOCOEPA	Pequeña	1,3%	1,3%	3,5%	0,13
COPELEC	Mediana Pequeña	3,9%	4,4%	5,8%	0,50
EDELAYSEN (*)	Mediana Pequeña	7,0%	6,5%	36,9%	0,15

N: 25 empresas de distribución eléctrica

Fuente: Elaboración propia en base a recopilación de estados financieros en memorias anuales.

(*) Corresponden a empresas pertenecientes a grupos económicos más grandes. Las únicas empresas mostradas que no pertenecen a estos grupos, ni al grupo de cooperativas, son EEPA y TIL TIL.

Analizando el ATD 2, se puede ver que CEC tiene ROA y ROE promedio equivalente a un tercio de las rentabilidades de LUZ ANDES (perteneciente al grupo ENERSIS), empresa que vende la menor cantidad de energía del total de distribuidoras²⁸. Se puede ver también que LUZ ANDES tiene una razón deuda patrimonio más conservadora. En el caso del MO, LUZ ANDES tiene 21 veces el valor de CEC. Sin embargo, se debe tener en cuenta que CEC tiene valores bajos debido a los peores resultados obtenidos en el año 2013, y que si se consideran sólo los años 2012 y 2014 las diferencias son menos profundas. Cabe mencionar las bajas rentabilidades de la empresa EEPA, que se encuentra en notorio decrecimiento. Como se mencionó anteriormente, en el ATD 2 faltan empresas con holding muy influyentes, entre ellas la empresa modelo del ATD (CGED), por lo que no es posible hacer una comparación.

²⁷ En esta tabla se destacan en negrita las empresas modelo de cada grupo.

²⁸ En el año 2014 la SEC reporta 8 GWh vendidos por LUZ ANDES, y 103 GWh por CEC.

Por otro lado, en la ATD 5 las cooperativas COPELAN y COOPREL tienen las menores tasas de ROA y ROE, exceptuando los casos de FRONTEL y TIL TIL. Las empresas LUZ OSORNO, LUZ PARRAL Y LUZ LINARES (pertenecientes a los *holdings* CHILQUINTA y SAESA) presentan mayores márgenes operacionales que la empresa modelo FRONTEL (perteneciente al *holding* SAESA). Además, las cooperativas (COPELAN y COOPREL) tienen similares ROA y ROE que la empresa modelo FRONTEL, aunque marginan hasta 7 veces menos que ella, y 9 veces menos que la de mayor margen operacional del grupo (LUZ OSORNO).

Finalmente, en la ATD 6 las cooperativas tienen las menores tasas de ROA y ROE que la empresa EDELAYSEN (grupo SAESA). Además, esta última lidera el MO con un 36,9% promedio entre 2012 y 2014. Todas las otras empresas de esta misma ATD, que corresponden a cooperativas²⁹, poseen márgenes entre 5 y 10,5 veces menores que EDELAYSEN.

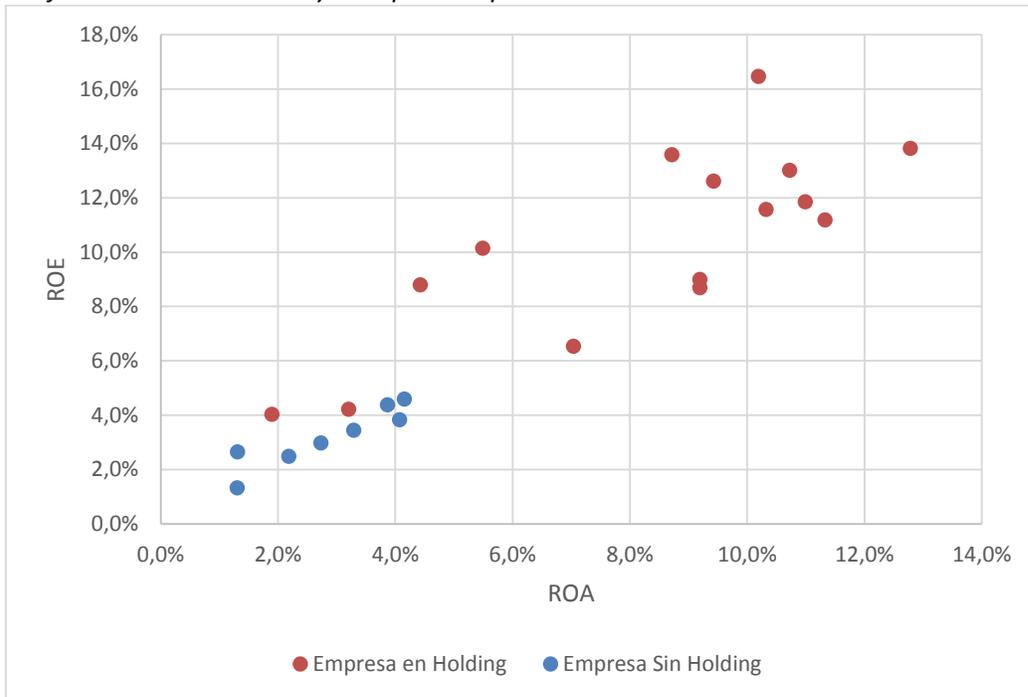
Es notoria la diferencia que existe entre las rentabilidades de las empresas que no pertenecen a grupos económicos en comparación a aquellas empresas que sí pertenecen, siendo así el negocio de la distribución más rentable para los grandes grupos económicos que para las cooperativas. Esta situación es crítica en el caso de empresas pequeñas no asociadas a holdings, las cuales están actualmente con cifras negativas en varios de los indicadores analizados.

Razones que expliquen bajos ROAs relativos podrían estar relacionadas a una menor eficiencia en la administración de los recursos, bajos retornos en la inversión en activos dados sus bajos niveles de ventas o porque la tarificación de alguna forma desfavorece a las empresas pequeñas al compararlas con las que pertenecen a un holding. Por otro lado, las diferencias de rentabilidades más notorias se dan en los valores de margen operacional. Una razón posible para esto es que las cooperativas tengan bajos niveles de ventas, o altos costos operacionales no representados en las tarifas reguladas. Otra explicación podría ser que una empresa perteneciente a un holding utilice apoyo de personal destinado a varios proyectos del holding, lo que conduciría a una subvaloración de los gastos de administración y ventas al momento de la tarificación.

En el siguiente gráfico muestran las rentabilidades de las empresas de distribución eléctrica. Se puede ver que las empresas no pertenecientes a un grupo económico (en este caso cooperativas y TIL TIL) se concentran en la zona inferior izquierda, es decir, de menor ROA y menor ROE. Por otro lado, las empresas pertenecientes a un grupo económico se concentran en la zona superior derecha, de mayores rentabilidades.

²⁹ No se tienen datos de CODINER y EMETAL

Gráfico 9: Valores de ROA y ROE para empresas de distribución eléctrica 2012-2014



N: 24 empresas de distribución eléctrica³⁰

Fuente: Elaboración propia en base a recopilación de estados financieros en memorias anuales.

Las rentabilidades de las empresas no pertenecientes a un grupo económico, medidas como margen operacional, ROE y ROA, son menores a las empresas pertenecientes a los grandes grupos económicos. A partir de los datos no se puede saber con certeza las razones que justifican esta situación. Sin embargo, a raíz de lo encontrado en la literatura, se podría suponer que las grandes diferencias de rentabilidad responden a bajas eficiencias operativas o tarifaciones deficientes. El modelo tarifario actual busca incentivar a las empresas a lograr mejoras en la eficiencia estableciendo un VAD que responda a los costos de una empresa modelo eficiente establecida para cada ATD, por lo que las empresas tienen muchos incentivos para buscar la eficiencia.. Lomuscio (2004) demuestra en un análisis de sensibilidad que el factor más importante en la rentabilidad corresponde a las tarifas fijadas por la autoridad a través del VAD, por lo que un error en la tarifación puede tener grandes consecuencias.

³⁰ No se considera las empresas EEPA y ENELSA por sus datos atípicos.

Tamaño/ Empresa	ROA Promedio	ROE Promedio	Margen Operacional Promedio	Razón Deuda Patrimonio Promedio
Pequeña				
CEC	2,7%	3,0%	0,6%	0,42
COELCHA	4,1%	3,8%	7,2%	0,18
COPELAN	4,2%	4,6%	2,3%	0,20
COOPREL	3,3%	3,4%	5,1%	0,12
CRELL	2,2%	2,5%	6,5%	0,32
EDECSA	10,3%	11,6%	12,4%	0,36
EEC	12,8%	13,8%	7,9%	0,25
ENELSA	-1,6%	-3,8%		0,85
LUZANDES	9,2%	9,0%	12,7%	0,14
LUZLINARES	9,2%	8,7%	19,5%	0,11
LUZOSORNO	11,0%	11,9%	21,1%	0,33
LUZPARRAL	11,3%	11,2%	20,9%	0,18
SOCOEPA	1,3%	1,3%	3,5%	0,13
TIL TIL	1,3%	2,7%	-3,8%	0,83
Mediana Pequeña				
COPELEC	3,9%	4,4%	5,8%	0,50
EDELAYSEN	7,0%	6,5%	36,9%	0,15
EDELMAG	9,4%	12,6%	23,9%	0,71
EEPA	-28,0%		-7,1%	-4,01
ELIQSA	10,2%	16,5%	12,0%	0,96
EMELARI	8,7%	13,6%	12,1%	0,80
EMELAT	4,4%	8,8%	4,9%	1,53
LITORAL	10,7%	13,0%	13,1%	0,45
Mediana Grande				
CHILQUINTA (*)	9,6%	15,8%	21,4%	1,00
CONAFE (*)	1,6%	2,8%	6,6%	0,81
ELECDA	5,5%	10,1%	8,1%	1,20
EMELECTRIC	1,9%	4,0%	37,2%	1,87
FRONTEL	3,2%	4,2%	15,5%	0,54
SAESA (*)	4,5%	6,5%	19,7%	0,77
Grande				
CGED (*)	2,5%	6,0%	5,7%	1,06
CHILECTRA (*)	15,3%	16,4%	14,0%	0,25

(*) Estos resultados se obtuvieron a partir de los datos disponibles en los estados financieros consolidados de las empresas.

3.4 Beneficios sociales para la comunidad

A través de las fichas técnicas entregadas por las cooperativas y entrevistas realizadas a los Gerentes se pudo identificar los beneficios que las cooperativas entregan. En algunos casos éstos beneficios fueron cuantificados a partir de la información contenida en las fuentes antes mencionadas.

En segundo lugar se exponen las opiniones y percepciones que declararon los distintos tipos de socios, clientes y autoridades que fueron entrevistados en el trabajo de terreno, específicamente para las cooperativas de COOPELAN y COPELEC. Con ello fue posible: i) caracterizar aquellas cosas que destacan de las cooperativas; ii) grado de conocimiento de los beneficios que actualmente entrega la cooperativa.

3.4.1 Beneficios a los clientes en el Mercado Eléctrico

Para los Gerentes entrevistados los beneficios que entregan las cooperativas son principalmente dos: **“Cobertura en zonas rurales donde otras empresas no lo hacen”** y **“Calidad de Servicio”**, vinculada principalmente al tipo de atención que estas entregan a sus clientes.

Con respecto a la cobertura, el rol que cumplieron en los años 50 aún permanece en el tiempo. Si bien, el desarrollo ha llegado a varias zonas del país, donde además ellos han tenido un rol importante, aún existen zonas aisladas de baja densidad poblacional con personas vulnerables.

“...antes las empresas distribuidoras, eran privadas en esa época, no se interesaban por malos negocios, entonces el campo siempre fue un mal negocio para las empresas eléctricas.” (Gerente Cooperativa)

“...también tenemos zonas rurales y en la pre-cordillera que hay unos viejos que yo no sé porque viven ahí, pero también tienen energía eléctrica, entonces esos clientes no los va a tomar nunca una empresa con la característica de las grandes.”(Gerente Cooperativa)

Independiente de que algunas cooperativas tengan una mayor participación en zonas urbanas, como es el caso de CRELL, todos los entrevistados se alinean en esta característica de las cooperativas porque incluso en esas circunstancias, de participación urbana, las zonas rurales que proveen de electricidad son aisladas, rurales y vulnerables.

“Nosotros tenemos sectores, por ejemplo, nosotros como cooperativa abastecemos sectores muy cercanos a la frontera con Argentina, los sectores cordilleranos. Sectores que han mantenido su condición de ruralidad, y la van a mantener siempre, porque están bajo condiciones extremas.”(Gerente Cooperativa)

Por otra parte, para los entrevistados, la cobertura que entregan las cooperativas en zonas rurales es el principal aporte de éste tipo de empresas.

“...y ahí volvemos al origen, porque nosotros fuimos capaces de llevar un servicio básico de aquellos sectores donde simplemente no existía, que es los sectores rurales. O sea, es la génesis de las cooperativas. Si tú analizas el gran beneficio de las cooperativas está en la génesis, que se hayan creado.”(Gerente Cooperativa)

Esa cobertura que entregan las cooperativas hoy en día se refleja, principalmente, en la **mantención de las líneas** que se encuentran operando para lo cual invierten el 100% o cerca del 100% de los remanentes obtenidos, bajo el concepto de modernización de sistemas, líneas y de equipos de terreno.

“... obviamente en algunos casos la mayoría de las cooperativas no distribuimos utilidades, sino que las reinvertimos para mejorar el servicio.” (Gerente Cooperativa)

En lo que respecta al porcentaje de territorio nacional que se encuentra sin energía no supera el 1%, aunque algunos entrevistados hablan del 3%, esos sectores corresponde a zonas aisladas donde el costo de operación es muy alto.

Para los gerentes participar en proyectos de electrificación de esas zonas aisladas es difícil debido a los altos costos que esto implica y es una opinión que no sólo sostienen ellos sino también las autoridades regionales.

“(Electrificación) De nuevos sectores la verdad es que va siendo bastante difícil, porque los costos de instalación y propagación de esta red eléctrica, como usted sabe son altos, y la gente muchas veces, los sectores de bajos ingresos no disponen de los recursos como para poder tener acceso a energía eléctrica, o son grupos familiares, o son un conjunto de grupos familiares a los cuales el costo de la instalación de la red, del aumento de la red no están en condiciones de asumirlo. Ahora usted sabe que el Estado tiene programas en que el Estado hace un aporte para la instalación de la luz eléctrica, pero muchas veces estos programas también se quedan cortos” (Autoridad)

Sin embargo, todas las cooperativas señalan haber participado o tienen la disponibilidad de participar en proyectos de Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), en donde en algunos de los casos ellos los han denominado de “Relleno”, es decir, electrificar zonas que se encuentren cercanas a sus líneas.

“... en definitiva nosotros vemos la necesidad se recorren los campos, se ve, se sacan los listados se trabajó un poco con la municipalidad se desarrolla este proyecto y se presenta al gobierno regional.” (Gerente Cooperativa).

“...a través de proyectos FNDR con aportes del gobierno, o sea el gobierno nos entrega nosotros ciertos recursos proyectos del fondo nacional de desarrollo regional para que nosotros construyamos ciertas líneas y podamos llegar a ciertos lugares más aislados, para poder electrificar a ciertas personas de escasos recursos...”(Gerente Cooperativa)

Esta visión se ratifica cuando revisamos las opiniones de los entrevistados que corresponde a las autoridades regionales y locales. En este caso, todos los entrevistados relevan el rol histórico que cumplieron las cooperativas.

“Pero por cierto, lo que la cooperativa primero que nada, llegan a lugares donde otros no llegan, así lo veo y; segundo, de una u otra forma tienen una mayor sensibilidad en la solución del problema que las empresas grandes.” (Autoridad)

Sin embargo, para una de las autoridades entrevistadas, ese rol que cumplieron las cooperativas, hoy también lo quiere cumplir la empresa privada, aunque reconoce que con mayor dificultad, ya que no siempre está dispuesta a bajar costos, en este caso se encuentra SAESA con su filial Frontel.

Ahora bien, los gerentes han señalado que las empresas privadas han entrado a sectores rurales, pero a pesar de ello éstos aún siguen siendo poco rentables.

“...las empresas privadas intervienen hasta cierto punto no más, ellos atienden zonas rurales hasta ciertos puntos y después más allá no les interesa, no porque la cantidad de clientes y demanda por kilómetro de red es muy bajo.”(Gerente Cooperativa)

Sin embargo, y aquí concuerdan todas las autoridades, que las cooperativas tienen tres características que las “pone por sobre ese tipo de empresas.”.

1. Capacidad de decisión. Al ser empresas pequeñas tienen una capacidad de decisión rápida y resolutive. En general las empresas grandes se demoran en responder ante los requerimientos de autoridades e incluso ante representantes de proyectos inmobiliarios, mientras que las cooperativas siempre tienen la disponibilidad de escuchar la demanda y responder ante ella.
2. Conocimiento de la zona. En este punto no solo se considera a la empresa pequeña sino que también a la cooperativas, pues las personas que la integran (socios) son personas de la zona, pequeños y grandes agricultores que se conocen de toda la vida, no solo ellos si no que también sus familias. Por otra parte, hay que considerar que las personas que integran las directivas de las cooperativas se encuentran siempre en contacto con la comunidad, por lo tanto, funcionan como canales de información y canalización de demandas. En este caso las cooperativas llevan años operando en la zona.
3. Sensibilidad ante los problemas sociales. Este punto se conjuga con el anterior, pues al conocer las zonas, el territorio y sus personas también conocen las dificultades que se presentan en ella. En este punto surge lo que es la base de la cooperativa, responder a la necesidad, ayuda mutua, aporte para mejorar la vida de las personas.

“(Sector de Cullinco, comunidad sin energía eléctrica)...y le pedimos una audiencia al gerente, en este caso el señor Neira. Y el señor Neira se sorprende de saber que se estaba luchando por esto, porque lo que se había pedido era una cotización comercial, sin mayor análisis ni características de lo que se estaba haciendo ahí, que era una cuestión colectiva. La primera sorpresa para mí fue la cotización que nos hacen nueva, donde lejos de la cotización original, era bastante millones menos, entonces yo le propuse a la comunidad miren trabajemos juntos, yo me coloco con tanta plata y ustedes se colocan con esta otra, más el aporte que va a hacer la empresa... La gente se entusiasmó se armaron una serie de actividades, se juntó la plata muy rápidamente y al poco andar en menos de un año teníamos luz eléctrica en el sector, por lo tanto en conclusión, la cooperativa cumplió con el rol que tenía que cumplir, pero lo cumplió cuando supo el gerente de que realmente lo que se estaba haciendo ahí era un interés colectivo, el gerente tuvo la paciencia de captar para dónde iba la micro”(Autoridad)

“... somos una empresa pequeña que no tenemos grandes dotaciones de personal en la parte administrativa. Y eso hace que cuando se va a tomar una decisión importante, la burocracia desaparece y la decisión por tanto se hace más efectiva y en menor tiempo.”.(Gerente Cooperativa)

Las autoridades invitan a las cooperativas a trabajar esas características y a valorizarlas.

Por otro lado, las autoridades, si bien invitan a las empresas (todas) que operan en la zona a participar en proyectos sociales, señalan que es mucho más fácil trabajar con las cooperativas, precisamente, por su sensibilidad de los problemas sociales. En esos casos las cooperativas están dispuestas a trabajar al costo e incluso no cobrar por trabajos, cuando se trata de proveer de instalaciones eléctricas a un grupo de personas. Para las autoridades el retorno o ganancia de todas las empresas eléctricas está posteriormente en el cobro de la energía consumida.

“... yo creo, nos hace tener una mayor sensibilidad social, por así decirlo, y una mayor responsabilidad social empresarial, que el trato es mucho más directo. Por lo tanto, yo creo que sí hay otra forma de ver los negocios.”(Gerente Cooperativa)

“... en alguna oportunidad hace un tiempo atrás me acerqué a Coopelan con la finalidad de que pudiesen trasladar unos postes de distribución, era trasladarlos de un lugar digamos a 10 o 15 m más atrás, la razón es que teníamos que instalar un puente mecano. Si yo voy a conversar con una empresa de las grandes, me cobran el traslado del poste, así es, sin embargo en vista de que estábamos ante un objetivo social fundamental para dar acceso en esta época a máquinas cosechadoras, a grúas y todo ese tipo de cosas, Coopelan no cobró ni un sólo peso e hizo el trabajo”(Autoridad)

“... tengo la mejor opinión de esta cooperativa y por lo demás la tarifa es más baja que Frontel, tiene menos cortes que Frontel, y la percepción ciudadana era que teníamos que cambiarnos a Coopelan, y no seguir en Frontel.”.(Autoridad)

En cuanto a la calidad del servicio, cuando indagamos en este concepto a través de los representantes de las cooperativas, encontramos que adquiere gran relevancia, pues es la primera característica que los entrevistados relevan de la empresa de la cual son parte.

“... nosotros creemos que estas empresas pequeñas tienen una atención mucho más personalizada que las grandes empresas, si tú vas una gran empresa tiene que empezar por sacar el número y pueden haber unas 20 personas antes... pasa lo mismo en las grandes empresas, tú vas y después llegas y la persona te da una justificación que no te deja contento... presentar tal cosa, en cambio lo nuestro tiene esa ventaja que somos más personalizados, el acceso a los ejecutivos es instantáneo estando tu allá entonces es una fortaleza y estas cosas tampoco por ser líder por el lado de la autoridad que la satisfacción del cliente.”(Gerente Cooperativa)

Para entender de mejor manera este concepto debemos tomar en cuenta lo que las autoridades consideran por calidad de servicio. En esta línea, tenemos que la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), a través de su Ranking³¹ evalúa a las empresas de Distribución Eléctrica bajo tres ejes que con un peso determinado conforman el Índice de Calidad. Estos ejes son:

- Índice de Calidad del Suministro (50% del índice final)
- Encuesta de calidad del servicio (37,5% del índice final, aplicada a los usuarios)
- Reclamos de clientes (12,5% del índice final).

Considerando éstos ejes se pudo observar que el principal elemento que destacan y señalan los gerentes es la “Calidad de Atención a Clientes”. En esta línea, ellos señalan que las cooperativas entregan una mejor atención de clientes que las empresas grandes que se encuentran en las mismas zonas donde ellas operan. Esta atención está compuesta por una relación cercana, personalizada, con

³¹ Información contenida en el capítulo de caracterización de las cooperativas, Informe Final.

una estructura organizacional que les permite a las personas acceder a cualquier trabajador de la empresa e incluso a gerentes si es necesario y también si no lo es, pues los clientes tendrían la libertad de solicitar ser atendidos por el gerente y este último tiene la responsabilidad de hacerlo.

“Entonces, qué incentivo le doy a mi usuario, el incentivo que le doy, mire, ante la eventualidad de la falla o ante la eventualidad de un reclamo suyo, yo le voy a dar una respuesta rápida y pronta, yo lo voy a recibir en una oficina, usted va a poder llegar a mi oficina directamente, que es una de las cosas que se reconocen en el ranking, porque cuando hacen la pregunta a los clientes en general, una de las cosas que dejan en claro, que independiente que ellos estén molestos fueron recibidos y sus consultas tuvieron una respuesta.”(Gerente Cooperativa)

Por otra parte, esta calidad en la atención no sólo se puede encontrar en el trato que entregan los trabajadores de la cooperativa en las oficinas de la empresa, sino que también en terreno, donde los gerentes señalan que las personas saben que ante cualquier falla la cooperativa va a acudir y les va a dar una respuesta.

“... nosotros la cantidad de brigadas que tenemos por cooperado, o por cliente, es mucho más grande que Chilectra, en términos de calidad de servicio, de personas de servicio, de respuesta al cliente, nosotros tenemos una dotación mucho más grande que la que tiene Chilectra o cualquier empresa grande.”(Gerente Cooperativa)

Pero esta característica pareciera no ser exclusiva de las cooperativas sino más bien de las empresas de menor tamaño. Su estructura organizacional les permitiría poder entregar una atención más cercana con una mayor capacidad resolutive.

Para los gerentes de otras empresas que fueron entrevistados (EEPA y Til Til), la calidad en la atención no sólo es el mejor beneficio que le pueden entregar a las personas sino que además es el gran aporte que hacen este tipo de empresas al mercado eléctrico.

“Nosotros tenemos varios sistemas de pago y las personas prefieren venir a la oficina y sacar su número para ser atendidos... si necesitan hablar con el gerente de la empresa también lo pueden hacer, las personas lo saben y lo han hecho.”(Gerente Empresa Privada Pequeña)

Siendo así y observando los resultados del Ranking de los últimos años pareciera ser que esa percepción se encuentra avalada pues las cooperativas cuentan con una mejor evaluación que las empresas grandes en cada uno de los aspectos medidos, aunque se debe de señalar que con respecto al índice de continuidad de suministro la diferencia con las otras empresas es menor.³²

Pero esta percepción no solo es avalada con los resultados del Ranking, sino que además se sustenta con la percepción y opinión de los socios y clientes. Esta percepción se puede ver más adelante.

Además de lo anterior, existen otro tipo de beneficios que también son tangibles para los clientes y estos se encuentran directamente relacionados con el suministro de energía que es entregado a las personas.

³² Información contenida en el capítulo de caracterización de las cooperativas, Informe Final.

Si bien, en una primera instancia en las entrevistas los gerentes señalaron no otorgar beneficios a sus socios y clientes vinculados a la entrega de suministro se pudo observar con posterioridad que sí entregan algún tipo de beneficio. En esta situación se encuentran las cooperativas COPELEC, COPELAN, COOPREL y SOCOEPA.

“... por el acuerdo del Consejo que se ratifican en junta General, nosotros no cobramos la energía de invierno” (Gerente Cooperativa)

“Si hay algunas cosas que tienen con respecto de cuando hay fallas de su sistema, nosotros vamos y reparamos, no siempre cobramos, porque otras empresas cualquier falla te al cobran al final. Nosotros ese tipo de cosas no la cobramos. Nosotros no mucho más el servicio. Nosotros no hacemos mucha distinción entre un cliente y un socio.”(Gerente Cooperativa)

Estos beneficios tienen características particulares y específicas en cada cooperativa.

Beneficios Operacionales
declarados por las Cooperativas

Beneficios	Característica	Cooperativa
Créditos en instalaciones eléctricas	Se le otorgan créditos a las personas para facilitar las instalaciones eléctricas que luego son cobrados en sus boletas	COPELEC
Rebaja de tarifas	En El caso de COPELAN: Rebaja tarifa BT.1 Zonas Rurales Socios	COPELEC COPELAN
No cobro de la tarifa de invierno BT1		COOPREL
Clientes de tarifas BT2 y BT3 y AT2 y AT3	Con demandas contratadas y leídas se les considera que dicha potencia es Parcialmente Presente en Punta, sin importar el grado de utilización de la potencia en horas de punta (se le cobre el valor menor)	COOPREL
Financiamiento de cuentas eléctricas a cargo de las cuotas de participación		CRELL

4.4.2 Beneficios complementarios al Mercado Eléctrico

Existe una serie de beneficios que son declarados por todos los gerentes y que se han definido como complementarios al Mercado Eléctrico, donde existe la percepción de que han sido un aporte para las

comunidades donde se encuentran las cooperativas operando y que además, ese aporte ha permanecido en el tiempo.

En este contexto, uno de estos beneficios es que **“Los Recursos se quedan en el territorio”** y este hecho se da porque los dueños de la empresa, de la cooperativa son las mismas personas que viven en la zona y que además son clientes de ella. Esta percepción también se encuentra entre las autoridades entrevistadas.

“... es preferible que en definitiva este remanente... o utilidades derechamente, queden en la zona y se reinviertan aquí mismo a que salgan para afuera”.(Autoridad)

“... creo que de las utilidades que reparten ellos, eso queda en la zona necesariamente, a través de los beneficiarios individuales de los cooperados. Mientras que los otros como la CGE creo que son un grupo español, obviamente los retornos van a ir a España, o a otros no sé, pero los dineros como no tienen patria quizás a dónde van a terminar”(Autoridad)

Este beneficio también tiene un efecto en los clientes y socios. Para todas las cooperativas los **remanentes que obtiene la empresa son reinvertidos en su totalidad**, o parte importante de ellos, en el mejoramiento y mantención de las líneas, adquisición de tecnologías y recursos que permitan optimizar el funcionamiento de la empresa y, por lo tanto, entregar un servicio de calidad a todos sus clientes.

Por otro lado, también destacan el beneficio que obtienen los socios por ser los dueños de una empresa local y comunitaria, donde si bien no hay un bienestar económico inmediato, esta empresa tienen un **impacto social y comunitario**.

“...cooperativas se transforman en motorcitos de desarrollo en las comunidades en las que está”(Gerente Cooperativa)

Podemos ser chicos si pero nosotros somos una empresa comunitaria que fue capaz de darse un servicio social, de utilidad pública

“... un derecho de un socio, o sea es un beneficio, el socio tiene derecho de participar de la administración de su propia empresa de distribución tiene derecho a votar y ser elegido su propia empresa tiene derecho a fijar directrices, respecto a muchas decisiones de inversiones de su empresa entonces estos derechos no son palpables, no son derechos que impliquen un bienestar económico inmediato, pero si solo hecho de que una empresa comunitaria, social y administrada por todos”.(Gerente Cooperativa)

Otro de los beneficios que se destacan entre todos los gerentes, es que las cooperativas representan una **“Fuente Laboral”** para las personas de las Regiones donde opera. Si bien, ellos mismos se identifican como empresas pequeñas, sus instalaciones y operaciones han permitido reclutar a personas de la zona. Por otra parte, algunas cooperativas han declarado ser fuentes de práctica laboral, para estudiantes de la zona, como es el caso de COELCHA y otras han estrechado vínculos con establecimientos educacionales siendo directamente una fuente laboral, este es caso de COPELEC.

También nos parece importante de mencionar, que la gran mayoría de las cooperativas han creados otras áreas de negocios que, según lo señalado por los propios gerentes, han surgido a partir de la detección de las necesidades de los socios. El más destacado de ellos son los **“Retail”** donde tanto

socios como clientes han podido acceder a una línea de crédito sin verse envueltos en las trabas que usualmente se encuentran otras tiendas comerciales más grandes.

Considerando el área social, encontramos a nivel de comunidad la **“Participación en Fondos Nacionales de Desarrollo Regional”**. Estos beneficios son fundamentales para el desarrollo de las comunidades de las cuales las cooperativas no sólo cumplen un rol de participar en ellos sino que además, en algunos casos como COOPREL, detectando las necesidades de las personas. Se debe que las cooperativas no sólo trabajan desarrollando los proyectos sino que también aportando con recursos económicos e incluso trabajando al costo.

Otro de los beneficios declarados corresponde a una **“Beca de estudios”** otorgada por COELCHA a la comunidad escolar del Liceo Politécnico Monte Águila, sin hacer distinción si los alumnos tienen algún vínculo con la cooperativa.

Con este ámbito comunal, se encuentran los aportes que entregan algunas cooperativas como COPELAN, COELCHA, SOCOEPA a organizaciones sociales comunales o instituciones como hogares de ancianos, juntas de vecinos, club deportivo.

Beneficios declarados por los Representantes de las Cooperativas

En un aspecto más específico se encuentran beneficios que van en directo beneficio a los socios y que en algunos casos se extiende a los clientes.

En el caso de algunas cooperativas como COELCHA, SOCOEPA y COPELEC, existen algunos beneficios que tienen costos asociados, como ejemplo la “cuota mortuoria”, sin embargo, para las cooperativas el beneficio final que tienen los socios es mucho mayor. Otro tipo de beneficios que también tienen costos asociados, en el caso de la cooperativa COPELEC, los socios acceden a un precio preferencial.

A continuación se presenta un listado de esos beneficios entregados por las cooperativas: Servicios funerarios: En el caso de la cooperativa COPELEC los socios pueden acceder a estos servicios cancelando una cuota mensual \$500.

Servicios Funerarios	✓	Carroza para el retiro del fallecido
	✓	Urna
	✓	Carroza para el funeral
	✓	Auto de acompañamiento para el funeral
	✓	Capilla Velatoria con cirios o tulipas
	✓	Salón velatorio (optativo)
	✓	Libro de condolencias
	✓	Obituario (Diario La Discusión)
	✓	Arreglo floral
	✓	Tramitación legal
	✓	Asesoría en trámites de cremación y exhumación
	✓	Otros
	El servicio por las 20 UF cubre un radio de hasta 100 kilómetros gratis	

La Cooperativa SOCOEPA, también señala contar con un beneficio de éste tipo, sin embargo, no existe registro de las especificaciones de aquel servicio.

- Uso del complejo deportivo: Hace referencia a un espacio de recreación que cuenta canchas de fútbol, piscinas, centro de eventos entre otras cosas, donde los socios tienen acceso gratis con un máximo de 10 personas. En el caso del salón de eventos tiene un precio referencial.
- Programa de Apoyo pedagógico (Preuniversitario): Destinado a cooperados o familiares directos que se encuentren cursando tercero y cuarto medio.
- Beca de residencia: Corresponde a un hogar para estudiantes, destinado a hijas o nietas de cooperados.
- Cursos para cooperados: Cursos para incorporar nuevas herramientas de trabajo para el desarrollo laboral de Pymes, convenio con el centro de desarrollo Negocios de Sercotec.
- Becas de estudio: Este beneficio se da en dos niveles. Financiamiento de estudios universitario en la Universidad de Concepción sede Los Ángeles y financiamiento de estudios a nivel técnico en el Liceo Industrial de Los Ángeles.
La Cooperativa SOCOEPA también cuenta con becas de estudio pero no se cuenta con mayor información.
- Cuota Mortuoria: Pago de cuota mortuoria con la finalidad de ayudar a absorber parte de los gastos involucrados.
- Bonificación a socios de un 10%: Consiste en la devolución del 10% del total las compras realizadas en un año en la comercial de la Cooperativa (COOPREL).
- Seguros de vida.

3.4.3 Cuantificación de los beneficios

A través de las fichas técnicas que fueron enviadas por los gerentes se ha podido conocer algunos los costos en los que incurren las cooperativas al otorgar beneficios a sus socios y clientes. Si bien se les solicitó que enviaran los montos asignados anualmente, en algunos casos el monto no fue enviado o gasto anual no queda claro.

A partir de esta información recopilada se observa como una necesidad y desafío el lograr cuantificar los beneficios que hoy se encuentran visibilizados.

**Beneficios Sociales entregados
por las Cooperativas y montos asignados**

Beneficios Sociales	Montos declarados (anuales)	Cooperativa
Cuota Mortuoria	Sin dato	COELCHA
	\$ 30.000.000	COPELAN
Servicio Funerario	Información sin precisar	COPELEC
	\$2.809.296	SOCOEPA
Seguros de vida	\$8.927.000	COOPREL
	Sin dato	CRELL
Seguro de Incendio	Sin dato	COOPREL
Becas de estudio y Premios de excelencia académica	\$1.045.000	COELCHA
	\$ 36.000.000	COPELAN
	\$2.016.000	SOCOEPA
Uso de Instalaciones de Verano	\$ 30.000.000	COPELEC
Programa de Apoyo Pedagógico (PSU)	\$ 6.576.000	COPELEC
Beca de Residencia	\$ 4.800.000	COPELEC
Cursos gratuitos para Cooperados	\$ 500.000	COPELEC
Bonificación a Socios 10%	\$ 48.427.398	COOPREL
Participación de FDR	Sin dato	COPELEC
	\$191.031.000	COELCHA
	Sin dato	COPELAN
	Sin dato	COOPREL
	Sin dato	SOCOEPA
Aportes a la comunidad (hogar de ancianos, junta de vecinos, etc.), instituciones y organizaciones	\$14.452.898	COELCHA
	\$ 5.000.000	COPELAN

**Beneficios Operacionales entregados
por las Cooperativas y montos asignados**

Beneficios Operacionales	Montos declarados (anuales)	Cooperativa
Créditos otorgados por instalaciones eléctricas	\$ 839.806.000	COPELEC
Tarifas más bajas	Sin dato	
Rebaja tarifa BT.1 zonas rurales socios	\$ 80.000.000	COPELAN
No Cobro de tarifa de Invierno clientes BT1	\$ 23.347.000	COOPREL
Clientes de tarifas BT2 y BT3 y AT2 y AT3	\$ 64.371.000	
No cobro de reparaciones cuando existen fallas	Sin dato	SOCOEPA
Financiamiento de cuentas eléctricas con cargo a cuotas de participación.	Sin dato	

4.4.4 Visión de los Socios y Clientes

Prácticamente la mitad de los entrevistados en terreno, si bien son socios no mantienen una relación activa con la Cooperativa, es decir, no participan en las asambleas y en algunos casos las personas han entregado poderes para ser representados cuando se realizan votaciones. Por otra parte, los otros entrevistados sí participan en cada una de las convocatorias para asambleas.

Si bien, las personas se incorporaron a las cooperativas en busca de suministro de energía, con el tiempo, la permanencia en ella responde más bien a un tema voluntario cuando un Cliente y/o socio que tienen la posibilidad de acceder a otra distribuidora. Las personas permanecen porque creen que es importante que exista una empresa que sea de la zona donde la gran mayoría de las personas se

conoce y por lo tanto, hay una relación más cercana. Esto se traduce en solucionar los problemas rápido y el flujo de información, que es bastante más expedito que en el caso de las empresas más grandes.

“Hay un sentido de pertenencia... me siento cooperado, me siento mejor en la cooperativa, he tenido una buena atención en la cooperativa, hay un trato distinto...” (Cliente Industrial)

“Por ejemplo en alguna oportunidad hemos comprado fundos que pertenecen a otra empresa y nos hemos cambiado (a la cooperativa) por el servicio y la cercanía con la gente” (Cliente Industrial)

Junto con la identidad, uno de los principales beneficios que destacan de las cooperativas es la entrega de energía que realiza, considerando la calidad del suministro.

“Tenemos prácticamente 100% del suministro seguro... tanto así que yo llevo 6 años y no tenía un equipo de apoyo, tampoco he tenido grandes crisis pero los exportadores a los cuales les embalo... me han puesto como requisito que yo tenga un equipo de apoyo”(Cliente Industrial)

“La cooperativa debe tener 50, 55, 60 años... fue la forma en que llegó la energía eléctrica al campo... hubo mucho subsidio... había un interés que el habitante rural tuviera energía eléctrica, entonces la cooperativa usando esos recursos llegaba a precios muy convenientes con energía a las personas más lejanas... ponerle luz a un viejo a 30 km es muy caro... y era difícil que una empresa privada lo hiciera... si lo hubiese hecho... si es una empresa privada que lo único que quiere es utilidades, cobrar tarifas, habría sido casi imposible... por eso que esta Coopelan, Copelec en Chillán... hay distintas cooperativas eléctricas que justamente se formaron para abastecer a este sector que es más difícil... una ciudad es fácil abastecerla.”(Cliente Industrial)

En esa misma línea, las cooperativas aún cumplen un rol fundamental en mantener el servicio disponible para ellos. En este caso, más que destacar los beneficios a los cuales pueden acceder por ser socios señalan que si la cooperativa no estuviera presente no podrían tener energía en sus casas. Si bien, en algunas zonas se encuentran otras empresas que abastecen energía prácticamente sólo en zonas rurales (filiales de empresas más grandes), estas no son vistas como alternativas a las cooperativas pues las personas tienen una opinión negativa frente a la calidad del suministro y de la atención.

“... si no estuviera la cooperativa nosotros no tendríamos nada de luz... ni nada porque aquí no hay nadie”.(Cliente Rural).

“Para nosotros más que el beneficio de la cuota mortuoria, que no es un beneficio porque pagamos una cuota, es tener energía, luz en nuestras casas”. (Cliente Rural)

Es así como todos los clientes y socios de las cooperativas³³ que fueron entrevistados definen el servicio que reciben como bueno e incluso excelente, esta opinión se observa sin distinción si el socio se encuentra activo o no en la cooperativa o si se trata de un socio que tenga consumo residencial o industrial.

³³ Cooperativas de la fase de terreno: COPELAN y COPELEC.

El principal punto que destacan y valoran los clientes es la atención que entrega la cooperativa, y ésta apunta a la “atención de personas (clientes)”, señalando que ésta es una **atención cercana, personalizada y resolutive**.

En esta línea, los entrevistados identifican y conocen a más de un(a) funcionario(a) de la cooperativa y, en el caso de los socios industriales o los socios que tienden a mantener un mayor contacto con la cooperativa, señalan contar con los números de teléfonos de algunos de los funcionarios en caso de requerir información o ayuda. A su vez, destacan que no sólo pueden tener respuesta a sus dudas a través del Call Center sino que también a través de otros funcionarios e incluso directamente del Gerente.

“... cuando uno tiene un detalle conversa con la persona indicada y se soluciona el problema de inmediato, nunca hay tramitación...”.(Cliente Rural)

En cuanto a la información que puedan recibir de los funcionarios de la cooperativa, en general, ésta es bien evaluada, para los entrevistados la información siempre es clara y útil. Algunos socios industriales señalan que cuando la información no ha sido precisa, han recibido un llamado de vuelta con información más completa.

Pero los socios y clientes no sólo evalúan la atención como un buen servicio sino que también la definen como un beneficio sobre todo entre los socios y clientes más rurales que tienen un tipo de consumo residencial.

“La comunidad está contenta... yo hablo con las personas y están contentas, tienen un buen servicio...y ese servicio es impagable”.(Cliente Rural)

En cuanto a los socios industriales si bien identifican que hay otras empresas que les pueden entregar un suministro de menor precio para ellos no es posibilidad cambiarse debido a que valoran mucho la atención personal y cercana que mantiene la cooperativa con ellos.

En lo que respecta a la continuidad del suministro, identifican algunas fallas y las mencionan como algo menor. Estas fallas, en general, las atribuyen a factores externos como son el “Roce” y el “Robo” de cables, si bien un entrevistado señala que el problema de roce podrían ser evitado a través de la poda programada y sucesiva, no es un factor suficiente para considerar que el servicio no es de calidad. Esta percepción también se sustenta por el conocimiento que tienen las personas de la zona, del clima y la geografía.

Por otra parte, tampoco desconocen que en algunas circunstancias esa tarea no se puede hacer debido a los obstáculos que ponen algunos dueños de terrenos.

Con respecto a la comunicación cuando surgen problemas, señalan que para ellos es suficiente llamar al número de atención de las cooperativas, sus llamadas son respondidas y siempre se presenta una cuadrilla a solucionar el problema. Para algunos entrevistados acercarse a las oficinas de la cooperativa o recurrir distintos tipos de funcionarios para buscar información es algo cotidiano y posible.

“(Valoración de la cercanía)...Para mí todo lo que tenga que ver con acercamiento con las personas, no es así cuando uno llega y le vetan la entrada a una gerencia porque no le encuentran que uno tenga valor... así yo me siento valorado que me reciban, eso es buenísimo.”(Cliente Rural)

“Cuando hay problemas llamo... al tiro, soy la primera que llamo... llamo al número de emergencia... pido información de que lo que pasa en esos momentos que por qué hay corte de luz (entregan información) me la han entregado bien y después pasa que me vuelven a llamar para saber si me llegó la luz o no”(Cliente Rural)

En el caso de los socios industriales, manifiestan que las cooperativas manejan planes de contingencia cuando se producen cortes, sobre todo en aquellos casos donde un corte de luz puede traer consecuencias económicas importantes.

Beneficios internos de la cooperativa

Sobre los beneficios que entregan las cooperativas, se podrían hacer dos afirmaciones: i) no todos están en conocimiento de los beneficios con los que se cuenta; ii) los beneficios son valorados de distinta forma por los socios.

Todas las personas entrevistadas tienen conocimiento de que las cooperativas entregan beneficios para sus socios y clientes pero desconocen el total de beneficios a los cuales pueden acceder. Sin embargo existen dos beneficios que las personas identifican espontáneamente: i) cuota mortuoria; ii) línea de crédito.

Referente a la línea de crédito a la cual pueden acceder los socios y clientes en las tiendas comerciales. Si bien la casa comercial corresponde a otra área de negocio, la línea de crédito la ven como un beneficio directo de la cooperativa debido a que acceden automáticamente a ella sin presentar ningún tipo de documentación como lo tendrían que hacer en otro tipo de tiendas.

“Tenemos el local comercial y uno ahí puede hacer las compras...”
(Cliente rural)

“No están los medios para comprar al contado y ellos dan la facilidad...”
(Cliente rural)

Con respecto a beneficios como lo son becas de estudio o de apoyo académico, sólo un socio industrial lo identificó pero no apareció en otros grupos.

“... yo sé que la cooperativa tiene becas, ayuda a los hijos de los trabajadores”(Cliente industrial)

En cuanto al uso de los beneficios, éstos son relevantes para los socios y clientes de sectores rurales y también vulnerables. Los socios y clientes industriales, señalan la importancia de los beneficios destacando su rol social pero manifiestan no hacer uso de ellos.

A modo general existe una disconformidad de la mayoría de los socios y clientes de las cooperativas respecto a los medios que son utilizados para difundir los beneficios, sienten que la información es escasa y que por lo mismo en algunos casos genera confusión. Los medios de difusión más utilizados por las cooperativas son las propias asambleas, la radio local, folletos entregados en las oficinas y los directores de las cooperativas que recorren muchos sectores.

4. Análisis de la legislación comparada

El objetivo de esta etapa de estudio fue hacer una investigación de dos casos internacionales que permitieran identificar tratamientos diferenciados según las condiciones propias de las empresas y de las zonas en que operan, haciendo especial hincapié en los ítems contenidos en las demandas de las cooperativas eléctricas chilenas, recogidas en las distintas fases del estudio. Además, se hará referencia a cómo las legislaciones reconocen los beneficios sociales que aportan las cooperativas más allá del mercado eléctrico mismo.

Los casos escogidos fueron España y Perú. El primero, por el reconocimiento histórico que la legislación hizo a las cooperativas y a las distribuidoras de menos de 100.000 clientes, y el segundo por la similitud a la regulación chilena que, a juicio de expertos, partiendo de la misma base considera en su legislación con más precisión las características propias de la zona y de las concesionarios distribuidoras.

4.1 Regulación eléctrica

4.1.1 Rol subsidiario

En Chile, al igual que en España y Perú, el Estado tuvo que intervenir en los procesos de expansión de la electrificación, incentivando y apoyando la inversión por parte de los privados y, en otros casos, creando empresas estatales dedicadas a la distribución. A continuación se señala el rol subsidiario actual del Estado en cada país:

a. Chile

En nuestro país existe el Plan de Electrificación Rural (PER) que entre otras cosas, contempla un mecanismo de subsidio a la inversión en la extensión de redes administrado según las necesidades y prioridades de cada Gobierno Regional.

b. Perú

El Estado peruano contempla el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) que además de subsidiar a la inversión, contempla asistencia técnica para la implementación de los sistemas. (Ministerio de Energía y Minas de Perú, 2011).

c. España

En España actualmente no hay planes de electrificación rural, ya que en la década de los 70 se alcanzó la universalización del servicio eléctrico a partir del Plan de Desarrollo de 1964 y el primer Plan Eléctrico Nacional, de 1969 (Fano, 2002).

Los casos de estudio han contemplado un subsidio a la inversión en sus planes de electrificación rural, evidenciando que existen casos en donde las grandes empresas no están interesadas en abastecer ciertas zonas, razón por la cual el Estado debe intervenir. En este caso, a través de subsidios que fomenten la incorporación de empresas pequeñas al mercado eléctrico de distribución. Ahora bien, luego del referido subsidio es fundamental, para un desarrollo sostenible en el tiempo y que garantice cobertura, que el legislador reconozca las características propias de las zonas rurales y establezca parámetros de calidad y precios diferenciados para las distribuidoras según las referidas características.

Comparación de la intervención subsidiaria de los Estados en la electrificación Rural en Chile, España y Perú

	CHILE	ESPAÑA	PERÚ
Subsidio a la inversión	Si, a través del PER ³⁴	Actualmente no porque se alcanzó la universalización del servicio eléctrico. Durante los proceso de electrificación rural sí hubo subsidio a la inversión	Si, a través del PNER
Subsidio a la operación	No	No	No
Reconocimiento legal a las características de cada zona de concesión	Si	Si	Si

Fuente: Elaboración propia

En los puntos siguientes se hará un análisis de cómo el legislador en los distintos países de estudio ha reconocido las distintas características de la zona de concesión y/o las características propias de la empresa distribuidora que puedan dificultar y encarecer la operación.

³⁴ “El Programa de Electrificación Rural, PER, fue creado a fines de 1994. Sus objetivos fueron dar solución a las carencias de electricidad en el medio rural, reducir las migraciones, fomentar el desarrollo productivo, y mejorar el acceso a la salud y a la educación de las comunidades campesinas. El Programa ha sido ejecutado por los Gobiernos Regionales a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, FNDR, y a partir del año 2003 en convenios de préstamo con el BID”. Página web de SUBDERE: <http://www.subdere.gov.cl/documentacion/programa-de-electrificaci%C3%B3n-rural-contrato-de-pr%C3%A9stamo-1475oc-ch>. Revisado el 29 de marzo, 2015.

5.1.2 Rol regulador

- *Determinación de precios*

Como se explicó en el capítulo 2.1 se han reconocido internacionalmente dos modelos para la regulación de precios, uno en base al reconocimiento de costos y otro que contempla una regulación por incentivos. De los casos de estudio, España se basa en el reconocimiento de costos o “Rate of Return”, por su parte tanto Chile como Perú en una regulación por incentivos, específicamente en el modelo de “Yardstick competition” según los costos de una empresa modelo eficiente.

Para efectos de una mejor comparación primero se agruparán los casos de estudio según el modelo utilizado.

- **Regulación por reconocimiento de costos – España**

Antes de entrar al detalle del régimen de retribución cabe considerar que la distribución en España, a diferencia del caso chileno, está limitada únicamente al transporte de energía hasta los consumidores finales, excluyendo la actividad de comercialización con los clientes finales³⁵.

Las bases del mecanismo de retribución utilizado en España se encuentra en el RD 1048/2013, que consagra una metodología para determinar la cuantía de la retribución a las distribuidoras que garantice la adecuada prestación del servicio, incentivando la mejora de la calidad de suministro y la reducción de las pérdidas en las redes de distribución con criterios homogéneos en todo el Estado y al mínimo coste para el sistema³⁶.

La retribución reconocida a las distribuidoras eléctricas españolas con cargo al sistema se basa en el reconocimiento de costes. Para dicho fin se utilizan los siguientes criterios:

- a. Coste de Inversión: compuesto por dos ítems, amortización inmovilizado bruto más retribución financiera del activo neto. Donde la retribución financiera está dada por el inmovilizado neto por la tasa de retribución y las nuevas inversiones están limitadas y sometidas a valores unitarios de referencia de inversión.
En lo relativo a las inversiones, el legislador introduce un límite máximo a la inversión anual.
- b. Coste de operación y mantenimiento y otras tareas reguladas, sometidos a valor unitarios de referencia.
- c. Incentivos para mejora de la calidad del servicio (según los objetivos marcados por ellas mismas los años anterior), reducción de pérdidas y reducción del fraude (EDP Energía, 2014).

El modelo introducido es novedoso y positivo en cuanto reconoce la necesidad de incentivar el desarrollo eficiente de las redes de distribución, sin embargo ha sido fuertemente criticado por no considerar en los costos unitarios las realidades propias de las zonas operadas ni de las empresas que

³⁵ En el contexto de la liberalización del mercado eléctrico español, con la dictación de la Ley 54 de 1997, se optó por segregar la comercialización de la distribución. Lo anterior, al igual que muchos países del mundo, con el objeto de introducir competencia en la comercialización que por sí sola no constituye un monopolio natural. Así, si bien el cliente no puede elegir su distribuidor, sí puede elegir al comercializador.

³⁶ Art. 1º, RD 1048/2013

lo operan. De hecho, en opinión del experto Santiago Bordiu, *“si hubiera una gran homogeneidad en todo el territorio nacional la formulación establecida mediría la eficiencia de las distribuidoras (quien construye más barato tiene rentabilidad adicional). Sin embargo para aquellas empresas que no distribuyen en grandes áreas no es así ya que este modelo retributivo no ha resuelto el gran problema, en mi opinión, del reconocimiento de la diversidad geográfica, del asentamiento de la población y de las áreas de distribución de las distintas empresas que actualmente distribuyen en España (Bordiu Cienfuegos-Jovellanos, 2014)”*.

Por último, cabe destacar en España hasta el año 2008 en que se dictó el Real Decreto 222/2008, las distribuidoras eléctricas con menos de 100.000 clientes se acogían a una regulación especial, con un régimen normativo y económico diferente al del resto de distribuidoras. Luego con la dictación de la Ley 24/2013 se eliminó otro tratamiento diferenciado para las referidas empresas referido a la posibilidad de ejercer actividades reguladas y no reguladas sin contabilidad separada, contemplándose un plazo de 3 años para la aplicación de la referida disposición.

Actualmente, sólo se mantienen diferencias en tratamientos de los planes de inversión y plantea la posibilidad de que se proponga un procedimiento de auditoría diferenciado para las auditorías a realizar a empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes³⁷.

El preámbulo de la ley señala cómo en un principio se pretendió establecer un carga más baja a las empresas con menos de 100.000 clientes, pero que sin embargo la experiencia ha demostrado que éstas deben adaptarse a las necesidades de la demanda y de la generación. Es por eso que a la hora de plantear diferencias normativas por tamaño de las empresas debe hacerse siempre considerando las particularidades y complejidad del sector eléctrico, y que existen exigencias propias del mercado que se deben cumplir con independencia de quien preste el servicio³⁸.

³⁷ Art. 32, Numeral 1, inciso 3º RD 1048/2013: *“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá proponer un procedimiento de auditoría diferenciado para las auditorías a realizar a empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes que será aprobado por resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas”*.

³⁸ Preámbulo RD 1073/2015, Capítulo III

“Fruto de la experiencia del primer año de aprobación de los planes de inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se considera oportuno otorgar un carácter anual a los planes de inversión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

Si bien en su dicción original el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, con el fin tratar de reducir las cargas a las pequeñas empresas de distribución, dispuso que dichas empresas presentarían plurianualmente los planes de inversión, la necesidad de adaptar las inversiones previstas por las empresas a la evolución de las necesidades de la demanda y de la generación, hace que resulte más apropiado que los planes de inversión tengan un carácter anual. De este modo se consigue una mayor adaptación a las necesidades de la generación y de la demanda y limita el riesgo de las empresas distribuidoras al tener que realizar un plan para un horizonte temporal más cercano”.

La experiencia española es una muestra de la importancia de que un tratamiento normativo diferenciado para pequeñas y para grandes empresas, debe hacerse sólo si la referida diferenciación no afecta a la complejidad del mercado eléctrico en su conjunto ni al servicio prestado al cliente.

- **Regulación por incentivos**

a. Chile

La metodología se basa en el sistema de incentivos a partir de una empresa eficiente. Las empresas se agrupan en 6 áreas típicas de distribución y la determinación del Valor agregado de distribución (ítem que representa en la factura de los clientes los ingresos que quedan para la distribuidora) se realiza según los costos de una empresa modelo eficiente.

Según lo dispuesto en el art. 106 de la Ley General de servicios eléctricos los costos que se incluyen en el VAD son los siguiente:

- a. Gastos fijos, principalmente de administración de las empresas distribuidoras
- b. El costo de las pérdidas de energía y potencia transmitida por las líneas, incluyendo hurtos
- c. El costo de inversión, operación y mantención de la infraestructura necesaria para distribuir electricidad.

El procedimiento de fijación depende de la Comisión Nacional de Servicios Eléctrico (CNE), que cada cuatro años debe fijar el VAD. Es un proceso complejo, en que en primer lugar las concesionarias deben entregarle a la SEC y CNE información sobre el valor nuevo de reemplazo de sus activos existentes, sus costos de operación y las ventas físicas durante el año previo a la fijación (la SEC puede aceptar o modificar los costos de explotación y valores nuevos de reemplazo, eliminando las partes que considere que no corresponden a una empresa eficiente). En base los costos informados se establecen costos teóricos y se agrupan las empresas en áreas típicas de distribución, según sus costos teóricos de distribución de una unidad de potencia, que una vez presentado por la CNE, las empresas tienen 15 días para hacer observaciones. Luego, la CNE le encarga a una consultora que calcule el costo de servir a la zona de una empresa de referencia, elegida en cada área típica, a través de una empresa eficiente que se modela para tal efecto. Los estudios pueden ser contrapesado por informes que hagan las empresas a través de consultores, en caso que no coincidan se ponderan los valores de ambos informes, teniendo el valor determinado por la CNE un valor de dos tercios del total³⁹.

³⁹ Este sistema de ponderación ha sido fuertemente criticado. En opinión del CEP, “Por ejemplo, en el caso de la fijación de tarifas de distribución eléctrica tanto el regulador como el regulado presentan un estudio. Si los resultados de ambos discrepan, los estudios se promedian (el del regulador pesa 2/3

Según esos costos se fijan tarifas para las empresas dentro de cada ATD, la CNE estima la rentabilidad agregada del conjunto de las instalaciones de distribución considerándolas como si fueran una sola empresa. Para ello ocupa los valores nuevos de reemplazo y los costos de operación fijados por SEC. La rentabilidad debe estar entre 6 y 14%, de lo contrario las tarifas de distribución deben ajustarse.

b. Perú

El sistema, tal como se verá, es bastante similar al que contempla la regulación chilena, sin embargo presenta ciertas diferencias que vale la pena analizar.

El Artículo 66° de la Ley de Concesiones Eléctricas, dispone que el Valor Agregado de Distribución (VAD) se calculará para cada concesionario según Sectores de Distribución Típicos.

El organismo escargado, Osinergmin, calcula la Tasa Interna de Retorno (TIR) para concesionarios durante un periodo de análisis de 25 años, a partir de la evaluación del VAD que incluye los siguientes costos:

- i. Costos asociados al usuario: lectura del medidor, procedimiento y lectura de facturación, reparto o recibo de factura y cobranza o recibo de factura.
- ii. Pérdidas estándar
- iii. Costos estándar de inversión, operación o mantenimiento, distinguiendo entre VAD en baja tensión y VAD en media tensión.

Para el cálculo de la TIR, se conforman conjuntos de concesiones en los que sus VAD no difieran en más de un 10%, estableciendo con eso los Sectores Típicos de Distribución. Cabe señalar en este punto que a diferencia de Chile, una empresa no sólo tiene un área típica de distribución, sino para cada zona de concesión una empresa puede tener STD distintos.

Luego, para cada conjunto sector típico de distribución se determina el VAD según:

- a. La optimización de las redes eléctricas de MT y BT
- b. La optimización de la operación y mantenimiento de las instalaciones de la empresa modelo incluyendo los costos de materiales, mano de obra, transporte y equipos necesarios para la ejecución los trabajos de Operación y Mantenimiento
- c. Los costos de explotación comercial para la atención al usuario y los costos indirectos asignados relacionados con la gestión, administración y contabilidad, entre otros, de la organización de la empresa modelo.

Con los resultados de los estudios de costos del VAD y las tarifas en barra de generación (incluyendo los correspondientes cargos regulados de transmisión), el OSINERGMIN diseña tarifas

y el del regulado el tercio restante). Es difícil pensar en un mecanismo más inadecuado, porque el regulado tiene serios incentivos a declarar costos altos, mientras que el regulador lo contrario. Este tipo de arbitraje no contribuye a moderar las consecuencias de la información asimétrica, por lo que no es sorprendente que los procesos tarifarios hayan sido extremadamente confrontacionales y que los estudios hayan arrojado valores tales que el regulado declara costos que incluso duplican a los del regulador” (Centro de Estudios Públicos CEP, 2002).

preliminares para los clientes finales, procediendo luego a efectuar una verificación de la rentabilidad mediante el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) para conjuntos de empresas concesionarias. Para este fin se considera como inversión el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes (las instalaciones existentes se adaptan a la demanda, es decir se consideran las instalaciones necesarias para atender el servicio), los costos de operación y mantenimiento eficientes y los ingresos por venta de energía del año anterior a la fijación tarifaria con las tarifas preliminares, ajustando el VAD correspondiente para que la TIR no difiera en más del 4% de la tasa de actualización fijada en la LCE (12%). En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior al 8% o al 16%. (OLADE, 2013).

Cabe señalar que si a juicio de expertos, bien el caso peruano propone mecanismos que incentiven a una inversión eficiente, adolece de una deficiencia en cuanto no ha sido capaz de representar las realidades geográficas y particulares de cada empresa en los VAD de cada zona típica de distribución. De hecho la OLADE ha sostenido al respecto:

El proceso de regulación del VAD ha mostrado las limitaciones de los sectores típicos establecidos por el regulador para representar las instalaciones de cada región en particular. Las diferencias geográficas existentes en los ámbitos de concesión de las empresas regionales exigen mejorar la representación de la realidad geográfica y de mercado de cada empresa distribuidora. Solo bajo una representación adecuada será posible establecer una empresa modelo como unidad de eficiencia.

Una solución a la problemática de los sectores típicos sería optar por un estudio a nivel de empresa para fijar el VAD y no a través de los sectores.

Rentabilidad de las Distribuidoras: La dispersión de las rentabilidades de las empresas, donde se encuentran empresas con alta rentabilidades y otras con muy bajas debido a una aplicación general de la regulación del VAD, debe obligar a sincerar estas realidades. Una propuesta sería comprobar las rentabilidades de cada empresa por separado para ajustarla a lo garantizado por el marco regulatorio (OLADE, 2013).

En la regulación de los costos que el Estado le reconoce a las distribuidoras, el principal desafío está en incentivar la eficiencia (el monopolio natural por sí solo no induce a eso) pero a su vez reconocer los costos de las empresas según las particularidades propias de cada una. Con esto, se vuelve a lo que se ha dicho reiteradamente en este informe y que es propio de la regulación de un servicio público operado por privados, el Estado vela por un servicio de calidad al menor coste posible, sin embargo debe garantizar que las empresas renten para que puedan seguir operando.

En cuanto a la utilización del sistema de incentivos según la empresa modelo eficiente, podemos concluir que, si bien Perú y Chile difieren en cuanto en el primero se establecen sectores típicos de distribución (pudiendo cada empresa tener distintos STD) y en el segundo se establecen áreas típicas de distribución (teniendo cada empresa un solo STD) **en ambos se cuestiona el hecho de que el análisis de rentabilidad se haga para todas las empresas en conjunto y no de manera desagregada.**

Comparación de los mecanismos de determinación de precios en España, Chile y Perú

	ESPAÑA	CHILE	PERÚ
Modelo utilizado	Reconocimiento de costes	Yardstick competition	Yardstick competition
Costos reconocidos	<p>a. Coste de Inversión</p> <p>b. Coste de operación y mantenimiento y otras tareas reguladas de administración</p> <p>c. Incentivos para mejora de la calidad del servicio, reducción de pérdidas y reducción del fraude</p>	<p>a. Gastos fijos, principalmente de administración de las empresas distribuidoras</p> <p>b. Costo de las pérdidas</p> <p>c. El costo de inversión, operación y mantención de la infraestructura</p>	<p>a. Gastos asociados al usuario: lectura del medidor, procedimiento y lectura de facturación, reparto o recibo de factura y cobranza o recibo de factura.</p> <p>b. Pérdidas estándar</p> <p>c. Costos estándar de inversión, operación o mantenimiento</p>
Consideraciones especiales al tamaño de las empresa	No, históricamente sí consideraba diferencia, sin embargo hoy sólo se podrían plantear diferencias relativas al tratamiento de la inversión, pero esto no es un reconocimiento en la retribución	No	No
Análisis de rentabilidad	No hay análisis de rentabilidad.	Análisis de rentabilidad para el grupo de empresas que debe estar entre el 6 y 14%	Análisis de rentabilidad para el grupo de empresas que debe estar entre el 8 y 16%
Agrupación de empresas para determinar los VAD	No	Sí, se agrupan empresas en ATD según VAD similares. Una empresa sólo pertenece a una ATD	Se crean Sectores Típicos de Distribución y cada empresa por tanto puede pertenecer a muchos STD

Fuente: Elaboración propia

- *Calidad del servicio eléctrico*

Uno de los temas que ha sido primordial en el sector eléctrico es la calidad del servicio eléctrico.

La regulación de los estándares de calidad considera diversos factores, siendo necesario establecer estándares diferenciados según características y dificultades propias de los distintos lugares abastecidos.

En este punto se compararán los distintos tratamientos referidos a las interrupciones de suministro y a las multas impuestas por el ente fiscalizador, toda vez que constituyen los puntos críticos en este ítem.

Uno de los puntos primordiales en la calidad del servicio se refieren a los cortes o interrupciones que afectan a los usuarios. Se ha identificado que en Chile muchas veces dadas las condiciones geográficas y de aislamiento de zonas extremas no es posible cumplir con los estándares exigidos por la ley.

Se analizarán las tres legislaciones según los criterios establecidos en la ley relativo a los límites de tolerancia, a la responsabilidad del suministrador por hechos de terceros y fuerza mayor y al mecanismo de indemnización establecido en favor del cliente.

- *Límites fijados en la ley*

a. Chile

El legislador establece límites máximos de interrupciones y de horas totales, incluidas las interrupciones programadas, diferenciando entre zonas rurales y urbanas y para usuarios de baja y media tensión. Se consideran períodos de interrupción superiores a 3 minutos y el período de 12 meses, con control mensual.

Límites permitidos de interrupción de suministro eléctrico en la legislación chilena

	Urbano	Rural
Baja Tensión	22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas	42 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 30 horas
Media Tensión	14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas	26 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 15 horas;

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a las interrupciones programadas, se establece un límite máximo adicional. Se señala que en puntos de entrega a usuarios finales en tensión inferior a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 12 horas en doce meses, ni de 8 horas continuas. En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión igual a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 8 horas en doce meses, ni de 6 horas continuas. (SEC, 2016)

Adicionalmente se establecen límites a los índices de continuidad de suministro TTIK, FMIK, TTIT, FMIT, según los alimentadores sean considerados Urbanos, Rurales Tipo 1 o Rurales Tipo 2.

b. España:

En España las tolerancias están contempladas en el art. 104 del Real Decreto 1995/2000 los límites establecidos para haciendo diferencia entre cuatro zonas⁴⁰, a diferencia del caso chileno, que sólo reconoce zonas urbanas y zonas rurales. Se consideran todas las interrupciones superiores a 3 minutos en un período de control de 1 año.

Límites permitidos de interrupción de suministro eléctrico en la legislación española

	Urbano	Semiurbano	Rural Concentrado	Rural disperso
Horas permitidas y cortes totales permitidos	6 horas anuales de interrupción del suministro eléctrico o 12 cortes de luz	10 horas anuales de interrupción o 15 cortes de luz	15 horas anuales de interrupción o 18 cortes de luz.	20 horas anuales de interrupción o 24 cortes de luz.

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en cuanto a las interrupciones programadas se establecen que se computarán para los índices TIEPI y NIEPI, pero no dan lugar a compensaciones de los clientes⁴¹.

c. Perú

En el caso peruano los límites establecidos presentan una mayor diferencia entre las zonas establecidas y están sometidas a dos regulaciones distintas según el SER que se trate⁴².

La NTCSE señala en el punto 6.1.1 que para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. Se consideran períodos de interrupción superiores a 3 minutos y el periodo de control de interrupciones es de seis meses calendario de duración.

⁴⁰ Según el art. 99 del Real Decreto 1995/2000 las zonas se distinguen así:

- Zonas semiurbanas: municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.
- Zonas rurales concentradas: municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
- Zonas rurales dispersas: municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.

⁴¹ Artículo 101° del Real Decreto 1995/2000

⁴² Los sectores típicos de distribución 1, 2 y 3 están regulados por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSER); los sectores típicos de distribución 4, 5, 6, SER y especiales por su parte, están regulados por Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER).

Límites permitidos de interrupción de suministro eléctrico en la legislación peruana

	Urbano (STD 1)		Urbano rural (STD 2 y 3)		Rural Concentrado (STD 4)		Rural Disperso (5, SER y especiales)	
	NIC	DIC	NIC	DIC	NIC	DIC	DIC	DIC
AT	02	04	07	17				
MT	04	07	10	25	07	17	07	28
BT	06	10	08	13	10	25	10	10

NIC: Interrupciones /semestre DIC: horas / semestre

Fuente: elaboración propia

En cuanto a las interrupciones programadas, estas tienen una consideración distinta al caso chileno⁴³ que si bien se incluyen en el cómputo del número de interrupciones, estas se ponderan por un factor de 0.5 en el caso de las STD 1, 2 y 3 (a menos que excedan el tiempo programado en cuyo caso se consideran como no programadas) y en el caso de los STD 4, 5, 6, SER y especiales, establece estándares más flexibles para las referidas concesionarias, las Interrupciones programadas por expansión o reforzamiento por 0.25 y las Interrupciones programadas por mantenimiento por 0.5.

- **Compensaciones:**

Las compensaciones se refieren a las indemnizaciones que las distribuidoras deben pagar a los clientes por superar los límites de interrupciones recién mencionados.

a. Chile

En Chile la regulación relativa a las compensaciones a favor de los usuarios está contemplada en el artículo 16 B de la Ley 18.410 de la SEC, que señala que se debe compensar por las interrupciones no autorizadas, es decir por las que tengan origen interno, externo o programadas, excluyendo las de fuerza mayor o caso fortuito.

La compensación es equivalente al doble del valor de la energía no suministrada durante la interrupción o suspensión del servicio, valorizada al duplo del costo de racionamiento, y se debe descontar en la facturación más próxima.

Por último, cabe señalar que se debe compensar al usuario por los hechos de terceros, independientemente del derecho que le asista al concesionario para repetir en contra de los terceros responsables⁴⁴.

Según lo recién mencionado, el sistema de compensaciones automáticas establecido en la ley, si bien consagra una protección al consumidor final, implica para las distribuidoras asumir responsabilidades por hechos ajenos cuando los cortes tienen su origen en instalaciones que no son

⁴³ Las “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos (Perú, 1997))

⁴⁴ Artículo 16 B de la Ley 18.410 de la SEC

de su propiedad. De hecho, ha ocurrido en innumerables ocasiones que la SEC determina que la responsabilidad por un corte en concreto recae en un agente distinto a la distribuidora y sin embargo posteriormente a eso señala que la distribuidora es la que debe pagar la compensación correspondiente.

Así, si bien, luego de la compensación las distribuidoras pueden repetir contra el actor responsable, esto no es automático como sí ocurre con la compensación a los clientes. Además, para las empresas que tienen problemas de fluidez, como el caso de las cooperativas, los desfases de tiempo desde que tienen que compensar a los clientes hasta que el agente responsable pague, les genera importantes problemas financieros.

b. España

El caso español contempla una regulación mucho más beneficiosa para las distribuidoras en cuanto las distribuidoras eléctricas no responden por interrupciones de suministro eléctrico programadas, realizadas por terceros o por causas de fuerza mayor (fenómenos atmosféricos extraordinarios o que sean solicitadas por Protección Civil o la Policía).

Los descuentos deberá hacerse dentro del primer trimestre del año siguiente al del incumplimiento, valorizada al costo del racionamiento y el referido descuento en ningún caso podrá exceder el 10% de la factura anual⁴⁵.

c. Perú:

En el caso peruano, las distribuidoras responden por interrupciones internas, externas y programadas (ponderadas de una manera distinta), y no responden por fuerza mayor.

Las compensaciones se efectúan el mes siguiente al período de control semestral y es valorizada al costo del racionamiento.

Igual que en Chile, la obligación de este pago, al igual que en Chile, a que hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar Terceros como responsables de dichas interrupciones.

- **Fuerza mayor**

Como se ha adelantado, en todas las legislaciones analizadas, la fuerza mayor es un eximente de responsabilidad para las distribuidoras. Sin, embargo el concepto de fuerza mayor es tratado distintamente en los países.

a. Chile

La legislación eléctrica chilena no contiene una definición específica de lo que entiende por fuerza mayor, sino simples menciones al respecto. Por lo anterior cabe hacer referencia a la normativa general consagrada en el art. 45 del Código Civil que dispone que la fuerza mayor es un imprevisto imposible de resistir. La ley eléctrica se refiere al caso fortuito o fuerza mayor en el Artículo 225, que señala que las tarifas deben incluir todos los gastos necesarios para cumplir con la calidad

⁴⁵ Art. 105 del Decreto Real 1995/2000.

de servicio establecida y que si ciertas circunstancias de operación ya fueron previstas en los costos, entonces no pueden ser aducidos como fuerza mayor⁴⁶.

Del referido artículo se concluye que la fuerza mayor dependerá de cada zona geográfica y que si los costos para evitar cuestiones que eventualmente podrían ser considerados de fuerza mayor están considerados en la determinación de los costos para calcular el VAD, entonces no podrán ser calificados como fuerza mayor.

Esta cuestión es clave de considerar ante las clasificaciones de fuerza mayor.

b. España

El art. 105 del Decreto Real 1995/2000 al respecto que no se considerarán como casos de fuerza mayor los que resulten de la inadecuación de las instalaciones eléctricas al fin que han de servir, la falta de previsión en la explotación de las redes eléctricas o aquellos derivados del funcionamiento mismo de las empresas eléctricas. Señala que tampoco podrán ser alegados como causa de fuerza mayor los fenómenos atmosféricos que se consideren habituales o normales en cada zona geográfica, de acuerdo con los datos estadísticos de que se disponga. Por último, cabe señalar que el Real Decreto 300/2004, de 20 de febrero, señala que como fenómenos de la naturaleza: los terremotos y maremotos, las inundaciones extraordinarias, las erupciones volcánicas, la tempestad ciclónica atípica y las caídas de cuerpos siderales y aerolitos.”

c. Perú

La fuerza mayor para el legislador peruano está regulada en la Directiva N°010-2004 OS/CD. La referida directiva señala en el punto 1.1. que los principios que se aplican para la evaluación de calificación como causa de fuerza mayor se refieren al que ocasionó la interrupción o variación de las condiciones del suministro eléctrico, sea de naturaleza imprevisible, irresistible, extraordinaria y además externa a la propia instalación. Además dispone que se considerará en la evaluación la

⁴⁶ Art. 225 Ley General de Servicios Eléctricos: *“En los casos de suministros sometidos a fijación de tarifas, la Comisión deberá calcular los precios máximos considerando, en las etapas de generación, transporte y distribución, los costos de inversión y de operación de instalaciones suficientes para cumplir con la calidad de suministro exigida en este reglamento y las normas técnicas pertinentes. En caso que la calidad sea inferior a la exigida, la Superintendencia aplicará las sanciones que correspondan.*

Todas aquellas circunstancias de operación que fueron previstas para el cálculo de los precios, no podrán ser aducidas como condiciones de fuerza mayor o caso fortuito que justifiquen un incumplimiento de la calidad del suministro.

Entre otras, no serán circunstancias de fuerza mayor, condiciones hidrológicas iguales o más húmedas a las del año más seco considerado al calcular precios de nudo, las faltas de disponibilidad de sistemas de generación o transporte cuyo valor promedio en un período de varios años se refleje en los cálculos de dichos precios, u otras circunstancias semejantes”.

frecuencia de ocurrencia de dichos eventos y su incidencia en la operación de las instalaciones afectadas.

La regulación chilena es la que contempla mayores exigencias para las distribuidoras cuestión que la ha hecho objeto de innumerables críticas por este sector. Si bien, tanto la legislación chilena como la peruana contemplan que las distribuidoras deben responder incluso por interrupciones ocasionadas por hechos de terceros, la legislación peruana contiene entre otras cosas, consideraciones diferenciadas mayores para cada zona y pondera de manera reducida las interrupciones programadas. Por su parte y tal como se ha mencionado, la legislación española obliga a la distribuidora a responder sólo por los cortes no programados y que tienen su origen en causas internas y no de terceros.

En cuanto a la fuerza mayor, cabe señalar que en los tres países se considera como un eximente de responsabilidad y tiene estrecha relación con las zonas geográficas en que se opera, sin embargo el tratamiento exhaustivo puede presentar ciertas variaciones. La consideración de cada zona específica para determinar que un evento es sea o no fuerza mayor es lógica porque por ejemplo factores climáticos que son costumbre en una zona claramente no serían imprevistos y por tanto no podrían ser considerados como fuerza mayor. Sin embargo en este punto es fundamental lo establecido en el art. 225 de la regulación chilena transcrito anteriormente, en cuanto de su interpretación inversa se desprende que deben estar incluidos en los costos operacionales todas aquellas inversiones o gastos de mantenimiento que impliquen ciertas condiciones de una zona particular. De lo contrario, se le estaría exigiendo a la concesionaria responder a los usuarios por interrupciones a raíz de eventos climáticos por ejemplo (que no se consideran fuerza mayor por ser característicos de la zona de operación) sin reconocerse en las tarifas los costos adicionales que implicarían evitar las referidas interrupciones. Lo anterior, claramente presentaría una injusticia para aquellos que operan en zonas más adversas.

Es importante considerar lo establecido en dicho artículo a la hora de considerar tanto los gastos operacionales como la determinación de estándares de calidad y de eximentes por fuerza mayor en cada zona.

Tabla comparativa de los principales ítems de la interrupción del suministro en Chile, España y Perú

	Chile	España	Perú
Zonas consideradas en los límites de tolerancia	3 (urbano, rural tipo 1 y rural tipo 2)	4 (urbano, semi urbano, rural concentrado y rural disperso)	4 (urbano, semi urbano, urbano rural, rural concentrado y rural disperso), estableciendo la ley diferencias mayores entre las zonas de distribución extremas.
Inclusión interrupciones programadas	Se incluyen en los cálculos y dan derecho a compensación cuando se exceden los límites	Se incluyen en cálculos de índices de evaluación, pero no dan derecho a indemnización.	Se incluyen, pero ponderados para las ZTD 1, 2 y 3 en 50%, y 4, 5 y especiales en 50% cuando se trata de expansión y reforzamiento y 25% cuando se trata de mantenimiento.
Valor energía en la compensación	Se considera el doble del valor que se paga	Se considera el mismo valor que se paga, con un límite del 10% de la factura anual	Se considera el mismo valor que se paga
Compensación por hechos de tercero	La distribuidora debe responder por los hechos de terceros, sin perjuicio de repetir después al responsable	La distribuidora no responde por los hechos de terceros.	La distribuidora debe responder por los hechos de terceros, sin perjuicio de repetir después al responsable
Descuento en la factura de clientes	La facturación inmediatamente posterior	Dentro del primer trimestre del año siguiente calendario	Dentro del primer mes del semestre siguiente al de control
Fuerza mayor	No se considera	No se considera	No se considera

Fuente: Elaboración Propia

5.1.3 Rol fiscalizador

El rol fiscalizador del Estado en el mercado eléctrico es fundamental porque es la manera de garantizar de que se cumplan las normas regulatorias.

En este punto, por su importancia, abordaremos cómo se determinan las multas en cada una de las legislaciones.

a. Chile

La regulación chilena al respecto está contenida en la Ley 18.410. La referida ley distingue en su artículo 15 las infracciones entre gravísimas, graves y leves, señalando los márgenes de cuantía de las multas que se pueden determinar para cada infracción según dicha clasificación.⁴⁷

Además, el legislador señala los criterios que debe considerar el fiscalizador para determinar las cuantías exactas de las multas, dentro de los márgenes establecidos para cada infracción. Los criterios establecidos en la referida disposición son:

- a) La importancia del daño causado o del peligro ocasionado.
- b) El porcentaje de usuarios afectados por la infracción.
- c) El beneficio económico obtenido con motivo de la infracción.
- d) La intencionalidad en la comisión de la infracción y el grado de participación en el hecho, acción u omisión constitutiva de la misma.
- e) La conducta anterior.
- f) La capacidad económica del infractor, especialmente si se compromete la continuidad del servicio prestado por el afectado⁴⁸.

Es del caso que, al igual que en el caso español, la utilización de dichos criterios se deja al arbitrio del fiscalizador, no habiendo una reglamentación detallada que asegure su aplicación. Así en Chile, si bien se establece legalmente que se debe hacer una consideración a la capacidad económica del infractor, depende de quien determine la multa si es que se considera o no.

b. España

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico español, en su capítulo II se refiere a las infracciones y sanciones las regulaciones establecidas en la referida ley.

El art. 63 señala el concepto y distingue las clases de infracciones en leves, graves o muy graves, señalando igual que en el caso chileno márgenes de montos que se podrán imponer para cada grupo de infracciones⁴⁹. Además, se establece un límite a la cuantía de la sanción del 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios del sujeto infractor, o el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios consolidada de la sociedad matriz del grupo al que pertenezca dicha empresa.

Los criterios mencionados son los únicos criterios objetivos que el legislador impone al fiscalizador, los que se mencionan a continuación si bien deben ser considerados a la hora de

⁴⁷ Según el Art. 16 A de la Ley 18.410. Infracciones gravísimas: Multa de hasta diez mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura; infracciones graves: Multa de hasta cinco mil unidades tributarias anuales, revocación de autorización o licencia, comiso o clausura; infracciones leves: Multa de hasta quinientas unidades tributarias anuales o amonestación por escrito.

⁴⁸ Art. 18, Ley 18.410

⁴⁹ Según el Art. 67, Ley 24/2013: infracciones muy graves: no inferior a 6.000.001 euros ni superior a 60.000.000 de euros; infracciones graves: no inferior a 600.001 euros ni superior a 6.000.000 euros; infracciones leves: hasta 600.000 euros),

determinar la cuantía de la multa, dejan un espacio para la discrecionalidad de quien fiscaliza:

- a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.
- b) La importancia del daño o deterioro causado.
- c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.
- d) El grado de participación en la acción u omisión tipificada como infracción y el beneficio obtenido de la misma.
- e) La intencionalidad en la comisión de la infracción y la reiteración en la misma.
- f) La reincidencia por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma entidad cuando así haya sido declarado por resolución firme en vía administrativa.
- g) El impacto en la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
- h) Cualquier otra circunstancia que pueda incidir en el mayor o menor grado de reprobabilidad de la infracción.

Además, el mismo artículo autoriza al fiscalizador para aplicar escalas que corresponderían objetivamente a la escala inferior en atención a cuestiones de culpabilidad o antijuricidad, o que por consideraciones económicas la multa resultase altamente desproporcionada⁵⁰.

Como se puede apreciar, la determinación de las multas en España deja un amplio espacio al arbitrio del fiscalizador.

Ahora bien, tal como se adelantó, en España se considera un mecanismo de incentivos económicos para la mejora de calidad del suministro dentro del cálculo de la retribución, regulándose lo anterior en el capítulo X del Real Decreto 1048/2013.

El capítulo X de la referida ley se refiere al incentivo o penalización para la mejora de la calidad de suministro en la red de distribución de energía eléctrica, que tiene la particularidad de considerar el comportamiento de cada empresa para la determinación de los incentivos, con un límite establecido según la media nacional⁵¹.

⁵⁰ Art. 67, Ley 24/2013:

⁵¹ Artículo 37. *“Incentivo a la mejora de la calidad de suministro en las redes de distribución.*

1. Se establece un incentivo a la mejora de la calidad de suministro que se aplicará a cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2. El incentivo para la mejora de la calidad de suministro repercutido a la empresa distribuidora i el año n , denominado Q^i_n , asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años $n-4$ a $n-2$.

3. Anualmente junto con la propuesta de retribución señalada en el artículo 10.1 y de acuerdo a la metodología establecida en el presente capítulo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá una propuesta motivada de la cuantía a percibir por la empresa distribuidora i en concepto de incentivo para la mejora de la calidad de suministro a percibir el año n , denominado Q^i_n , asociado a los indicadores de calidad de suministro obtenidos por la empresa distribuidora i entre los años $n-4$ a $n-2$ ”.

Artículo 38. *“Intensidad del incentivo a la mejora de la calidad de suministro.*

El incentivo a la mejora de la calidad de suministro de la empresa distribuidora i el año n podrá oscilar

c. Perú

La legislación peruana es de las tres legislaciones la que contiene una regulación más detallada de las multas que se pueden imponer por cada infracción, cuestión que otorga una certidumbre importante a las concesionarias.

Mediante la resolución OSINERG No 028-2003-OS-CD se aprobó la “Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones” de OSINERGMIN, en la que para cada conducta tipificada se consagra formalmente un monto diferenciado según el tamaño de las concesionarias, haciendo por tanto una consideración objetiva y justa en la graduación de las multas.

En específico, se distinguen cuatro tipos de empresas según los siguientes criterios:

Tipo 1: Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue inferior o igual a 50 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue hasta 10 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue inferior o igual a 50 millones kWh.

Tipo 2: Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 50 millones kWh hasta 200 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 10 millones US\$ hasta 30 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 50 millones kWh hasta 200 millones kWh.

Tipo 3: Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 200 millones kWh hasta 1,000 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 30 millones US\$ hasta 100 millones US\$; o Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 200 millones kWh hasta 1,000 millones kWh.

Tipo 4: Empresa, entidad y/o persona que desarrolla actividad de: Generación cuya producción del año anterior fue superior a 1,000 millones kWh; o Transmisión cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del año anterior fue superior a 100 millones US\$; Distribución cuya venta del año anterior fue superior a 1,000 millones kWh.

A continuación se señalan ejemplos de conductas tipificadas y las multas por tipos de empresa:

- Por no proporcionar a los organismos reguladores y normativos o hacerlo en forma inexacta o incompleta, los datos e informaciones que establecen la Ley, el Reglamento y demás normas vigente. La multa estipulada es de 1 a 500 UIT, consagrándose la siguiente escala: E.Tipo 1 Hasta 100 UIT; E.Tipo 2 Hasta 200 UIT; E.Tipo 3 Hasta 350 UIT; E.Tipo 4 Hasta 500 UIT.

- Por no permitir la utilización de los sistemas de transmisión y de distribución por parte de terceros. La multa estipulada es de 1 a 1400 UIT, consagrándose la siguiente escala: E.Tipo 1 Hasta 200 UIT; E.Tipo 2 Hasta 300 UIT; E.Tipo 3 Hasta 500 UIT; E.Tipo 4 Hasta 1400 UIT.

Por otra parte, en los anexos del referido reglamento, se pueden encontrar otros criterios para la aplicación de las multas, como el total de la longitud de redes, los sectores típicos, número de

entre el +2% y el -3% de su retribución sin incentivos de dicho año. Esta cuantía podrá ser modificada al inicio de cada periodo regulatorio por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo”.

beneficiarios FOSE cuando corresponda (subsidios de consumo), etc. Por ejemplo, el anexo nº 16, que se refiere al “Procedimiento para la Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública”, utiliza como criterios para la determinación de las multas los sectores típicos de distribución y los kilómetros de línea de las distribuidoras.

Es interesante cómo la legislación peruana logra una regulación objetiva y rigurosa para la determinación de los montos de la cuantía de las multas. Logra otorgar certidumbre a las empresas eléctricas toda vez que, restringiendo la discrecionalidad del ente fiscalizador, posibilita que haya una aplicación objetiva de sanciones en base a las realidades de la zona y de cada empresa. Lo anterior, a diferencia de lo que ha ocurrido con la legislación española y chilena, donde hay un amplio espacio para el arbitrio de quien determina la multa.

Comparación de mecanismos para garantizar la calidad del servicio y la determinación de los montos de las multas en Chile, España y Perú.

	CHILE	ESPAÑA	PERÚ
Mecanismos para garantizar la calidad del servicio	Multas y otras sanciones menores	Multas y otras sanciones menores e incentivos en la determinación de la retribución de la distribuidora	Multas y otras sanciones menores
Criterios para la determinación de las multas	Se distinguen las multas entre leves, graves y gravísimas, estableciendo márgenes de montos, luego la ley otorga criterios adicionales dejando su aplicación al arbitrio del ente fiscalizador.	Se distinguen las multas entre leves, graves y muy graves, estableciendo márgenes de montos, luego la ley otorga criterios adicionales dejando su aplicación al arbitrio del ente fiscalizador.	“Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones” distingue las empresas en 4 grupos según cantidad de suministro.

Fuente: Elaboración propia

5.2 Regulación cooperativa

Al igual que en Chile y la mayoría de los países del mundo, en España, es indiscutible la labor que tuvieron las cooperativas eléctricas en las zonas aisladas de poco interés para las empresas eléctricas,

toda vez que fue el modelo que se utilizó para electrificar dichas zonas, trayendo todos los beneficios aparejados a la electrificación de un lugar.

Sin embargo, el crecimiento de la población y de la ciudad y las exigencias del mercado eléctrico, han transformado las zonas recién descritas, en zonas de interés de las grandes empresas. Lo anterior ha implicado una disminución abrupta de las cooperativas eléctricas (Federación Cooperativas Eléctricas Comunidad Valenciana, 2016).

En este capítulo se pretende contextualizar la realidad de las cooperativas eléctricas en España y su participación en el mercado eléctrico y la regulación legal que reciben por el hecho de ser cooperativas. Lo anterior con el objeto de identificar con claridad las características propias de las sociedades cooperativas y cómo su aporte a la sociedad es reconocido en la ley de cooperativas y no necesariamente en la ley del mercado en que operan.

5.2.1 Contextualización histórica y actual de las cooperativas eléctricas en España

La historia de las cooperativas en España es bastante similar a la chilena. Las cooperativas eléctricas surgen en la década de los años 1920 al 1930 en zonas alejadas de lo urbano, como la única manera de electrificar los territorios rurales, toda vez que las grandes empresas no estaban interesadas en estas zonas por no ser económicamente rentables.

Hacia mediados del siglo XX había más de 2.000 cooperativas, sin embargo diversas modificaciones legales, las necesidades del mercado y el actuar de las grandes empresas, fue provocando la absorción de la mayoría de las cooperativas, quedando reducido a unas cuantas, concentradas fundamentalmente en la Comunidad de Valencia (eldiario.es , 2014) y que actualmente están constituidas en Federación de Cooperativas Eléctricas de la Comunidad Valenciana y asociadas además a la Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios (HISPA COOP) (Federación Cooperativas Eléctricas Comunidad Valenciana, 2016).

Actualmente en España hay 21 cooperativas eléctricas, 16 de éstas se encuentran en el país Valenciano; se reparten entre las tres provincias, con mayor presencia en la provincia de Valencia que cuenta con nueve, por las cinco que tiene Alicante y las dos de Castellón. Además, hay otras cooperativas eléctricas en el País Valenciano que no están de momento agrupadas en la federación, como es la delegación valenciana de Som Energia. Las cooperativas más grandes son las de los municipios de Crevillent, Callosa del Segura y Alginet. Las más antiguas son las de Museros (1913) y Vinalesa (1911) (eldiario.es , 2014).

Las cooperativas eléctricas en España han visto la necesidad de adaptarse a las necesidades y exigencias del mercado eléctrico. De hecho, el año 2013 en el contexto de la reforma al sistema eléctrico español, se contempló en el proyecto inicial la obligación de las cooperativas a transformarse en sociedades mercantiles para poder comercializar energía. Ante la referida situación las cooperativas se unieron y fueron capaces de demostrar su aporte al mercado y dicho proyecto fue enmendado por todos los sectores políticos, bajo la fundamentación de que estas entidades habían logrado adaptarse a las nuevas normativas y que era necesario reconocerles la importancia histórica y social que han tenido las cooperativas, toda vez que en un principio constituyeron la solución para llevar el suministro eléctrico a zonas que no eran de interés de las grandes empresas,

y actualmente porque ofrecen precios más bajos a sus clientes y porque parte importante de sus utilidades se destinan a obras sociales, culturales y deportivas (elEconomista, 2013).

Hoy en día se reconocen a las cooperativas eléctricas de España una serie de beneficios sociales, en el mercado eléctrico mismo y fuera de éste, según se detallará a continuación:

a. Beneficios sociales en el mercado eléctrico

- **Mejor calidad de servicio:** Las cooperativas españolas se caracterizan por tener una mejor atención al cliente, ya que tienen oficinas en las mismas ciudades donde operan, a diferencia de las grandes empresas. En este sentido, el cliente puede tener respuesta a sus requerimientos en el minuto, a diferencia de las grandes empresas que muchas veces responden sólo a través de “call-center” (El Mundo, 2015). Además, señalan que en general ofrecen mejor calidad de suministro, ya que tienen menos pérdidas por transformación y transporte. Por ejemplo, Enercoop está en Crevillente físicamente, a diferencia de una grande como Iberdola que no tiene oficina en muchas ciudades donde opera. En cuanto a la calidad del suministro, Enercoop, el año 2010 tuvo pérdidas en torno al 5%, y la media en España ese año fue entre el 7 u 8% (Serrano, 2011).

- **Menores precios:** Las cooperativas eléctricas españolas ofrecen menores precios a sus clientes. Cabe señalar a modo de referencia que el año 2011, las cooperativas eléctricas de la Comunidad Valenciana ofrecían en promedio un valor del 15% menos en las tarifas eléctricas a los clientes finales (Diario Las Provincias, 2011).

b. Beneficios sociales fuera del mercado eléctrico

En España, las cooperativas eléctricas ofrecen beneficios importantes a las comunidad en que operan y además prestan apoyo a las fuentes de energía renovable.

En cuanto al impacto social, las cooperativas tienen un rol importante toda vez que la misma ley se los exige. Por ejemplo Alginet destina 300.000 euros anuales a asociaciones lúdicas, deportivas o de otro tipos y realizan campañas de vales de comida canjeables en los comercios de la localidad o bonos para la compra de material escolar canjeable en tiendas de la población. Por su parte Enercoop invierte 400.000 euros anuales en muchos fines sociales, como dotar de 400 becas de estudio, de un tanatorio gratuito para toda la población, además de ayudas a cada una de las asociaciones culturales, deportivas o recreativas de Crevillente (eldiario.es , 2014).

Por último, aunque aún de modo incipiente, se ha visto un resurgimiento de las cooperativas eléctricas, pero esta vez concentradas en los giros de generación y comercialización de energía renovable. Así como las cooperativas de distribución surgieron en respuesta a la falta de electrificación rural por desinterés de las grandes empresas, éstas nuevas cooperativas han surgido fundamentalmente como respuesta al oligopolio que hay en el mercado de la generación y la comercialización, donde 5 grandes empresas detentan en conjunto el 90% de la participación en dichos mercados. Los fines de estas cooperativas, que las diferenciarían de los otros agentes del mercado, son generar ellos mismos la energía demandada por los consumidores, comercializar energía verde y ofrecer precios justos. Destacan en este rubro las siguientes cooperativas: GoiEner, Som Energía y Zencer (eldiario.es , 2014).

5.2.2 Regulación de las cooperativas en España

Las cooperativas en España se rigen por la Ley 27/1999, de 16 de julio, de Cooperativas, o por las normativas autonómicas vigentes, en función de su ámbito territorial de actuación. Así las cosas, encontrándose la mayoría de las cooperativas eléctricas españolas en la Comunidad de Valencia, habría que considerar ciertas particularidades de la Ley 8/2003, de 24 de marzo, de Cooperativas de la Comunidad Valenciana. Por último, se hará referencia a la Ley 20/1990, de 19 de diciembre, de Régimen Fiscal de Cooperativas.

En España, al igual que en Chile, se hace un reconocimiento a las recogido en un estatuto especial para las referidas sociedades, sin embargo no tienen reconocimientos en el mercado específico propio de su giro, toda vez que se entiende que éstas deben adaptarse a las necesidades del mercado. En este sentido la “Exposición de Motivos de la Ley de Cooperativas”⁵² hace un reconocimiento a que

⁵² Ley 27/1999, de 16 de julio, de Cooperativas: ***“Las sociedades cooperativas, como verdaderas instituciones socioeconómicas, han de hacer frente a las constantes transformaciones que, de forma progresiva, se producen en el mundo actual. Los cambios tecnológicos, económicos y en la organización de trabajo que dan especial protagonismo a las pequeñas y medianas empresas, junto a la aparición de los nuevos «yacimientos de empleo», abren a las cooperativas amplias expectativas para su expansión, pero, a la vez, exigen que su formulación jurídica encuentre sólidos soportes para su consolidación como empresa.***

Para las sociedades cooperativas, en un mundo cada vez más competitivo y riguroso en las reglas del mercado, la competitividad se ha convertido en un valor consustancial a su naturaleza cooperativa, pues en vano podría mantener sus valores sociales si fallasen la eficacia y rentabilidad propias de su carácter empresarial.

*Los valores éticos que dan vida a los principios cooperativos formulados por la alianza cooperativa internacional, especialmente en los que encarnan la **solidaridad, la democracia, igualdad y vocación social** tienen cabida en la nueva Ley que los consagra como elementos indispensables para construir una empresa viable con la que los socios se identifican al apreciar en ella la realización de un proyecto que garantiza su empleo y vida profesional.*

Era necesaria una Ley de Cooperativas que, reforzando los principios básicos del espíritu del cooperativismo, fuera un útil instrumento jurídico para hacer frente a los grandes desafíos económicos y empresariales que representa la entrada en la Unión Monetaria Europea.

Las nuevas demandas sociales de solidaridad y las nuevas actividades generadoras de empleo, son atendidas por la Ley, ofreciendo el autoempleo colectivo como fórmula para la inserción social, la atención a colectivos especialmente con dificultades de inserción laboral y la participación pública en este sector.

(...)

La Ley ofrece un marco de flexibilidad, donde las propias cooperativas puedan entrar a autorregularse, y establece los principios que, con carácter general, deben ser aplicados en su actuación, huyendo del carácter reglamentista que en muchos aspectos, dificulta la actividad societaria(...)”.

las cooperativas contribuyen a la creación de empleos y que responden a las demandas sociales, pero que deben ser competitivas dentro del ámbito propio de su desempeño. Por lo anterior es que la ley de cooperativas lo que hace es facilitar la adaptación de este tipo de sociedades a las exigencias propias del sector en que se desenvuelva, principalmente mediante exenciones tributarias de las que no se ven beneficiadas las empresas.

A continuación, a partir de una revisión de las tres regulaciones recién señaladas, se hará mención a aquellas disposiciones que contengan cuestiones contempladas de manera diferente por la legislación chilena.

- *Ley 27/1999, de 16 de julio, de Cooperativas:*

La referida ley contiene el marco general que regula las cooperativas y plantea ciertas regulaciones de fondo diferentes a la legislación chilena que se señalan a continuación:

- Reservas legales:

a. España:

El Título de la ley hace referencia a las reservas legales. Igual que en Chile se establece un fondo de reserva obligatoria que en el caso español es del 20%, pero además se establecen de un fondo del 5% denominado fondo de educación y promoción de cooperativas (tiene como fines la formación de los socios y trabajadores de la cooperativa en los principios y técnicas cooperativas, económicas y profesionales; la promoción de las relaciones intercooperativas, la difusión del cooperativismo y la promoción cultural, profesional y social del entorno local o de la comunidad en general). Cabe hacer presente que Ley 8/2003, de Cooperativas de la Comunidad Valenciana, señala que este último fondo en el caso de las cooperativas de usuarios y consumidores (dentro de las cuales están las eléctricas) se destinará, fundamentalmente, a la defensa de los derechos de los consumidores y usuarios.

Cabe señalar que, como se verá más adelante, el incumplimiento de lo relativo a este fondo, conlleva la pérdida de la consideración de cooperativas fiscalmente protegidas.

b. Chile:

En Chile como se dijo la ley si contempla una reserva obligatoria que es del 18% (hasta el año 2015 era del 20%).

El cuanto al fondo de fomento cooperativo del 5%, en nuestro país no se considera ninguna obligación similar.

- Clasificación de las cooperativas de distribución eléctrica:

a. España:

Las cooperativas de distribución eléctrica son consideradas en España como como Cooperativas de Usuarios y Consumidores sin Fines de Lucro.

La cooperativa de consumidores es una sociedad de personas cuyo objetivo es realizar una actividad económica que tenga por objeto el suministro de bienes o servicios para consumo o uso de sus socios y de quienes con ellos convivan habitualmente. A través de la cooperativa, los

consumidores y usuarios satisfacen sus necesidades buscando mejores condiciones de calidad y precio, garantizando la transparencia informativa y económica de la gestión.

Las cooperativas eléctricas son consideradas sin ánimo de lucro, por lo que entre otras exigencias, deben cumplir con que los eventuales resultados positivos que se obtengan no serán repartibles entre los socios, sino que se dedicarán a la consolidación y mejora de la función social de la cooperativa.

b. Chile:

A diferencia del caso español, en Chile, las cooperativas eléctricas son consideradas como cooperativas de servicio y sí tienen fines de lucro. Si bien en la práctica no tienen una rentabilidad alta y en general todo se reinvierte y no hay repartos de utilidades, sino que de un aumento en las cuotas de participación de los socios, institucionalmente no están reconocidas como entidades sin ánimo de lucro.

- *Ley 8/2003, de 24 de marzo de Cooperativas de la Comunidad Valenciana*

No hay diferencias sustanciales con la Ley General de Cooperativas que afecten el estudio, sin embargo se hará referencia a una de ellas.

c. Fomento de Cooperativismo en los concursos públicos:

a. España:

El título III de la 8/2003, referido al Fomento de Cooperativismo, considera dentro de las medidas de fomento que en los concursos y subastas en que participen las cooperativas, en los casos de empate las cooperativas tendrán derecho preferente, cuando esto hayan sido convocados por la administración pública valenciana y entes dependientes de ella, para la realización de obras, servicios y suministros.

b. Chile:

En Chile que no hay ninguna disposición legal que contenga un principio similar para las cooperativas. De todos modos, esta disposición tiene escasa aplicación en la práctica, ya que empates en concursos y subastas son casos muy aislados. Sin embargo, representa la lógica de que ante igualdad de condiciones ofertadas en un concurso público entre una empresa y una cooperativa, se prefiere a la sociedad cooperativa, lo cual constituye un importante beneficio a favor de las cooperativas.

- *Ley 20/1990, de 19 de diciembre, de Régimen Fiscal de Cooperativas*

Antes de entrar al detalle, cabe hacer referencia al mensaje o preámbulo de la referida ley en cuanto hace alusión a los principios que inspiran el régimen fiscal existente recogiendo los incentivos que tiene el legislador español para establecer un régimen tributario más flexible para ese modelo de sociedad⁵³.

⁵³ "1.Fomento de las Sociedades Cooperativas en atención a su función social, actividades y características.

Ahora bien, se hará referencia a la diferenciación de regímenes fiscales para distintas cooperativas que contempla la legislación española, a diferencia de la chilena.

- Distintos regímenes fiscales para las cooperativas:

a. España:

El régimen fiscal contemplado en la regulación española distingue entre cooperativas protegidas y cooperativas especialmente protegidas (la ley en razón de su objeto social y a los socios que las constituyen les da una protección especial).

Las **cooperativas protegidas** tiene los siguientes beneficios tributarios:

i. Impuesto sobre Sociedades: Frente al tipo general previsto en la Ley (el 30% de los beneficios), las cooperativas tributan al tipo del 20% por sus resultados cooperativos y por los extra-cooperativos tributan al tipo general del 30%. A la cantidad resultante se le aplica el 50% de bonificación adicional⁵⁴.

ii. IAE (Impuesto sobre actividades económicas): Las cooperativas sólo pagan el 5% de este impuesto, porque gozan de una bonificación del 95% de la cuota a pagar.⁵⁵

iii. Impuesto sobre transmisiones patrimoniales y actos jurídicos documentados⁵⁶: las cooperativas están exentas de este impuesto respecto de los actos societarios: constitución, aumento de capital, fusión y escisión, así como para constituir y cancelar préstamos, para adquirir bienes y derechos que se integren en el Fondo de Educación y Promoción Cooperativa y para adquirir bienes y derechos necesarios para cumplir los fines sociales.

Las **cooperativas especialmente protegidas**, además de los referidos beneficios, en virtud de lo dispuesto en el art. 34 de la referida Ley tienen los siguientes beneficios:

i. En el Impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados, exención para las operaciones de adquisición de bienes y derechos destinados directamente al cumplimiento de sus fines sociales y estatutarios.

ii. En el Impuesto sobre Sociedades disfrutarán de una bonificación del 50 por 100 de la cuota íntegra.

2. Coordinación con otras parcelas del ordenamiento jurídico y con el régimen tributario general de las personas jurídicas.

3. Reconocimiento de los principios esenciales de la Institución Cooperativa.

4. Globalidad del régimen especial que concreta tanto las normas de beneficio como las de ajuste de las reglas generales de tributación a las peculiaridades propias del funcionamiento de las cooperativas.

5. Carácter supletorio del régimen tributario general propio de las personas jurídicas”.

⁵⁴ Es el equivalente al impuesto a la renta chileno

⁵⁵ Es un impuesto para las personas naturales o jurídicas que ejerzan una actividad económica y que deben pagar a la municipalidad en que desarrollan su actividad. Se equipara a las patentes municipales que se pagan en Chile

⁵⁶ Son impuestos distintos, el impuesto sobre Transmisiones Patrimoniales grava las transmisiones de bienes a título oneroso que no se encuentran gravados por el IVA. Por otra parte, el impuesto sobre los actos jurídicos documentados es el impuesto sobre la formalización de determinados documentos notariales, mercantiles y administrativos.

En cuanto a las cooperativas de estudio, cabe señalar que las cooperativas de consumidores son consideradas por la ley como especialmente protegidas. Sin embargo, el art. 12 contempla una serie de requisitos para que una cooperativa de consumidores mantenga la referida condición, que en caso de no cumplirse tendrá los beneficios de las cooperativas protegidas.

Las condiciones exigidas para ser considerada especialmente protegida son las siguientes:

- i. Que sean socios de la cooperativa sólo las personas físicas.
- ii. Que la cooperativa distribuya productos (no se incluyen como cooperativas especialmente protegidas aquellas que prestan servicios).
- iii. Si los trabajadores de la cooperativas tienen la condición de socios de trabajo, el total de su retribución, incluidos los anticipos y las cantidades exigibles en concepto de retornos cooperativos, no pueden exceder del doble de la retribución media habitual en el mismo sector de actividad.
- iv. Que las ventas a las personas que no sean socias de la cooperativa no superen, anualmente, el 50% del total de ventas de la cooperativa, si lo autorizan los Estatutos; si no es así, este límite se reduce al 10%. Este límite no se exige a aquellas cooperativas que tienen, al menos, 30 socios de trabajo, y por lo menos 50 socios de consumo por cada uno de los de trabajo, pudiendo actuar libremente con terceros no socios.

Además, el art. 13 de la misma ley señala requisitos adicionales para que las cooperativas sean protegidas fiscalmente que dicen referencia al cumplimiento de principios cooperativos en el desarrollo del negocio cooperativo⁵⁷. De incurrir en alguna de las causales ahí señaladas sólo se

⁵⁷ Art. 13. Causas de pérdida de la condición de cooperativa fiscalmente protegida.

Será causa de pérdida de la condición de cooperativa fiscalmente protegida incurrir en alguna de las circunstancias que se relacionan a continuación: 1. No efectuar las dotaciones al Fondo de Reserva Obligatorio y al de Educación y Promoción, en los supuestos, condiciones y por la cuantía exigida en las disposiciones cooperativas. 2. Repartir entre los socios los Fondos de Reserva que tengan carácter de irrepartibles durante toda la vida de la Sociedad y el activo sobrante en el momento de su liquidación. 3. Aplicar cantidades del Fondo de Educación y Promoción a finalidades distintas de las previstas por la Ley. 4. Incumplir las normas reguladoras del destino del resultado de la regularización del balance de la cooperativa o de la actualización de las aportaciones de los socios al capital social. 5. Retribuir las aportaciones de los socios o asociados al capital social con intereses superiores a los máximos autorizados en las normas legales o superar tales límites en el abono de intereses por demora en el supuesto de reembolso de dichas aportaciones o por los retornos cooperativos devengados y no repartidos por incorporarse a un Fondo Especial constituido por acuerdo de la Asamblea general. 6. Cuando los retornos sociales fueran acreditados a los socios en proporción distinta a las entregas, actividades o servicios realizados con la Cooperativa o fuesen distribuidos a terceros no socios. 7. No imputar las pérdidas del ejercicio económico o imputarlas vulnerando las normas establecidas en la Ley, los Estatutos o los acuerdos de la Asamblea general. 8. Cuando las aportaciones al capital social de los socios o asociados excedan los límites legales autorizados. 9. Participación de la cooperativa, en cuantía superior al 10 por 100, en el capital social de Entidades no cooperativas. No obstante, dicha participación podrá alcanzar el 40 por 100 cuando se trate de Entidades que realicen actividades preparatorias, complementarias o subordinadas a las de la propia cooperativa. El conjunto de estas participaciones no podrá superar el 50 por 100 de los recursos propios de la cooperativa. El Ministerio de Economía y Hacienda podrá autorizar participaciones superiores, sin pérdida de la condición de cooperativa fiscalmente protegida, en aquellos casos en que

aplicarán las normas contenidas en el capítulo IV de la ley y en este caso las cooperativas tributarán siempre al tipo general del Impuesto sobre Sociedades por la totalidad de sus resultados.

b. Chile:

Como se señaló, el régimen fiscal chileno, no contempla diferencias de sociedades cooperativas para otorgarles regímenes fiscales más favorables a unas que otras.

Los exenciones tributarias reconocidos por la ley chilena son los siguientes⁵⁸:

- i. Del cincuenta por ciento de todas las contribuciones, impuesto, tasas y demás gravámenes impositivos en favor del Fisco, con excepción del IVA.
- ii. Del impuesto de timbres y estampillas en los actos relativos a su constitución, registro, funcionamiento interno y actuaciones judiciales
- iii. Del cincuenta por ciento de todas las contribuciones, derechos, impuestos y patentes municipales, salvo los que se refieren a la elaboración o expendio de bebidas alcohólicas y tabaco.

La ley a continuación agrega que las cooperativas de consumo y las de servicio deberán pagar todos los impuestos establecidos por las leyes respecto de las operaciones que efectúen con personas que no sean socios, debiendo consignar en sus declaraciones de impuestos las informaciones necesarias para aplicar esta disposición.

- iv. En cuanto al impuesto a la renta se señala que no constituyen renta los excedentes que se generen con operaciones con socios, sin embargo estarán afectas a impuesto a la Renta de Primera Categoría todas aquellas partes del remanente que corresponda a operaciones realizadas con personas que no sean socios. (Art. 17 Ley 824). Además, la ley señala que los socios no pagan impuesto a primera categoría por el mayor valor de sus cuotas de participación y que están exentos de todo impuesto, el

se justifique que tal participación coadyuva al mejor cumplimiento de los fines sociales cooperativos y no supone una vulneración de los principios fundamentales de actuación de estas Entidades.

10. La realización de operaciones cooperativizadas con terceros no socios, fuera de los casos permitidos en las leyes, así como el incumplimiento de las normas sobre contabilización separada de tales operaciones y destino al Fondo de Reserva Obligatorio de los resultados obtenidos en su realización. Ninguna cooperativa, cualquiera que sea su clase, podrá realizar un volumen de operaciones con terceros no socios superior al 50 por ciento del total de las de la cooperativa, sin perder la condición de cooperativa fiscalmente protegida. A los efectos de la aplicación del límite establecido en el párrafo anterior, se asimilan a las operaciones con socios los ingresos obtenidos por las secciones de crédito de las cooperativas procedentes de cooperativas de crédito, inversiones en fondos públicos y en valores emitidos por empresas públicas. 11. Al empleo de trabajadores asalariados en número superior al autorizado en las normas legales por aquellas cooperativas respecto de las cuales exista tal limitación. 12. La existencia de un número de socios inferior al previsto en las normas legales, sin que se restablezca en un plazo de seis meses. 13. La reducción del capital social a una cantidad inferior a la cifra mínima establecida estatutariamente, sin que se restablezca en el plazo de seis meses. 14. La paralización de la actividad cooperativizada o la inactividad de los órganos sociales durante dos años, sin causa justificada. 15. La conclusión de la empresa que constituye su objeto o la imposibilidad manifiesta de desarrollar la actividad cooperativizada. 16. La falta de auditoría externa en los casos señalados en las normas legales”.

⁵⁸ Art. 49 de la Ley de Cooperativas

aumento del valor nominal de las cuotas de capital y cuotas de ahorro y la devolución de excedentes originados en operaciones con los socios.

La legislación española, a diferencia de la chilena, contempla ciertos mecanismos que aseguren un funcionamiento, más allá de lo propiamente orgánico, según los principios cooperativos. En este sentido, la reserva obligatoria del 5%, constituye una diferencia importante con el régimen chileno, en el que si bien se exige para las sociedades cooperativas una estructura orgánica conforme a la ley de cooperativas, no se establece ningún fondo que deba necesariamente destinarse al desarrollo de la cooperativa y de sus socios o a la comunidad.

En cuanto al régimen tributario, es interesante ver cómo la legislación española plantea diferencias en razón a si se están cumpliendo, más allá del funcionamiento orgánico, con los principios cooperativos. En ese sentido es que la ley “castiga” a aquellas cooperativas que tienen un volumen de operaciones mayor al 50% con clientes no socios. Esta última disposición sigue la línea lógica de establecer exigencias legales para las sociedades cooperativas en contrapartida de los beneficios que reciben. Por su parte, la legislación chilena con el objeto de establecer beneficios para aquellas operaciones que sigan la lógica cooperativa, establece que las exenciones aplicarán sólo para las operaciones realizadas con socios.

Tabla comparativa de la regulación cooperativa de Chile y España

	CHILE	ESPAÑA
Clasificación de cooperativas de distribución eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> - Cooperativas de servicio - Cooperativas con fines de lucro 	<ul style="list-style-type: none"> - Cooperativas de usuarios y consumidores - Cooperativas sin fines de lucro
Fondos obligatorios	- Reserva legal obligatoria: 18%	<ul style="list-style-type: none"> - Reserva legal obligatoria: 18% - Fondo de educación y promoción cooperativa: 5%
Preferencias en concursos públicos	No	Sí, sólo en la Comunidad Autónoma de Valencia, cuando esto hayan sido convocados por la administración pública valenciana y entes dependientes de ella, para la realización de obras, servicios y suministros.
Régimen fiscal aplicable	Se consideran beneficios para todas las cooperativas, señalando que para las de consumo y servicio, los beneficios se aplicarán cuando se trate de operaciones realizadas con socios.	Se establece que hay cooperativas especialmente protegidas y protegidas, exigiendo la ley el cumplimiento de una serie de requisitos para acceder a ellos.

Fuente: Elaboración propia

Conclusiones y recomendaciones

El presente estudio se focalizó en identificar y caracterizar los beneficios sociales que entregan las empresas pequeñas de distribución con foco especial en las cooperativas eléctricas, junto con constatar posibles obstáculos de operación en el mercado dada las normativas actuales. Para ello se analizaron datos estadísticos disponibles sobre el mercado de distribución eléctrica y revisión de literatura internacional con el fin de identificar nudos críticos para el funcionamiento y existencia de las empresas pequeñas. Adicionalmente a posibles soluciones dadas las condiciones actuales del mercado. El énfasis de las conclusiones y propuestas estuvo en determinar a partir de la evidencia, qué aspectos normativos o administrativos podrían mejorarse o flexibilizarse en el ámbito eléctrico, en función de un mayor aporte de las empresas pequeñas al mercado eléctrico.

A partir de la investigación es importante definir consideraciones generales sobre el mercado, las cuales definen el marco para comprender las recomendaciones que se realizan en el presente estudio. Estas afirmaciones son:

- **El mercado eléctrico constituye un mercado especial, al ser un servicio de necesidad básica y público.**

El mercado eléctrico- a diferencia del mercado de bienes de consumo-, se encarga de entregar un servicio básico a la población, lo cual posibilita desde el desenvolvimiento de la vida en el cotidiano, hasta el funcionamiento de la economía y la sociedad en su conjunto. El abastecimiento en sí es el gran aporte a la sociedad, siendo uno de los mayores valores reconocidos por los clientes y actores entrevistados de los territorios donde operan. Dada esta particularidad, es que el servicio es a su vez público, donde el Estado garantiza a través de diversos medios (subsídios, regulación y fiscalización) que las personas puedan acceder a él.

Por este motivo el foco principal es que el cliente cuente con un servicio de calidad, independiente de las características de la empresa encargada de su distribución (tamaño, solvencia económica) debe cumplir. En ese sentido más que apelar a flexibilizaciones normativas para empresas pequeñas, como es el caso de la ley de PYMES, el foco en el mercado eléctrico tiene que ser, *cómo el Estado debe garantizar que las empresas puedan cumplir con la entrega de un servicio de calidad*, donde el foco siempre sea el cliente. En ese sentido una de las principales dificultades de algunas empresas es operar en zonas aisladas, donde la entrega es más compleja que en sectores urbanos.

- **Alta regulación del mercado eléctrico, aunque no existiría una doble regulación de las cooperativas.**

Las cooperativas están sujetas no solo a la regulación del mercado eléctrico sino también a la de cooperativas. En lo relativo a la compatibilidad de la legislación eléctrica y cooperativa, la ley de cooperativas es clara en señalar que en cuanto a las actividades de su giro deben regirse por las normas propias de éste y lo mismo en cuanto a la fiscalización. En esta línea es que no hay una doble regulación ni doble fiscalización sobre las mismas materias, sino que se refieren a asuntos distintos. Lo cierto es que en este contexto, tanto el Ministerio de Energía como el de Economía exigen requerimientos distintos a las cooperativas, sin coordinación entre sí. Esta situación las expone a exigencias administrativas que por el hecho de ser empresas pequeñas, son difíciles de atender.

- **Consideraciones especiales para las cooperativas: factores propios del mercado eléctrico.**

El legislador reconoce en el modelo cooperativo un aporte a la sociedad, en virtud de lo cual contempla para este tipo de asociaciones un estatuto especial con exenciones tributarias de las que no son beneficiarias otras sociedades privadas. Ese reconocimiento es al modelo en sí mismo y está contemplado en la Ley de Cooperativas, definida en el Ministerio de Economía. En este sentido se entiende que la legislación eléctrica no contemple beneficios en su regulación por el hecho de ser cooperativa y los beneficios sociales que traen aparejadas.

Por su parte en el mercado eléctrico de distribución más que hacer consideraciones por ser una empresa pequeña, el reconocimiento se hace a sus costos de operación, consideración que es válida para cualquier tipo de empresa y no a las pequeñas solamente. Los costos se definen por aspectos propios del territorio (aislamiento) como también de las empresas, ya que como vimos las empresas pequeñas tienden a concentrarse en zonas más aisladas, con menor densidad poblacional, peor clima y aislamiento de servicios. Estos costos se reconocen en las ATD considerando VAD más altos para las empresas que tienen costos mayores por las zonas que en operan, junto a la diferenciación de normas de calidad por las dificultades propias de los lugares abastecidos.

Dichas estas nociones generales, es posible comprender que cualquier flexibilización normativa y/o administrativa debe tener como foco principal la entrega de una buena calidad de servicio al cliente. En ese sentido se recomienda tener como foco esta consideración, con el objetivo de tener mejor acogida por parte del Ministerio de Energía ante una eventual solicitud. Las recomendaciones en ese sentido van en la siguiente línea:

- **Importancia de monitorear costos (VAD) y rentabilidad de las empresas de distribución eléctrica, tamaños de las empresas y y de asegurar su correcta tarifación**

Como ya se mencionó, el Ministerio de energía se encarga de establecer VAD diferenciados para cada ATD, reconociendo los distintos costos asociados de cada una para así garantizar una rentabilidad de la industria como un todo que fluctúe entre 6%-14%. Sobre esto, a partir del estudio surgen algunos hallazgos que evidencian la necesidad de hacer investigaciones más específicas sobre la rentabilidad de las empresas y la determinación de VAD para la fijación tarifaria:

- Los mayores costos de operación (VAD) establecidos por las áreas típicas de distribución se generan en zonas aisladas, mientras que los costos más bajos en zonas de menor aislamiento. Esto reafirma la noción de que en estos mercados operan las economías de densidad, ya que a mayor concentración de clientes los costos son más bajos. Para efectos de este estudio no fue tan clara la relación entre aislamiento y rentabilidad, principalmente por la falta de datos de las principales empresas del país en las ATD de menores costos (Chilectra, CGE, Chilquinta y Saesa). Queda pendiente hacer un análisis futuro con toda la información necesaria y verificar posibles diferencias, para constatar rentabilidad entre las distintas ATDs e inter ATDs, considerando en esta segunda el nivel de aislamiento como posible predictor de rentabilidad dentro de las empresas con costos similares.
- No obstante lo anterior, en las ATD 5 y 6, donde existe mayor presencia de las empresas pequeñas, si fue posible encontrar diferencias de rentabilidad. Empresas de menores rentabilidades son aquellas pequeñas que no están asociadas a holding, mientras que las empresas pequeñas asociadas a holding si cuentan con mayores rentabilidades, en ambos casos controlando por el factor de aislamiento. Si bien habría que hacer estudios específicos de rentabilidad por empresa para formular conclusiones más categóricas, es posible que empresas asociadas a holdings podrían estar abaratando costos (subsidio desde empresas matrices) o bien, siendo más eficientes en las ventas

(situación que también habría que estudiar). Lo relevante de esto es que en todas las ATD la empresa modelo eficiente y bajo la cual se establecen los costos de operación son empresas asociadas a holdings. Por ejemplo podrían no estar considerándose costos de empresas más pequeñas, peligrando una posible quiebra o desincentivo a continuar en el mercado en el futuro.

Del estudio de rentabilidades se puede ver claramente que las empresas pequeñas rentan menos que las grandes y que las pequeñas asociadas a holding. En esta línea se plantea se propone revisar las causas de disparidad de rentabilidades, que como ya se ha mencionado, podrían explicarse por causas internas de las empresas como también a causas asociadas al sistema de determinación de tarifas establecido.

- **Regulación de la calidad de servicio: aspectos que se pueden mejorar en pos de una mayor flexibilización sin con ello afectar al cliente.**

Existen otros factores que afectan con mayor fuerza a las empresas pequeñas, de ahí que a partir de la experiencia internacional se podrían considerar algunas iniciativas en el corto plazo que podrían disminuir los costos de las empresas o al menos, facilitar su operación en el territorio.

- Definición de fuerza mayor: actualmente las faltas a la calidad del suministro se agrupan en problemas internos de la empresa, externos o bien de fuerza mayor. La normativa es bastante vaga sobre lo que refiere a las causas de fuerza mayor, generando situaciones como que condiciones del territorio (por ejemplo fallas por no poder podar árboles por imposibilidad de acceso a terrenos) se categoricen como responsabilidad interna de la empresa, situación que las expone a sanciones que se traducen en multas. En ese sentido habría que establecer qué aspectos son de fuerza mayor y cuáles son previsibles por las empresas. En el segundo caso, que la CNE reconozca dichos costos en los VAD, posibilitando que la empresa pueda responder ante variables externas a ella pero previsibles, como lo son los cortes por las condiciones climáticas.
- Consideración del tamaño o capacidad económica de la empresa al momento de multar. En relación a las multas, si bien el legislador establece criterios que consideran la capacidad económica del infractor, se considera que debiese haber una normativa que asegure la aplicación de los referidos criterios de manera objetiva, disminuyendo el arbitrio dejado al ente fiscalizador. Lo anterior, junto con una tipificación de conductas contribuiría ampliamente a la certeza de las concesionarias y las razones de los montos de las multas.
- Compensaciones automáticas. Parece cuestionable que las distribuidoras deban responder de manera automática a los clientes por hechos de terceros, más aún en aquellos casos en que es evidente y reconocido que el motivo de la interrupción es por causas externas a la distribuidora. Lo anterior podría afectar de mayor manera a las empresas pequeñas en aquellos casos en que las compensaciones exigidas sean muy altas, afectando con ello a fluidez de caja.
- Tanto en las entrevistas como en la experiencia internacional destaca una buena atención comercial de las empresas pequeñas. Debido a lo anterior las exigencias en cuanto a la calidad de servicio comercial deberían reconocer estas realidades que son bien evaluadas por los clientes, adaptando los criterios según el tamaño de las empresas. Por ejemplo, flexibilizar sobre los posibles canales de

comunicación con los clientes, donde podrían estar los call centers como también otras vías de comunicación más personalizadas.

- Por otra parte, en cuanto a la continuidad del suministro, se considera positivo el sistema de cómputo de interrupciones programadas que contempla la legislación peruana, en cuanto tienen una ponderación menor que las no programadas, cuestión que parece razonable en cuanto se considera esta diferenciación para los casos de mantención y extensión en las redes, que a fin de cuentas son en beneficio de los usuarios.
- Adicionalmente, aquellos reportes exigidos a todas las empresas distribuidoras y que por un tema de tamaño es difícil de cumplir para las empresas más pequeñas, se podría considerar un eventual apoyo técnico por parte del Estado para poder cumplir con exigencias en la operación (reportes administrativos, bases de datos u otros). Ejemplos de este tipo se pueden encontrar en el Sistema Municipal, donde la SUBDERE brinda apoyo técnico a Municipios de menores ingresos para la postulación de fondos de desarrollo regional (FNDR).

- **Importancia de contar con datos exhaustivos y unificados de la realidad de las empresas distribuidoras.**

Uno de los principales problemas para plantear los obstáculos de operación de las empresas de distribución de menor tamaño y localizadas en zonas aisladas, dice relación con la falta de datos que permitan caracterizar su realidad. Hoy para la toma de decisiones a nivel estatal es necesario contar con datos que permitan por ejemplo, hacer análisis de rentabilidad, análisis de costos de operación (VAD), catastro completo de las multas y sus criterios, entre otras posibilidades. En ese sentido hoy las bases no tienen criterios unificados, existen datos mal clasificados o bien, simplemente no existe información. Es por ello que se recomienda que las empresas de distribución eléctrica le exijan al Estado contar con información pública y bien catastrada, que permite transparentar los criterios bajo los cuales se toman ciertas decisiones, disminuyendo con ello los marcos de incertidumbre sobre sus decisiones.

ANEXOS

1. Metodología Entrevistas

Las distintas entrevistas realizadas se llevaron a cabo en las dos primeras etapas del estudio.

En la primera etapa como un modo de contextualizar el estudio se realizó una entrevista al Gerente de la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas FENACOPEL. Además, se realizaron siete entrevistas que fueron dirigidas a los Gerentes de cada cooperativas que forman parte de la federación y, por lo tanto del estudio, con la finalidad de poder comprender y conocer cómo funcionan en términos administrativos y operacionales, cuáles los las dificultades que cada uno identifica para su funcionamiento y los aportes que entregan las cooperativas.

En la segunda etapa del estudio, se consideró indagar sobre el funcionamiento de las cooperativas considerando la mirada los actores finales del sistema eléctrico como lo son clientes. Para ello, se seleccionaron dos cooperativas que corresponden a COPELAN (Los Ángeles) y COPELEC (Chillán). Las variables que fueron consideradas para su selección corresponden a: i) número de clientes; ii) Presencia de clientes en zonas urbanas; iii) Beneficios otorgados a los socios (Entrega de beneficios al interior de las cooperativas que buscan facilitar en distintos aspectos la vida de sus socios); iv) Relación con la comunidad (Entrega de beneficios a organizaciones, agrupaciones o personas a través de aportes).

Se identificaron a los distintos tipos de clientes: Socio – Cliente, Cliente rural y Cliente urbano que residen en las comunas donde operan las cooperativas, buscando información sobre la relación que tienen con ésta y la percepción sobre el servicio recibido. A su vez, se buscó identificar los beneficios que aportan las cooperativas a las comunidades.

Para cumplir con el objetivo, se realizaron 16 entrevistas individuales y 2 grupales, distribuidas en ambas cooperativas.

Por otra parte, se entrevistaron a cuatro autoridades locales que mantienen relación con las cooperativas en el ámbito de operación. Estas autoridades corresponden al Gobernador de la Provincia del Bío – Bío, al Consejero Regional de la Provincia de Ñuble y los Alcaldes de las comunas de Santa Bárbara y San Carlos.

Con la finalidad de poder tener una visión más amplia de la realidad que enfrentan las empresas de distribución en el sistema eléctrico, se buscó entrevistar a empresas de distintos tamaño, sin embargo, sólo se obtuvo respuesta positiva en aquellas empresas definidas como pequeñas. Las empresas grandes manifestaron no estar interesadas en aportar información para el estudio. En este contexto, se realizaron dos entrevistas, Gerente de operaciones Empresa Eléctrica de Puente Alto EEPA y Empresa Eléctrica Municipal de Til Til, con el objetivo de conocer cuáles son las dificultades que deben enfrentar en el mercado y cuáles son los aportes que entregan al sistema.

A continuación se presentan los cuadros resúmenes de las entrevistas realizadas

Cuadro nº 1

Entrevistas realizadas y actores

Actores	Nº de entrevistas
Gerente de FENACOPEL	1
Gerentes de las Cooperativas	7
Gerentes de otras empresas	2
Autoridades	4
Clientes	16 individuales; 2 grupales

Cuadro nº 2

Nº de Entrevistas y Tipos de Clientes

Actores	Cooperativas		
	COPELEC		COPELAN
	Individual	Grupal	Individuales
Socio – Cliente	2	1 (2 participantes)	3
Cliente zona rural	1	1 (10 participantes)	4
Cliente zona urbana	3		3
Autoridad Regional o Local	2		2
Cliente otra empresa	4		4

Consideraciones del trabajo de terreno

Las entrevistas dirigidas a clientes y autoridades se realizaron entre los días 4 y 15 de enero. Mientras que las entrevistas a gerentes de otras empresas fueron realizadas en febrero y marzo.

Si bien se realizó una diferenciación por tipo de clientes que tienen las cooperativas, en terreno se pudo constatar que esas diferencias eran difíciles de encontrar. Existe un número importante de clientes que residen en sectores rurales y que también son socios de la cooperativa, por lo tanto, prácticamente la totalidad de los clientes rurales entrevistados eran a su vez socios.

Por otro lado, también encontramos dos tipos de socios, aquellos que tienen cuenta residencial con la cooperativa y aquellos que además de tener cuenta residencial tienen cuentas industriales. Esa diferencia en los tipos de socios también marcó diferencia en los discursos.

Junto con lo anterior, también se pudo detectar otro tipo de situación, los socios – clientes que tienen cuentas residenciales e industriales, también tienen cuentas con otras empresas de distribución eléctrica del ámbito privado.

2. Notas metodológicas análisis estadístico

Base de Datos utilizadas

Las bases de datos utilizadas fueron las siguientes:

“antecedentes_de_consumo_en_distribucion”

Base obtenida de la página web de la CNE. Esta muestra el número de clientes regulados, la energía vendida y la comprada para casa empresa de distribución hasta el año 2013.

“Datos_AU004T0001450”

Esta base fue entregada por la SEC mediante Ley de Transparencia. Contiene los índices SAIDI de los años 2013 a 2015 para cada empresa en cada comuna y clasificada por tipo de interrupción. Es decir, de la siguiente forma:

AÑO	EMPRESA	COMUNA	REGION	CALIFICACIÓN	SAIDI [Horas]
Año	Empresa	Comuna	Región	Externa - [E]	
Año	Empresa	Comuna	Región	Fuerza Mayor o Caso Fortuito [FM]	
Año	Empresa	Comuna	Región	Interna - [I] (imputable a la concesionaria)	

Además, la base contiene la cantidad de clientes en cada comuna clasificados por nivel de ruralidad.

De la siguiente forma:

COMUNA	RURALIDAD	CANTIDAD CLIENTES
Comuna	RURAL 1	
Comuna	RURAL 2	
Comuna	URBANO	

Por último, contiene las Ventas Energía en GWh de cada empresa de distribución para los años 2012 a 2014.

“Largo_de_Tramos_y_Ruralidad”

Esta base fue entregada por Ley de Transparencia por la SEC. Contiene los kilómetros de red de Media y Baja tensión, de cada tipo de urbanización (rural 1, rural 2, urbano) para cada empresa en cada comuna.

Sin embargo, esta información se contradice con la proporcionada por las cooperativas eléctricas, donde la mayor diferencia corresponde a las redes de CRELL.

Nombre	km de línea reportados por las cooperativas	Km de línea base de datos SEC	Diferencia en puntos porcentuales
COOPELAN	3455	3131	-9%

CEC	711,9	731	3%
COPELEC	8652,2	10235	18%
COELCHA	3200	2954	-8%
SOCOEPA	1290,71	1526	18%
COOPREL	1631	1662	2%
CRELL	2556,8	3996	56%

Además, COPELAN, COPELEC, COELCHA Y CRELL reportan clientes urbanos, mientras que la base de datos de longitud de redes no les asigna zonas urbanas. Esto es muy significativo en los casos de COPELEC y CRELL, quienes reportan el 33% y 70% de sus clientes como urbanos, respectivamente.

Nombre	Nº de Clientes Rurales reportados	Nº de Clientes Urbanos reportados
COPELAN	15400	3800
CEC	10141	0
COPELEC	32481	18206
COELCHA	13000	1000
SOCOEPA	6601	0
COOPREL	6166	0
CRELL	7263	16954

“Notas Índices R2014”

Esta base fue entregada por Ley de Transparencia por la SEC. Contiene las notas de cada empresa de cada uno de los 4 índices de continuidad de suministro, para cada tipo de ruralidad.

Código	Descripción
NFMIKU	Nota correspondiente al indicador FMIK en zonas urbanas.
NFMIKR1	Nota correspondiente al indicador FMIK en zonas rural 1.
NFMIKR2	Nota correspondiente al indicador FMIK en zonas rural 2.
NFMITU	Nota correspondiente al indicador FMIT en zonas urbanas.
NFMITR1	Nota correspondiente al indicador FMIT en zonas rural 1.
NFMITR2	Nota correspondiente al indicador FMIT en zonas rural 2.
NTTIKU	Nota correspondiente al indicador TTIK en zonas urbanas.
NTTIKR1	Nota correspondiente al indicador TTIK en zonas rural 1.
NTTIKR2	Nota correspondiente al indicador TTIK en zonas rural 2.
NTTITU	Nota correspondiente al indicador TTIT en zonas urbanas.
NTTITR1	Nota correspondiente al indicador FMIK en zonas rural 1.
NTTITR2	Nota correspondiente al indicador FMIK en zonas rural 2.
NKVAU	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIK y TTIK de zonas urbanas.
NKVAR1	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIK y TTIK de zonas rurales tipo 1.
NKVAR2	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIK y TTIK de zonas rurales tipo 2.

NTRAFUO	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIT y TTIT de zonas urbanas.
NTRAFOR1	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIT y TTIT de zonas rurales tipo 1.
NTRAFOR2	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIT y TTIT de zonas rurales tipo 2.
NKVA	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIK y TTIK
NTRAFO	Promedio de las notas correspondientes a los indicadores FMIT y TTIT
NEMPRESA	Promedio de las notas asignadas a los 4 indicadores de calidad de suministro atribuidos a la empresa

Nuevamente se encontraron contradicciones entre la información entregada por la SEC. En la base de datos “Largo de Tramos y Ruralidad” provista por la SEC, los kilómetros de red de la empresa COPELAN aparecen clasificados en su totalidad como rural tipo 1. Sin embargo, en la base de datos “Notas Índices R2014” provista por la SEC se reportan notas de índices de suministro sólo para ruralidad tipo 2. Por otro lado, los kilómetros de red de la empresa COELCHA aparecen clasificados como R1 y R2, mientras que en el Ranking SEC se reportan notas de índices de suministro sólo para R2.

Ranking SEC:

Esta información fue obtenida de la publicación del Ranking SEC 2014. Entrega Nota de indicadores de continuidad de suministro, nota de encuesta a clientes y nota de reclamos, y nota final.

Se solicitó a la SEC la información sobre las características sociodemográficas de la población encuestada y de las personas que reclamaron, sin obtener una respuesta satisfactoria. A raíz de esto se presenta como una limitante el análisis de las notas de encuestas y reclamos. En el Estudio “Conocimiento y Percepción Ciudadana Sobre las Funciones y Servicios Municipales” se dice que “los habitantes de las comunas urbanas distinguen mejor las responsabilidades del municipio en diseño, ejecución y financiamiento de los servicios, que los de las comunas rurales” (Chile. Ministerio del Interior, SUBDERE, 2007). Es posible entonces, que en zonas rurales no se distinguen las responsabilidades de las distribuidoras como en las zonas urbanas.

Sanciones 2014 y 2015

La base de datos “Sanciones 2014 y 2015” entregada por la SEC a través de la Ley de Transparencia entrega las fechas y los montos de todas las multas impartidas a empresas de distribución eléctrica. Aunque entrega los motivos de las multas, estos no se encuentran sistematizados y no se especifica si gravedad, lo que dificulta el análisis de las mismas.

Índice Bases construidas

Código	Base de Datos en la que está	Hipervínculo
Aislamiento	base consolidada empresas eléctricas	0
ATD	base consolidada empresas eléctricas base de datos por empresa	0
Clasificación Aislamiento	base consolidada empresas eléctricas base de datos por empresa	0
Clasificación Clima	base consolidada empresas eléctricas	0
Clientes Regulados 2013	base de datos por empresa	0
Clientes/km	base consolidada empresas eléctricas	0

	base de datos por empresa	
Clima	base consolidada empresas eléctricas	0
Cód. Comuna	base consolidada empresas eléctricas	0
Cód. Empresa	base de datos por empresa	0
Comuna	base consolidada empresas eléctricas	0
Cooperativa	base consolidada empresas eléctricas	0
Empresa	base consolidada empresas eléctricas base de datos por empresa	0
Grupo Económico	base de datos por empresa	0
Holding	base consolidada empresas eléctricas	0
Ingresos Explotación	base de datos por empresa	0
Largo Red BT [km]	base consolidada empresas eléctricas	0
Largo Red MT [km]	base consolidada empresas eléctricas	0
Largo Red Rural 1 [km]	base de datos por empresa	0
Largo Red Rural 2 [km]	base de datos por empresa	0
Largo Red Rural Total [km]	base de datos por empresa	0
Largo Red Total [km]	base consolidada empresas eléctricas base de datos por empresa	0
Largo Red Urbano [km]	base de datos por empresa	0
Margen Operacional	base de datos por empresa	0
Máx de Aislamiento	base de datos por empresa	0
Máx de clientes/km	base de datos por empresa	0
Mín de Aislamiento	base de datos por empresa	0
Mín de clientes/km	base de datos por empresa	0
Monto Multas 2014	base de datos por empresa	0
Monto Multas 2014-2015	base de datos por empresa	0
Monto/cliente	base de datos por empresa	0
Monto/multa	base de datos por empresa	0
NENCUESTA Ranking SEC 2014	base de datos por empresa	0
NFINAL Ranking SEC 2014	base de datos por empresa	0
NFMI	base de datos por empresa	0
NFMIR1	base de datos por empresa	0
NFMIR2	base de datos por empresa	0
NFMIU	base de datos por empresa	0
NÍNDICES Ranking SEC 2014	base de datos por empresa	0
Nº Multas 2014	base de datos por empresa	0
Nº Multas 2014-2015	base de datos por empresa	0
NR1	base de datos por empresa	0
NR2	base de datos por empresa	0
NRECLAMOS Ranking SEC 2014	base de datos por empresa	0

NTTI	base de datos por empresa	0
NTTIR1	base de datos por empresa	0
NTTIR2	base de datos por empresa	0
NTTIU	base de datos por empresa	0
NZU	base de datos por empresa	0
Pobreza Comunal	base consolidada empresas eléctricas	0
Promedio de Aislamiento	base de datos por empresa	0
Promedio de Pobreza comunal	base de datos por empresa	0
Promedio Margen Operacional	base de datos por empresa	0
Promedio Razón Corriente	base de datos por empresa	0
Promedio Razón de Endeudamiento	base de datos por empresa	0
Promedio Razón Deuda Patrimonio	base de datos por empresa	0
Promedio ROA	base de datos por empresa	0
Promedio ROE	base de datos por empresa	0
Promedio SAIDI EX	base de datos por empresa	0
Promedio SAIDI FM	base de datos por empresa	0
Promedio SAIDI IN	base de datos por empresa	0
Razón Corriente o Circulante	base de datos por empresa	0
Razón de endeudamiento	base de datos por empresa	0
Razón Deuda Patrimonio	Base de datos por empresa	0
Resultado Operacional (de Explotación)	base de datos por empresa	0
Riesgo Clima	base consolidada empresas eléctricas	0
ROA	base de datos por empresa	0
ROE	base de datos por empresa	0
Suma SAIDI EX	base de datos por empresa	0
Suma SAIDI FM	base de datos por empresa	0
Suma SAIDI IN	base de datos por empresa	0
Tamaño Empresa	base consolidada empresas eléctricas base de datos por empresa	0
Tipo Empresa	base de datos por empresa	0
Tipo Ruralidad	base consolidada empresas eléctricas	0
Total Clientes	base consolidada empresas eléctricas base de datos por empresa	0
Ventas[GWh]	base de datos por empresa	0

Código Comuna

Corresponde al Código Único Territorial establecido según Decreto 817/2010 que determina sistema de codificación única para las regiones, provincias y comunas del país.

Comunas

Código Empresa

A lo largo de los años las empresas distribuidoras suelen cambiar de nombre o ser absorbidas por otras empresas, por lo que el regulador le asigna un código a cada una.

En el año 2013 existían 34 las distribuidoras concesionadas que suministraban a clientes regulados. Sin embargo, en la base de datos por empresa se muestran 32 distribuidoras concesionadas que en el año 2013 suministraban a clientes regulados. Por falta de datos se decidió omitir a COOPERSOL en análisis económico. Esta empresa distribuye en la Región de Arica y Parinacota, y tiene un bajo número de clientes. También se omitió por falta de información a la empresa EMELCA, que distribuye en la comuna de Casablanca en la Región de Valparaíso.

En noviembre de 2014 la empresa eléctrica CGE Distribución absorbió a sus firmas filiales Emelectric y Emetal, y la empresa eléctrica CONAFE, perteneciente al grupo CGE, absorbió a la empresa eléctrica ENELSA. Es por estas razones que no se tienen datos de estas empresas para el año 2015, y en algunos casos 2014.

Tipo de Empresa

Existen 2 categorías: cooperativa y no cooperativa. Todas las cooperativas analizadas (7) pertenecen a la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas FENACOPEL.

Grupo Económico

Corresponde al grupo económico o *holding* al que pertenece la empresa de distribución.

Para fines de este estudio, se le asignó a cada comuna un grupo económico. En los casos en que existen 2 empresas en una misma comuna, se estableció un grupo económico predominante correspondiente al con mayor número de clientes asociados.

ATD

Corresponde al área típica de distribución a la que pertenece la empresa. Estas fueron definidas en el Informe Técnico de Fijación de Fórmulas Tarifarias Para Concesionarias de Servicio Público de Distribución para los años 2012 –2016.

Para fines de este estudio, en la construcción de la base de datos comunal se le asignó a cada comuna un ATD, a partir del ATD correspondiente a la empresa que opera en ella. En los casos donde existen 2 empresas operativas en una misma comuna se estableció un ATD predominante, correspondiente a la empresa con mayor número de clientes asociados.

Aislamiento

Se usó el índice de aislamiento nacional de SUBDERE 2013, el cual se reclasificó en 5 niveles según quiebre natural, como se muestra en la siguiente tabla:

Número de Categoría	Grado de Aislamiento	Índice de Aislamiento
1	Bajo	> 1,64
2	Medio bajo	1,15 – 1,64
3	Medio	0,81 – 1,15
4	Medio alto	0,36 - 0,81
5	Alto	≤ 0,36

En la base de datos por comuna se muestra el promedio de los índices de aislamiento de todas las comunas donde están presentes las empresas. Además se muestra el índice de aislamiento máximo y mínimo, que corresponden a las comunas con los máximos y mínimos promedios de aislamiento para cada empresa.

Pobreza comunal

Se usó el porcentaje de pobreza comunal de los datos CASEN 2013. En la base de datos por comuna se muestra el promedio de los porcentajes de pobreza de todas las comunas donde están presentes las empresas.

Clima

A cada comuna se le asignó una categoría, siendo 1 la categoría con clima menos riesgoso y 5 con clima más riesgoso. Esto se definió a partir de la clasificación climática de Köppen, reclasificado según la predominancia de precipitación.

Clasificación	Riesgo Clima
Desértico	1
Semiárido	2
Templado cálido	3
Templado Frio Lluvioso	4
Altura	5

Ventas GWh

Las ventas de energía medidas en GWh de cada empresa para los años 2012 a 2015 fueron obtenidos de la base de datos “Datos_AU004T0001450” enviada por la SEC a través de una solicitud mediante la Ley de Transparencia.

Largo de Red

A partir de la base de datos “Largo de Tramos y Ruralidad” provista por la SEC a través de la Ley de Transparencia, que contiene el largo de red de baja y media tensión de cada empresa y clasificada por nivel de ruralidad, se calculó lo siguiente:

Largo Red BT [km]	suma total de los kilómetros de red de baja tensión de las empresas
Largo Red MT [km]	suma total de los kilómetros de red de media tensión de las empresas
Largo Red Rural 1 [km]	suma total de los kilómetros de red clasificadas como rural 1 de las empresas
Largo Red Rural 2 [km]	suma total de los kilómetros de red clasificadas como rural 2 de las empresas
Largo Red Rural Total [km]	suma total de los kilómetros de red clasificadas como rural 1 y rural 2 de las empresas
Largo Red Total [km]	suma total de los kilómetros de red de las empresas
Largo Red Urbano [km]	suma total de los kilómetros de red clasificadas como urbana de las empresas

Total Clientes

La base de datos “Largo de Tramos y Ruralidad” provista por la SEC contiene los kilómetros de red de cada tipo de urbanización⁵⁹ para cada empresa en cada comuna. Además, de la base de datos “Datos_AU004T0001450” se tiene el número de clientes de cada tipo de urbanización por comuna. Para determinar la cantidad de clientes de cada empresa en cada comuna se realizó una repartición de los clientes según el porcentaje de las líneas correspondientes a cada empresa en el tipo de urbanización. Esto supone una razón clientes/km de red igual para el mismo nivel de urbanización en la comuna.

En la base de datos por empresa se muestra la suma total de clientes por empresa, calculado luego de definir el número de clientes por empresa en cada comuna.

De la base de datos “Largo de Tramos y Ruralidad” provista por la SEC se eliminó el dato de la comuna de Los Muermos zona rural tipo 1, ya que registra 0,1 km de cable para 4000 clientes y se obtienen resultados anómalos. Además, en la misma base de datos no existen datos de clientes en LAJA para el caso de COPELAN, por lo que se usó el dato que reportó la empresa de manera particular (367 clientes).

Por otro lado, esta información se contradice con la proporcionada por las cooperativas eléctricas. En la siguiente tabla se pueden apreciar las diferencias. Llama la atención la gran diferencia que existe entre los datos obtenidos de la base de datos de la CNE y los obtenidos de manera ponderada a partir de los datos de la SEC.

Nombre	Nº de clientes reportados por las cooperativas	Nº Clientes en zonas Concesionadas	Nº Clientes en zonas No concesionadas	Total clientes CNE 2013	Total Clientes Estimado	Diferencia porcentual entre Total Clientes CNE 2013 y Total Clientes Estimado
COPELAN	19200	19200	0	16896	1121	-93%
CEC	10141	10057	84	9133	11110	22%
COPELEC	54926	40986	13940	43639	62869	44%
COELCHA	14000	13200	800	11384	27200	139%
SOCOEPA	6601	4991	1610	6070	12244	102%
COOPREL	6166	5187	979	5914	7652	29%
CRELL	24217	10817	13400	22428	25276	13%

Existen diferencias entre el número de clientes rurales que reportan las cooperativas y los atribuibles a cada una a partir de la longitud de redes. Cuatro cooperativas reportan clientes urbanos, mientras que la base de datos de longitud de redes no les asigna zonas urbanas. Esto es muy significativo en los casos de COPELEC y CRELL, quienes reportan el 33% y 70% de sus clientes como urbanos, respectivamente.

⁵⁹ La normativa vigente establece 3 tipos de zonas geográficas: Urbana (U), Rural Tipo 1 (R1), Rural Tipo 2 (R2).

Nombre	Nº de Clientes Rurales	Total Clientes Rurales (Ponderado)	Diferencia porcentual entre Clientes reportados y Total Clientes rurales ponderado	Nº de Clientes Urbanos reportados
COPELAN	15400	1121	-93%	3800
CEC	10141	11110	10%	0
COPELEC	32481	62869	94%	18206
COELCHA	13000	15296	18%	1000
SOCOPEPA	6601	12244	85%	0
COOPREL	6166	7652	24%	0
CRELL	7263	25276	248%	16954

Clientes Regulados 2013

El número de clientes regulados de cada empresa en el año 2013 fueron obtenidos de la base de datos “antecedentes de consumo en distribución” creada por la CNE.

Tamaño

El número de clientes regulados de cada empresa utilizada para la clasificación de empresas por tamaño fue obtenido de la base de datos “antecedentes de consumo en distribución” creada por la CNE y corresponde al año 2013. Se le asignó una categoría de tamaño del 1 al 5 a cada empresa por quiebre natural según su número de clientes como se muestra a continuación:

Número de Categoría	Descripción	Número de Clientes
1	Pequeña	≤ 26.839
2	Mediana pequeña	26.839 - 92.816
3	Mediana grande	92.816 - 530.596
4	Gran empresa	>530.596

Como se dijo anteriormente, a partir de la cantidad de clientes de cada empresa en cada comuna obtenemos un total de clientes por empresa que difiere importantemente de la base de datos 2013 mencionada anteriormente. Sin embargo, el número de clientes obtenido de la base de datos de la SEC coinciden con las clasificaciones realizadas por tamaño de empresa.

Clientes/km

Corresponde un parámetro de densidad y se calcula dividiendo Total Clientes con los Largo Red Total.

Las diferencias entre los datos disponibles de clientes y longitud de redes en las bases de datos de la SEC y lo reportado por las cooperativas, llevan a obtener diferencias importantes en el valor de este parámetro de densidad. Especialmente relevantes son el caso de COPELAN y COELCHA.

Nombre	Cientes/km de línea reportados por cooperativas	Cientes/km calculados	Diferencia porcentual entre valores reportados y calculados
COPELAN	5,6	0,4	-94%
CEC	14,3	15,2	7%
COPELEC	6,3	6,1	-3%
COELCHA	4,3	9,2	114%
SOCOEPA	5,1	8,0	57%
COOPREL	3,8	4,6	22%
CRELL	9,1	6,3	-31%

En la base de datos por empresa se muestra la razón cliente/km de red máximo y mínimo, que corresponden a la razón en las comunas donde se encuentra cada empresa con los máximos y mínimos promedios de aislamiento.

Ingresos Explotación

Corresponde a los ingresos de explotación reportados en los estados financieros de las empresas, para los años 2012 a 2014.

Resultado Operacional o de Explotación

Corresponde a los resultados operacionales de explotación reportados en los estados financieros de las empresas, para los años 2012 a 2014.

Indicadores Financieros

Todos los datos utilizados para el cálculo de indicadores financieros de los años 2012 a 2014 fueron obtenidos de los Estados Financieros publicados por las empresas distribuidoras.

Las fórmulas que se utilizaron fueron las siguientes:

Código	Fórmula
Razón Corriente o Circulante	$\frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$
Razón de endeudamiento	$\frac{\text{Pasivos Totales}}{\text{Activos Totales}}$
Razón Deuda Patrimonio	$\frac{\text{Pasivos Totales}}{\text{Patrimonio}}$
Margen Operacional	$\frac{\text{Resultado de Explotación}}{\text{Ingresos de Explotación}}$
Rendimiento sobre el Patrimonio (ROE)	$\frac{\text{Excedente del Ejercicio}}{\text{Patrimonio}}$

Rendimiento de los Activos antes de Impuestos	$\frac{\text{Excedentes Antes de Impuestos}}{\text{Activos Totales}}$
---	---

En la base de datos por empresa se muestran los promedios de los años 2012, 2013 y 2014 para los indicadores antes mencionados.

No se encontraron disponibles todos los estados financieros de todas las empresas para aquellos años. Por esta razón, no se pudieron calcular los indicadores de algunas empresas (EMETAL y CODINER), y en algunos casos se tienen datos de las empresas de sólo algunos años. Para las empresas CHILQUINTA, CONAFE, CHILECTRA, CGED y SAESA sólo se encontraron sus estados financieros consolidados, por lo que se optó por no utilizar estos datos. Esto imposibilitó un análisis certero al momento de comparar grupos económicos o entre áreas típicas de distribución, dada la gran influencia de estas empresas en aquellos grupos. CHILECTRA es la única empresa en ATD 1, CGED es la empresa modelo del ATD 2, CONAFE es la empresa modelo del ATD 3, CHILQUINTA es la tercera empresa con más ventas de energía de Chile después de CHILECTRA y CGED, y SAESA es la empresa modelo del ATD 4.

Finalmente, otra limitante son las diferencias contables entre las distintas empresas.

Niveles de Urbanización

La legislación eléctrica distingue tres niveles de urbanización. Las **zonas rurales tipo 1 (R1)** corresponden a aquellas comunas que cumplen simultáneamente con las siguientes dos condiciones:

Condición 1:

- Población total inferior a 70.000 habitantes;
- Población total mayor a 70.000 habitantes y relación entre viviendas urbanas y superficie total de la comuna, inferior a 350 viviendas/km².

Condición 2:

- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna inferior a 10.000;
- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna mayor a 10.000 y una relación entre la potencia total vendida y los kilómetros de línea de media tensión, inferior a 15 kW/km.

Las **zonas rurales tipo 2 (R2)** son aquellas zonas que cumplen con las condiciones establecidas para ser clasificada como zona rural tipo 1 y, adicionalmente, en forma simultánea, se cumplen las siguientes condiciones:

Condición 1: Ser suministradas por un alimentador cuya longitud total conectada a través de líneas de media tensión sea superior a 75 km., límite mínimo que no será aplicable a los territorios insulares;

Condición 2: Ser suministradas por un alimentador cuya relación entre la suma de las potencias de las subestaciones de distribución (transformación MT/BT), conectadas a dicho alimentador mediante líneas de media tensión y medida en kVA, respecto de la suma de las longitudes de esas mismas líneas de media tensión expresada en kilómetros, sea inferior a 50 kVA/km.

Multas

En la base de datos “Sanciones 2014 y 2015” entregada por la SEC a través de la Ley de Transparencia se muestran los montos de las multas a empresas de distribución para los años 2014 y 2015. A partir de eso se obtuvieron los cálculos que se muestran en la base de datos por empresa:

Monto Multas 2014	suma de las multas imputadas a cada empresa durante el año 2014, expresadas en UTM.
-------------------	---

Monto Multas 2014-2015	suma de las multas imputadas a cada empresa durante los años 2014 y 2015, expresadas en UTM.
Monto/cliente	cociente entre el monto total de las multas y el total de clientes.
Monto/multa	promedio de las multas imputadas a cada empresa. Se calcula como la división del monto total de multas y el número de multas
Nº Multas 2014	número total de multas imputadas a cada empresa durante el año 2014
Nº Multas 2014-2015	número total de multas imputadas a cada empresa durante los años 2014 y 2015

Notas Ranking SEC Índices de continuidad de suministro

La legislación contempla 4 indicadores de continuidad de suministro, que se calculan para cada nivel de urbanización. Dos de ellos miden la frecuencia de interrupciones (FMIK y FMIT), y los otros dos miden la duración de las mismas (TTIK y TTIT).

- a) FMIK Frecuencia media de interrupción por kVA
- b) TTIK Tiempo total de interrupción por kVA
- c) FMIT Frecuencia media de interrupción por transformador
- d) TTIT Tiempo total de interrupción por transformador

Con estos datos, la SEC calcula una nota del 1 al 10 para la elaboración del ranking SEC.

Los valores que se muestran corresponden a las notas de cada índice de suministro desagregado por nivel de urbanización. Estos datos fueron obtenidos de la base de datos “Notas Índices R2014” provista por la SEC a través de la Ley de Transparencia, para luego calcular los siguientes:

Código	Descripción
NTTI	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro TTIK y TTIT atribuidos a la empresa.
NFMI	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro FMIK y FMIT atribuidos a la empresa.
NTTIU	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro TTIK y TTIT atribuidos a la empresa únicamente en zonas urbanas.
NTTIR1	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro TTIK y TTIT atribuidos a la empresa únicamente en zonas rurales tipo 1.
NTTIR2	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro TTIK y TTIT atribuidos a la empresa únicamente en zonas rurales tipo 2.
NFMIU	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro FMIK y FMIT atribuidos a la empresa únicamente en zonas urbanas.
NFMIR1	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro FMIK y FMIT atribuidos a la empresa únicamente en zonas rurales tipo 1.
NFMIR2	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los indicadores de calidad de suministro FMIK y FMIT atribuidos a la empresa únicamente en zonas rurales tipo 2.
NZU	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los 4 indicadores de calidad de suministro atribuidos a la empresa únicamente en zonas urbanas.
NR1	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los 4 indicadores de calidad de suministro atribuidos a la empresa únicamente en zonas rurales tipo 1.
NR2	Promedio de las notas asignadas por la SEC según los 4 indicadores de calidad de suministro atribuidos a la empresa únicamente en zonas rurales tipo 2.

Notas Ranking SEC

La SEC publica anualmente un Ranking de Calidad de Servicio, que incluye: (1) índices de continuidad de suministro (que consideran sólo las interrupciones originadas en las instalaciones de la propia concesionaria); (2) encuestas a clientes; y (3) registros de reclamos.

Los valores que se muestran fueron obtenidos de la publicación 2014, que utiliza los datos del año 2013, donde:

Código	Descripción
NÍNDICES	Nota asignada por la SEC según los indicadores de calidad de suministro atribuidos a la empresa.
NENCUESTA	Nota asignada por la SEC según los resultados de encuestas a clientes.
NRECLAMOS	Nota asignada por la SEC según los registros de reclamos de clientes.
NFINAL	Se obtiene del promedio ponderado de: 50% NINDICE, 37,5% NENCUESTA, y 12,5% NRECLAMOS.

SAIDI

El índice SAIDI es un indicador de calidad de servicio de la empresa distribuidora, y corresponde a la duración promedio de interrupción por cliente servido. El indicador considera tres variables de interrupción: causas internas, causas externas, o de causa mayor. Por interrupciones internas (I) se entienden todas aquellas originadas en las instalaciones de la propia concesionaria. Las interrupciones externas (E) corresponden a aquellas originadas fuera de las instalaciones de la concesionaria, atribuibles a la generación, transmisión y subtransmisión. Finalmente, las interrupciones por fuerza mayor (FM) son aquellas consideradas impredecibles e irresistibles.

En la base de datos "Datos_AU004T0001450" enviada por la SEC a través de una solicitud mediante la Ley de Transparencia, se entregan los valores SAIDI de cada empresa en cada comuna. Suma SAIDI EX, Suma SAIDI FM y Suma SAIDI IN corresponden a la suma de este índice de todas las comunas donde distribuye la empresa, para los índices atribuibles a causas externas, de fuerza mayor y causas internas, respectivamente. Promedio SAIDI EX, Promedio SAIDI FM y Promedio SAIDI IN corresponden al promedio de los años 2013, 2014 y 2015 de la suma de este índice de todas las comunas donde distribuye la empresa, para los índices atribuibles a causas externas, de fuerza mayor y causas internas, respectivamente.

Bibliografía

- Alianza Internacional de Cooperativas. (s.f.). *www.ica.coop*. Recuperado el 31 de marzo de 2016, de <http://ica.coop/es/node/1625>
- Bachelet, M. (2014). Discurso de S.E. la Presidenta de la República, Michelle Bachelete, en Día Nacional e Internacional de las Cooperativas. (pág. 2). Santiago: Dirección de Prensa, Gobierno de Chile.
- Bordiu Cienfuegos-Jovellanos, S. (2014). Un nuevo mecanismo de retribución a la distribución eléctrica (RD 1048/2013). *Cuadernos de Energía*, 21-25.
- Chile. Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía. (2006). *La Regulación del Segmento Distribución en Chile*.
- Chile. Ministerio del Interior, SUBDERE. (2007). *Conocimiento y Percepción Ciudadana Sobre las Funciones y Servicios Municipales*.
- Comisión Nacional de Energía. (2006). *La Regulación del Segmento de Distribución en Chile*. Documento de Trabajo, Santiago.
- Cruzat, G. (1969). *Las cooperativas de electrificación rural en Chile*. Santiago, Chile: Universidad Católica de Chile, Instituto de Cooperativismo.
- Diario Las Provincias. (Enero de 2011). *www.lasprovincias.cl*. Obtenido de <http://www.lasprovincias.es/v/20110102/economia/cooperativas-electricas-rebajan-tarifas-20110102.html>
- EDP Energía. (2014). Regulación Sectorial - I Seminario de Energía EDP. El Mundo. (18 de junio de 2015). *www.elmundo.es*. Obtenido de <http://www.elmundo.es/economia/2015/06/18/5582a34946163f57358b458f.html>
- eldiario.es. (abril de 2014). *www.eldiario.es*. Obtenido de http://www.eldiario.es/cv/Cooperativismo-apagar-poderoso-oligopolio-electrico_0_250225074.html
- eEconomista. (noviembre de 2013). *www.economista.es*. Obtenido de <http://www.economista.es/valenciana/noticias/5298286/11/13/Todos-los-partidos-enmiendan-la-ley-para-salvar-a-las-cooperativas-electricas.html>
- Fano, J. M. (2002). Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. Federación Cooperativas Eléctricas Comunidad Valenciana. (enero de 2016). *coopelectricas.ecsocial.com*. Obtenido de http://coopelectricas.ecsocial.com/index.php?id_menu=56
- Lomuscio, L. (2004). *Rentabilidad de las Empresas de Distribución y su Relación con las Fijaciones Tarifarias*. Santiago de Chile.
- Ministerio de Energía y Minas de Perú. (Diciembre de 2011). Plan Nacional de Electrificación Rural 2012-2021.
- OLADE. (2013). *INFORME N° 2 Perú: Modelo del Mercado, Regulación Económica y Tarifa del Sector Eléctrico*.
- Pérez, M. (2011). *Análisis Comparativo de los Estudios de Valores Agregados de Distribución*. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- SEC. (2016). *www.sec.cl*. Obtenido de http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3417533&_dad=portal&_schema=PORTA
- Serrano, I. (Julio de 2011). *www.energias-renovables.com*. Obtenido de <http://www.energias-renovables.com/articulo/ildefonso-serrano-enercoop--nuestro-servicio-es>
- Vergara Blanco, A. (2009). Institucionalidad y principios del Derecho Eléctrico Chileno. En I. T. México, *Regulación Energética Contemporánea* (págs. 225-226). México DF: Editorial Porrúa.

Vergara Blanco, A. (2012). Comercialización de Energía Eléctrica. En ADEner, *Actas de Derecho de Energía N° 2* (págs. 69-82). Santiago: Legal Publishing - Thomson Reuters.