



Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC – CNE

Etapas b) Diagnóstico compartido

# Diagnóstico de la regulación del sector de distribución eléctrica en Chile

## Informe Resumen de Diagnóstico

Fecha: 10 de Abril de 2007

**PRELIMINAR**

Organizan la **Pontificia Universidad Católica** y la **Comisión Nacional de Energía**

<b>Equipo organizador</b>	
<b>Equipo organizador PUC</b>	<b>Equipo organizador CNE</b>
Profesor David Watts	Secretario Ejecutivo: Andrés Romero
Profesor Hugh Rudnick	Asesor: Fernando Dazarola
Metodología y facilitación: equipo DICTUC Prof. David Watts: Prof. Yarela Flores, Rodrigo Pérez y equipo.	

**RUTA:** C:\Users\David Watts\Google Drive\2017 Taller Dx PUC CNE 3\15 Informe diagnostico corto\Informe diagnostico corto v26 RP - DWCV07.docx



Durante los Talleres PUC-CNE para el desarrollo del nuevo marco regulatorio de la distribución de energía eléctrica del futuro, se han ido desarrollando una serie informes de levantamiento participativo. Este documento rescata y resume los **principales elementos de diagnóstico** levantados en estos talleres. También presenta los **problemas más importantes** tratados en los Talleres y reuniones PUC-CNE desde la **perspectiva histórica** y desde la **perspectiva de los diversos agentes** que participan en el sector. Se busca presentar con la mayor transparencia posible los temas que servirán de base para el desarrollo de propuestas y soluciones en las siguientes etapas de esta iniciativa. La **validación participativa** de este diagnóstico se presenta en el “Informe de validación participativa” del taller del día 13 de abril de 2017.



## CONTENIDOS

Resumen .....	4
1. Contexto: Regulación de la distribución y trabajo pre-legislativo de su regulación en Chile .....	6
1.1. Introducción: historia y desarrollo de la distribución en Chile .....	6
1.2. Trabajo pre-legislativo para una nueva regulación de la distribución en Chile: talleres PUC-CNE .....	7
2. Diagnóstico de la regulación de la distribución en Chile: Problemas desde una perspectiva histórica .....	12
2.1. Pasado y actualidad: problemas de la regulación de la distribución .....	13
2.2. La actualidad y el futuro: Problemas de la regulación de la distribución .....	20
2.3. El futuro: Problemas de la regulación de la distribución .....	23
3. El diagnóstico desde las diferentes perspectivas de los agentes: consumidor y ciudadano, nuevos agentes y la distribuidora.....	25
3.1. Consumidor y ciudadanos: problemas de la regulación de la distribución actual	26
3.2. Nuevos actores para el desarrollo de nuevos negocios: problemas de la regulación de la distribución actual .....	30
3.3. Distribuidora: problemas de la regulación de la distribución .....	33
4. Conclusiones .....	37
Referencias.....	39

## RESUMEN

La distribución eléctrica en Chile en las últimas décadas se ha desarrollado de forma exitosa, alcanzando importantes avances en cobertura, calidad de servicio y desarrollo de infraestructura. Sin embargo, más allá de los éxitos iniciales del sector, con el tiempo la regulación de la distribución ha demostrado falencias en diversos aspectos: complejos procesos tarifarios, calidad de servicio y tarifas desigualmente distribuidas a lo largo del país y expansión a veces poco armoniosa con el medio urbano, el medio ambiente o la comunidad local. A su vez, la regulación no está preparada para enfrentar la incorporación futura de nuevas tecnologías, agentes y servicios (generación distribuida, comercializadores, vehículos eléctricos, gestión de demanda, almacenamiento, etc.) y por tanto se requiere una actualización para dar un tratamiento adecuado a cada uno de estos agentes, servicios y tecnologías.

Por estos motivos, el gobierno ha impulsado un proceso pre-legislativo para el desarrollo de una nueva regulación para la distribución. Para ello, el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Pontificia Universidad Católica han desarrollado una serie de talleres participativos, la gran mayoría abiertos a profesionales de la industria, de la academia y el público en general. El presente documento resume el diagnóstico que se ha levantado a partir de dichos talleres y reuniones.

El diagnóstico se presenta desde dos perspectivas: desde la perspectiva histórica de los problemas de la regulación de la distribución y desde la perspectiva de los problemas que enfrentan los diversos agentes (consumidor y ciudadano, los nuevos agentes y la distribuidora).

### **El diagnóstico desde la perspectiva histórica**

**El pasado y la actualidad:** la regulación actual, junto a una serie de regulaciones y medidas complementarias, ha demostrado una serie de éxitos en términos de desarrollo de inversiones, aumentos de cobertura y alzas de calidad de servicio, que junto a tarifas costo-reflectivas han permitido el desarrollo de la actividad de distribución de electricidad en Chile. Sin embargo, estos logros han sido distribuidos desigualmente en la población y geográficamente, existiendo aún algunas zonas con limitada inversión, bajos estándares de calidad de servicio, altos costos de suministro y tarifas elevadas. Si bien el modelo ha logrado el desarrollo de una industria relativamente eficiente, la transferencia de estas eficiencias al consumidor en forma de bajas tarifas ha sido a veces limitada. En particular, los complejos procesos tarifarios con importantes divergencias no aseguran rentas justas para las empresas, ni tarifas justas para los consumidores. Estos procesos tampoco explotan la abundante información y tecnologías de bajo costo disponibles y el desarrollo institucional, que podrían reducir las áreas de divergencias y representar más fielmente la realidad diversa de los consumidores y empresas de distribución del país.

**La actualidad y el futuro:** Si bien en la actualidad los pequeños medios de generación distribuida (PMGD) constituyen una industria relativamente consolidada, su incorporación fue lenta y compleja, recurriendo a estrategias de parche, que cada vez más se tornan insostenibles en una regulación concebida con foco en el consumo. Entre los

desafíos pendientes se encuentran los siguientes: considerar su aporte a la remuneración de la red, los servicios complementarios que pueden prestar, la sostenibilidad de los precios estabilizados y la coordinación de proyectos con el desarrollo de la red. Asimismo, el modelo actual es incompatible con el desarrollo de la eficiencia energética y la cogeneración, mermando el desarrollo de estas importantes industrias. Por último, las inversiones en distribución se desarrollan con estándares urbanísticos muy desiguales a través del país, con algunas zonas de alto impacto a la ciudadanía y sin mayor coordinación o información a la misma (armonía con el entorno)

**El futuro:** La regulación actual no permite capturar las oportunidades y las eficiencias que las nuevas tecnologías, los agentes (generación distribuida residencial masiva, comunitaria y virtual, comercializadores, agregadores, vehículos eléctricos, gestión de demanda, almacenamiento, etc.) y la nueva información disponible puedan generarles a los consumidores y a la sociedad.

### **El diagnóstico desde la perspectiva de los diversos agentes**

**El Consumidor y ciudadano:** Mientras el consumidor está preocupado de la calidad y costos del servicio eléctrico, el ciudadano está preocupado de la infraestructura pública y el desarrollo de la ciudad: para el consumidor el foco de los problemas está en la calidad, los precios, la eficiencia y la comunicación con la distribuidora, mientras que para el ciudadano el foco está en la relación de las redes y la ciudad (urbanismo), el alumbrado público, la información y la participación en la expansión del sistema que determina las obras, sus trazados y el impacto en la ciudad. La calidad y cobertura en los sistemas aislados, es decir, la accesibilidad al servicio eléctrico de las personas son también una preocupación ciudadana.

**Los nuevos agentes:** las dificultades para la integración de los nuevos agentes que se visualizan surgen por varios motivos y se incluyen los siguientes: las condiciones para la competencia y la participación de la distribuidora en los nuevos negocios, la arbitrariedad en definiciones u límites que generan discriminaciones arbitrarias a ciertos agentes, los canales de comunicación y solución de conflictos con la distribuida, la actual integración vertical entre la distribución y la generación y el poder de mercado que ello significa. Todo lo anterior se traduce en altas barreras de entrada para el desarrollo de nuevos negocios y servicios y trabas importantes en la innovación.

**La Distribuidora:** Los principales problemas desde la perspectiva de la distribuidora se dividen en 2 familias. Una de ellas es la remuneración de la red donde se incluyen los problemas respecto del sistema de tarificación actual y las controversias, la diversidad de realidades nacionales y la incapacidad del modelo de remuneración para capturar dicha diversidad, la tasa de costo de capital y el riesgo de financiamiento de la red ante la entrada masiva de generación distribuida. La segunda familia son los nuevos negocios y la integración con otros servicios básicos, donde se incluyen los desafíos de gestión de la red y los incentivos y desincentivos actuales a la distribuidora además de la integración con otros servicios para generar eficiencias económicas.

## 1. CONTEXTO: REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN Y TRABAJO PRE-LEGISLATIVO DE SU REGULACIÓN EN CHILE

Se presenta a continuación una breve introducción al sector de distribución en Chile, su historia y desarrollo, resaltando sus virtudes y también algunas de sus falencias. La segunda sección de este capítulo presenta el contexto de desarrollo del trabajo pre-legislativo de una nueva regulación y los talleres de distribución PUC-CNE que dieron origen a este informe.

### *1.1. INTRODUCCIÓN: HISTORIA Y DESARROLLO DE LA DISTRIBUCIÓN EN CHILE*

Históricamente la regulación eléctrica chilena ha buscado el desarrollo de mercados libres y competitivos en generación y comercialización, sin planificación centralizada y con una regulación de los segmentos de transmisión y distribución que pretende reflejar los costos medios de largo plazo de estas actividades. Coherentemente con la búsqueda de competencia en generación y comercialización, se separó dichas actividades de aquellas inherentemente monopólicas como la transmisión y la distribución. Estas últimas reguladas por el Estado para explotar sus economías de escala y ámbito y transferir estos beneficios a los consumidores.

En el ámbito de la distribución el objetivo inicial fue electrificar y aumentar cobertura y más tarde, con el desarrollo de normas técnicas, alcanzar una mejora en la calidad de servicio. La extensión de cobertura se logró gracias a los programas de electrificación rural, en que el Estado subsidia directamente la inversión requerida para conectar comunidades y proveer el servicio, y gracias al régimen explícito de obligación de servicio aplicable a las empresas distribuidoras en su área de concesión, las que con sus tarifas reguladas recuperan aproximadamente los costos económicos de suministro.

La búsqueda de la eficiencia económica fue el driver principal del desarrollo de la distribución. El esquema descentralizado y la regulación de la tarifa pretenden representar los costos medios económicos reales de suministro. Para ello, se caracterizan las empresas principalmente en función de determinantes de costos asociados al tamaño de cliente y la densidad de los consumos, característica que se recoge actualmente bajo el concepto de área típica.

Al no desarrollarse estudios por empresa, y enfocar todos los esfuerzos en una empresa de referencia por área típica, se esperaba reducir costos y crear una fuerza competitiva e innovadora (competencia por comparación) que encontrara soluciones de menor costo entre procesos tarifarios, de manera que la empresa capitaliza los ahorros que logra al innovar con soluciones de distribución más económicas. Sin embargo, se ha ido transparentando con el tiempo el hecho de que los drivers de costos no tienen solo que ver con la zonas de suministro que sirven las empresas, sino también a sus condiciones geográficas, climatológicas, cantidad de clientes rurales y urbanos, entre otros aspectos. Los procesos tarifarios de distribución han presentado diversos problemas en el tiempo, enfrentando al regulador con las empresas distribuidoras con crecientes divergencias.



Además, la distribución eléctrica enfrenta hoy una revolución tecnológica y la regulación debe adaptarse a ello para integrar dichas tecnologías y traspasar sus mayores eficiencias a la población. Por ejemplo, hoy los consumidores residenciales tienen la opción de instalar generación local y desde hace más de una década que los llamados pequeños medios de generación distribuida (PMGD) pueden inyectar energía a la red de distribución. Ello significa que la red de distribución ya no solo suministrará a consumidores con energía proveniente de la red de transmisión, sino que la red también actuará como receptor de múltiples generadores distribuidos.

Por otro lado, la disminución de los costos de los medidores inteligentes junto con las mayores necesidades de información de los consumidores y nuevos agentes hace de la modernización, automatización y digitalización de las redes una necesidad creciente para el mediano plazo. Por último, las revoluciones tecnológicas que se visualizan en el futuro, como lo son la integración de los sistemas de almacenamiento, más generación distribuida, los vehículos eléctricos y su interacción con la red de distribución y otros mercados requieren que la red y la organización industrial asociada a la distribución se vaya adaptando con una regulación que facilite el desarrollo y la capitalización de los beneficios de estas nuevas tecnologías.

En resumen, se han desarrollado inversiones en el sector alcanzando altos niveles de cobertura. Sin embargo, el marco regulatorio ha mostrado una serie de falencias en diversos aspectos: complejos procesos tarifarios, calidad de servicio y tarifas desigualmente distribuidas a lo largo del país y expansión a veces poco armoniosa con el medio urbano, el medio ambiente o la comunidad local. A su vez, la regulación no está preparada para enfrentar la incorporación futura de nuevas tecnologías, agentes y servicios (generación distribuida, comercializadores, vehículos eléctricos, gestión de demanda, almacenamiento, etc.) y por tanto se requiere una actualización del marco regulatorio para dar un tratamiento adecuado a cada uno de estos agentes, servicios y tecnologías.

### *1.2. TRABAJO PRE-LEGISLATIVO PARA UNA NUEVA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN CHILE: TALLERES PUC-CNE*

La Comisión Nacional de Energía junto a la Pontificia Universidad Católica se encuentran desarrollando un proceso de reforma a la regulación de la distribución en Chile, para lo cual en una primera etapa se ha trabajado en el levantamiento de un diagnóstico compartido de los problemas y desafíos de la distribución eléctrica y su regulación. El inicio de este proceso de reforma se hizo público el día jueves 29 de septiembre de 2016 mediante un lanzamiento abierto y participativo, seguido de trabajo en grupos en el centro de extensión UC (talleres especializados).

Luego de esta reunión inicial, donde se revisaron los problemas y desafíos generales del sector distribución eléctrica, se desarrollaron una serie de talleres especializados, procurando levantar un diagnóstico más específico y detallado sobre los temas más importantes del sector. Algunos de estos temas se detallan a continuación en la Figura 1.



Figura 1: Ejemplo de temas y conceptos de trabajo de los talleres especializados

Estos temas se trataron en paralelo, organizándose en grupos que los trabajaron clasificándolos temáticamente desde el punto de vista del desarrollo, financiamiento, modelos de negocio y servicios de la de la red del futuro. De esta forma, en torno a 240 personas, vinculadas al mundo académico, empresas del sector eléctrico, consultores, ONGs y ciudadanos comprometidos, participaron en esta serie de 12 talleres organizados en 4 grupos de trabajo (3 series de talleres para cada grupo de trabajo) dirigidos por la Pontificia Universidad Católica con el objetivo de socializar problemas, desafíos, visiones y posibles soluciones para el sector. Esta organización de talleres y el levantamiento de un diagnóstico a partir de ellos se presenta en la Figura 2.



Figura 2: Metodología de talleres para la generación de un diagnóstico compartido.

En estos talleres participativos se realizaron distintas dinámicas con el objetivo de avanzar hacia el desarrollo de un diagnóstico compartido, levantando ideas y contribuciones individuales, socializándolas luego al resto del grupo, avanzando desde las bases en el desarrollo de una nueva regulación del segmento de distribución eléctrica. La Figura 3

presenta fotografías de estos talleres, trabajando individualmente en los formularios todo el grupo reunido y luego socializando ideas y aportes divididos en subgrupos.



**Figura 3: Fotografías de uno de los talleres realizados en la PUC. Fotografía superior: David Watts (PUC) explicando a un grupo la metodología. Fotografía inferior: subgrupo de un taller liderado por Fernando Flatow (CNE)**

Producto del trabajo de muchos profesionales, expertos, académicos y ciudadanos que dedicaron parte importante de su tiempo a participar y colaborar en estas iniciativas, aportando sus propuestas, críticas y opiniones, se desarrolló un diagnóstico que levanta los principales aspectos a mejorar de la regulación actual. Esto facilita una etapa posterior que consiste en el desarrollo de soluciones y propuestas, pues sin un diagnóstico compartido, es difícil aunar criterios, evaluar propuestas y proponer soluciones.

### **1.2.1. Referencias utilizadas como apoyo de este diagnóstico**

En cada uno de los 4 grupos temáticos (Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución, Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación, Grupo 3: Los modelos de negocio, Grupo 4 Los servicios de la red del futuro), se presentó a los participantes una serie de referencias internacionales que se utilizaron de apoyo para desarrollar los talleres y que por tanto también son una base del presente diagnóstico.

Entre las principales referencias internacionales presentadas a los participantes se encuentran el estudio de "Utility of the Future" del MIT y las presentaciones del Profesor Ignacio Pérez-Arriaga "Rethinking electricity distribution regulation". En estos estudios se presentan posibles organizaciones para la distribución eléctrica y de gas (utility) y como en el futuro las empresas de servicios podrían acomodar diversos nuevos negocios, teniendo en cuenta los importantes cambios en la provisión y consumo de los servicios de electricidad. En el futuro se espera todo tipo de recursos distribuidos, que sumado a los avances de las tecnologías de información y comunicación ofrecen un sinnúmero de oportunidades que parecen bloqueadas o limitadas en los marcos regulatorios tradicionales.

El profesor Pérez-Arriaga, con el cual el equipo PUC-CNE, realizó dos talleres durante enero de 2017, desarrolló en su presentación diversas alternativas regulatorias para acomodar el "Utility of the Future". Sus aportes fueron muy útiles en la discusión, pues algunos países y universidades están más avanzados en estas materias y es importante capitalizar sus avances en la reforma chilena, sin olvidar las particularidades de nuestro país y su estado de desarrollo.

También se consideran otras fuentes como la guía de la IEA sobre redes inteligentes "How 2 Guide for Smart Grids in Distribution Networks", estudios del tipo "Utility of the future: A customer-led shift in the electricity sector" de PWC, entre otras. Estas referencias, junto con una breve descripción, se presentan en la Figura 4. Además, en la sección de referencias se presentan otras fuentes adicionales.



**Figura 4: Algunas de las principales fuentes presentadas a los participantes de los talleres y utilizadas como base inicial en su desarrollo**



**Organización del presente documento:**

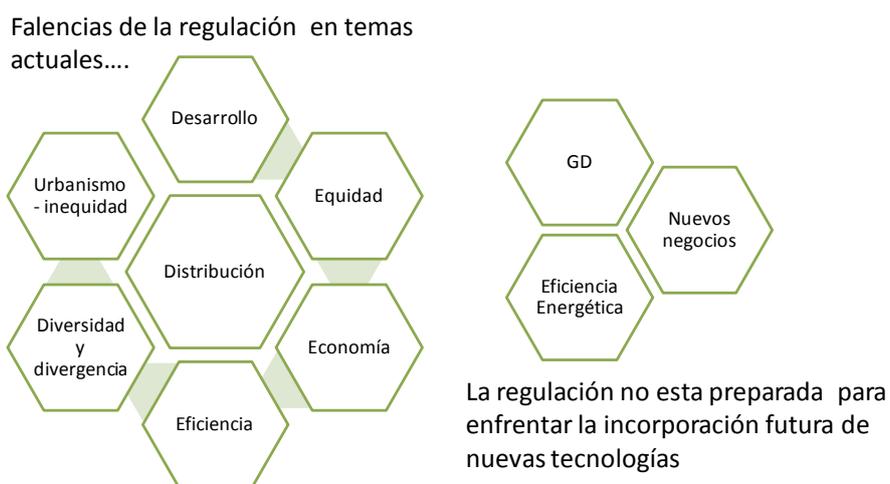
Este informe de diagnóstico resume los principales problemas asociados a la regulación de la distribución eléctrica en Chile. Está basado esencialmente en los levantamientos desarrollados en los talleres participativos PUC - CNE mencionados anteriormente, complementado con la revisión de fuentes internacionales de primer nivel.

Los siguientes dos capítulos presentan el diagnóstico desde dos puntos de vista: primero desde una perspectiva histórica (desde el pasado al presente) y segundo desde una perspectiva de los agentes involucrados: el consumidor y ciudadano, los nuevos agentes y la misma distribuidora. Cabe señalar que algunas problemáticas indicadas en el informe se repiten al revisar desde ambos puntos de vistas (histórica y desde los agentes), mientras que otros se presentan sólo una vez. Este es el caso principalmente de los temas asociados al regulador, que aparecen más importantemente desde la perspectiva histórica que de los agentes, pues el regulador no se incorpora como un agente propiamente tal.



## 2. DIAGNÓSTICO DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN EN CHILE: PROBLEMAS DESDE UNA PERSPECTIVA HISTÓRICA

En esta sección se presenta un levantamiento de los principales problemas de la regulación de la distribución organizados desde una perspectiva histórica, comenzando con aquellos problemas que tradicionalmente han acompañado al sector (el pasado y presente) y presentando luego aquellos problemas que pueden llegar a ser más importantes en el futuro si no se toman las medidas correctas a tiempo (el futuro). Las temáticas actuales incluyen el desarrollo de la red, la equidad geográfica de dicho desarrollo, la economía o capacidad para transferir eficiencias al consumidor, la diversidad de realidades (de consumidores y empresas) y divergencias en los procesos tarifarios y finalmente la inequidad de los estándares urbanísticos. Mientras que los temas de mayor presencia en el futuro abarcan la interacción de la red con la generación distribuida, en especial la generación residencial, la eficiencia energética y todos los posibles nuevos negocios que se están desarrollando en algunas partes del mundo y otros de los que aún no conocemos (ver Figura 5).



**Figura 5: Principales temáticas del diagnóstico abordadas en la perspectiva histórica que se resume en este Capítulo**

### 2.1. PASADO Y ACTUALIDAD: PROBLEMAS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

A continuación se presentan los problemas más recurrentes del pasado y que se han extendido a la actualidad, los que se han organizado en las siguientes tres familias para su presentación:

1. Nuevas inversiones, cobertura y calidad de servicio que se traducen en discriminación geográfica
2. Las tarifas y niveles de eficiencias que no siempre se transfieren a los consumidores
3. La complejidad de los procesos tarifarios que no dan certezas de remuneración justa a las empresas y tarifas a los consumidores.

Se profundiza en el diagnóstico de estas tres familias a continuación.

#### 2.1.1. Nuevas inversiones, cobertura y calidad de servicio que se traducen en discriminación geográfica



##### Desarrollo

La regulación actual, junto a una serie de regulaciones y medidas complementarias, ha demostrado una serie de éxitos en términos de desarrollo de inversiones, aumentos de cobertura y alzas de calidad de servicio, que junto a tarifas costo-reflectivas han permitido el desarrollo de la actividad de distribución de electricidad en Chile.

**Desarrollo de inversiones y tarifas costo-reflectivas:** La regulación actual, cuya ley data de los años 80's, ha permitido que el negocio de la distribución se desarrolle y auto-sustente a través de las tarifas cobradas a los usuarios. Algunos países de la región han logrado tarifas más bajas que las de Chile, pero que normalmente no reflejan el costo de servicio, no han logrado sostener a sus empresas distribuidoras, teniendo finalmente que ser asistidas financieramente por el Estado. En Chile, las empresas distribuidoras no han enfrentado procesos de quiebra y han ido desarrollando sus redes en sus respectivas zonas de cobertura, proveyendo un servicio eléctrico cada vez más necesario para la población con estándares cada vez más elevados. Evidentemente este servicio y desarrollo no es perfecto y el resto del documento se refiere a las limitantes o problemas que este desarrollo ha enfrentado. Asimismo, la cobertura eléctrica se ha incrementado notablemente en el país. En sectores rurales la cobertura ha sido impulsada por programas especiales<sup>1</sup>, tal como se aprecia en la Figura 6.

<sup>1</sup> Programa de Electrificación Rural 1994-2000, Programa de Electrificación Rural 2001-2006, Programa Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables 2001-2011, Programa de Energización Rural y Social 2008-2015, Fondo de Acceso a la Energía 2014-2017, Agenda de Energía y Programa de Acceso a la Energía para zonas aisladas, etc.



### Cobertura de Electrificación Rural

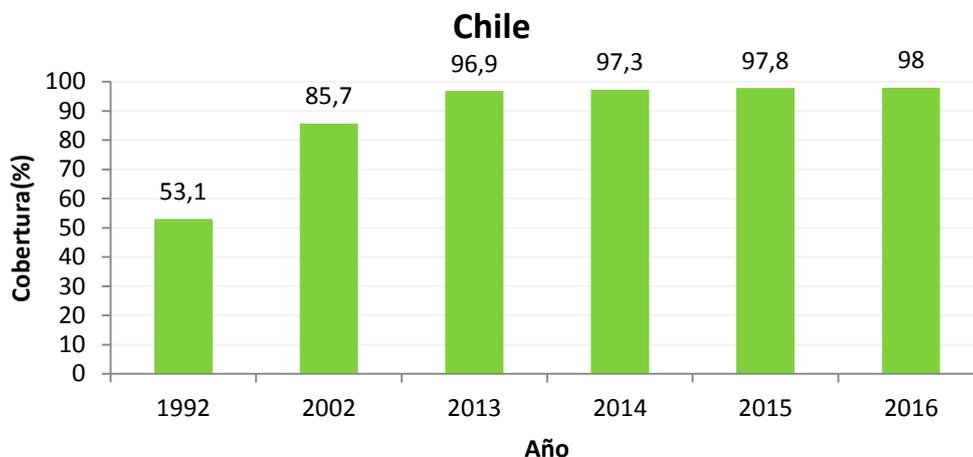


Figura 6: Cobertura sector rural en Chile. Fuente: "Historia de la DAEE", desde el PER a la Agenda de Energía. Ministerio de Energía

A nivel nacional, se alcanzó un 99% de electrificación de la población el año 2012. Estos niveles de cobertura son bastantes cercanos al de los países desarrollados y es de los más altos en América Latina, tal como se presenta en la Figura 7 (véase libro Energía 2050: Política Energética de Chile).



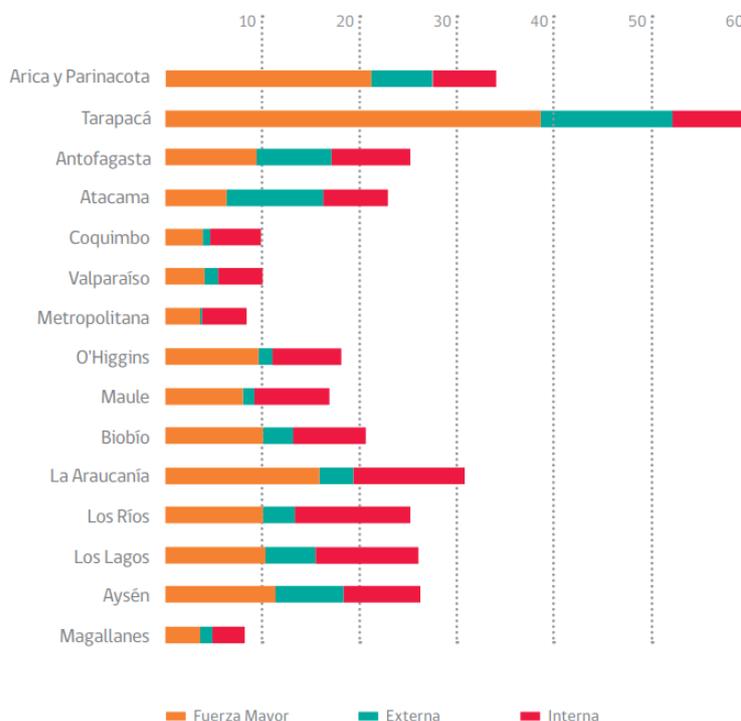
Fuente: Banco Mundial

Figura 7: Cobertura eléctrica en diferentes países de la región (% de población al año 2012). Fuente: Pagina 57 Libro Energía 2050: Política Energética de Chile



**Equidad**

La principal falencia de la regulación actual es que los logros anteriores de cobertura y calidad de servicio han sido distribuidos desigualmente en la población y geográficamente, existiendo zonas con limitada inversión, bajísimos estándares de calidad de servicio, altos costos de suministro y tarifas elevadas. En relación a la calidad de servicio, esta es injustificadamente diferente en algunas locaciones. Es entendible y aceptable que existan calidades de servicios diferentes a lo largo del país por las diferentes geografías, densidades, climas, etc. Sin embargo, actualmente existen diferencias de continuidad de servicio que no se justifican exclusivamente por las particularidades de las zonas. La Figura 8 muestra las horas promedio que un cliente ha estado sin suministro (SAIDI), destacándose los bajos índices de indisponibilidad de suministro de las ciudades de la zona central, donde la región Metropolitana presenta de 8 horas sin servicio al año, mientras que Tarapacá presenta alrededor de 60 horas sin servicio al año, es decir, más de 7 veces de mayor indisponibilidad.



Fuente: Banco Mundial

**Figura 8: SAIDI (System Average Interruption Duration Index) Horas de interrupción de servicio promedio por cliente. Fuente: Página 58 Libro Energía 2050: Política Energética de Chile**

### 2.1.2. Tarifas y niveles de eficiencias que no siempre se transfieren a los consumidores

**Economía  
y tarifas**

Además de presentar diferencias de calidad de servicio geográficamente, en el país existen diferencias muy marcadas en las tarifas que pagan los consumidores finales en las diferentes zonas del país. Las grandes capitales tienen tarifas de distribución relativamente menores, producto de la alta densidad de consumos que les permite financiar la infraestructura de distribución entre muchos clientes (economías de ámbito y de escala). Por el contrario, áreas menos densas, más rurales o incluso remotas presentan altísimas tarifas, pues debido a la baja densidad de clientes y consumos, el financiamiento de la infraestructura debe ser prorrateado entre pocos clientes. Además, estos mismos clientes que pagan altas tarifas, tienen también estándares de suministro más bajos.

Esta condición de inequidad comenzó a cambiar debido a la nueva Ley de Equidad Tarifaria que ha permitido subsanar parcialmente las diferencias tarifarias entre algunas de estas zonas. Esta Ley reduce la cuenta de consumidores residenciales de bajo consumo en distribuidoras que enfrentan alto costo de suministro, financiando este aporte con pequeñas alzas de tarifas a consumidores que no enfrentan estas desventajas. Adicionalmente, se aplican descuentos a las tarifas de las comunas que tienen generación local.

La Figura 9 que muestra la relación entre el costo de una cuenta típica y las horas de interrupción promedio anual para diversas zonas. Se observa que las diferencias de calidad de servicio que existen hoy, no tienen correlación clara con los precios de la energía que pagan los consumidores. Es decir, hoy día los consumidores que pagan un alto precio de la energía no obtienen necesariamente mejor calidad de servicio que otros consumidores que pagan precios más bajos. Por ejemplo, un mismo consumo puede incluso duplicar el costo de su cuenta mensual si se pasa de una zona urbana densa a una zona de más alta ruralidad y al mismo tiempo más que duplica sus horas de interrupciones promedio.

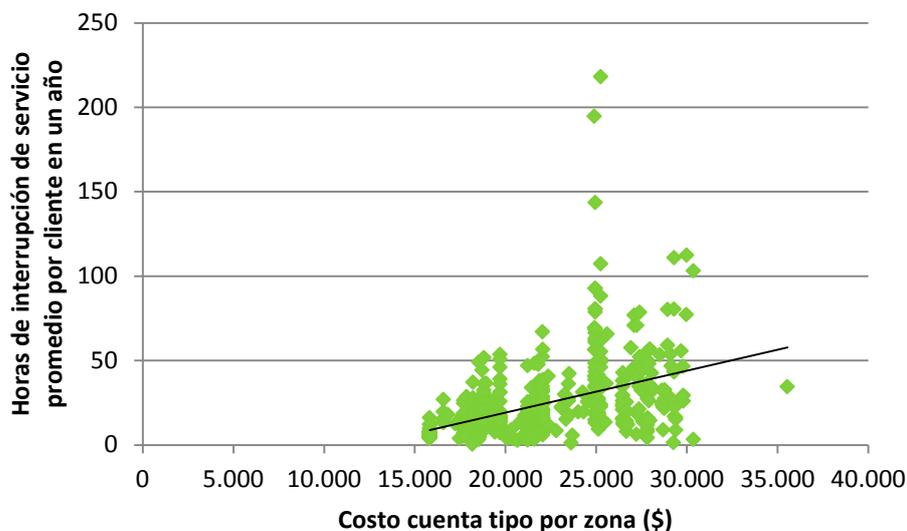


Figura 9: Gráfico de SAIDI (horas de interrupción promedio) vs costo de cuenta tipo por zona en 2016. CNE

Si bien el modelo regulatorio actual ha logrado el desarrollo de una industria relativamente eficiente, la **transferencia de estas eficiencias** al consumidor en forma de **bajas tarifas** ha sido a veces limitada.

Una tasa de capital fija y desacoplada de la nueva realidad y estabilidad del país ha abultado innecesariamente la tarifa del consumidor final durante los últimos años, limitando las eficiencias que capturan los consumidores. Asimismo, instalaciones fijas por décadas en algunas zonas consolidadas de la ciudad y remuneradas a VNR anualizado a 20 años y al 10% producen tarifas altas para los consumidores comparadas con los costos reales de suministro.

Si bien el concepto de VNR es atractivo para el regulador cuando la instalación óptima cambia frecuentemente, produce tarifas más altas en zonas donde la red se mantiene más estable. Sin embargo, en muchas zonas del país no es necesario invertir en nueva infraestructura, sino únicamente ha bastado con hacer ajustes a la infraestructura existente. Por otra parte, el costo económico depreciado entrega menores tarifas en redes estables y refleja más fielmente el costo de servicio que enfrenta la empresa. Sin embargo, tiene dificultades ante necesidades más cambiantes de las redes. En suma, la regulación actual transfiere a todos los consumidores el costo de **una red eficiente y nueva** en ambos casos, sobreremunerando en algunos y subremunerando en otros, situación que debe revisarse para remunerar adecuadamente la diversidad de realidades y costos que enfrentan las empresas.

Igualmente, las economías de la organización no reconocidas en el modelo tarifario, entre otras realidades diversas, abultan la tarifa del consumidor final en algunas zonas y la reduce en otras.

## Eficiencia

Existe una serie de falencias en diversos aspectos, que no aseguran el logro de adecuados niveles de **eficiencia técnica y económica** en el desarrollo de la actividad de distribución en algunas zonas. Algunas de estas falencias se nombran a continuación:

- Redes desadaptadas a la demanda en algunas zonas, con altas pérdidas, estándares limítrofes y nula capacidad de integración de generación en zonas con alto potencial energético.
- Limitada coordinación con otros agentes y partes interesadas y falta de planificación integral. Si bien está claro que la planificación de la red la debe hacer la empresa distribuidora, pues tiene toda la información para ello, no hay un proceso formal ni participación de terceros, de la ciudadanía, de las municipalidades, etc. en este desarrollo.
- Limitada atención a mejoras operacionales (OPEX) y automatismos, con énfasis en inversiones en activos (CAPEX) que se traduzcan en VNR, potencialmente transferible a tarifa. La regulación podría incentivar a desarrollar un balance más adecuado entre OPEX y CAPEX, más adecuado, más económico o más eficiente.

Se debe notar, sin embargo, que el modelo actual protege parcialmente al consumidor de estas ineficiencias, pues la tarifa no tiene un correlato directo entre obras de distribución y viceversa.

Por otro lado, el **pobre reconocimiento de las diferentes realidades**, que van más allá de la geografía y particularidades de la zona de concesión, e incluye también las estructuras de las empresas que suministran dichas zonas (holdings, grandes distribuidoras, cooperativas), provoca que ciertas eficiencias no lleguen a los consumidores en forma de menores precios y tarifas. Es más, el tratamiento de la regulación de los holdings no identifica claramente las economías de ámbito y como estas deberían traspasarse o compartirse con el consumidor final. Por el contrario, el tratamiento de las pequeñas distribuidoras individuales y las cooperativas no reconoce las particularidades de su realidad y no les ayuda a lograr menores costos y tarifas.

### 2.1.3. La complejidad de los procesos tarifarios no dan certezas de remuneración a las empresas y tarifas a los consumidores

## Diversidad y divergencia

Bajo la regulación actual existen complejos procesos tarifario<sup>2</sup> con importantes **divergencias** que no aseguran rentas justas para las empresas, ni tarifas justas para los consumidores. Estos procesos tampoco explotan la abundante información y tecnologías de bajo costos disponibles y el desarrollo institucional (por ejemplo: el panel de expertos), que podrían reducir las áreas de divergencias y representar más fielmente la **realidad**

<sup>2</sup> Aún cuando parte de las dificultades que existían en los años 90 se han subsanado aun persisten muchas de ellas



**diversa** de los consumidores y empresas de distribución del país. Esto es, las cinco o seis empresas tipos (empresas de referencia) no logran representar las distintas características de todas las empresas distribuidoras existentes.

Actualmente, el proceso tarifario del Valor Agregado de Distribución (VAD) incluye el desarrollo de un estudio por parte del regulador y otro estudio por parte de la empresa, los resultados de ambos estudios son ponderados por  $2/3$  y  $1/3$  respectivamente para llegar a un valor final. Este mecanismo ya no da certezas de que el VAD sea el justo. Es decir, que compense a las empresas con una remuneración adecuada y que el consumidor también pague lo justo, pudiendo generar sobre-rentas o sub-rentas para las empresas.

Asimismo, posterior al proceso de determinación del VAD, existe una etapa en que se definen una serie de parámetros (como los factores de uso y factores de coincidencia) que no forman parte de los estudios y que afectan la tarifa de forma determinante. Actualmente estos parámetros los determina la Comisión, no sin dificultades producto de las objeciones de las empresas. Estos factores que tienen relación con los patrones de consumo pueden ser transparentados a medida que se agregue más tecnología a la red y levantado mayor información que permita estimarlos de una forma mucho más exacta.

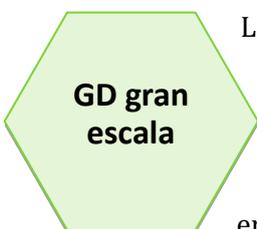
*2.2. LA ACTUALIDAD Y EL FUTURO: PROBLEMAS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN*

A continuación se presentan los problemas más recurrentes de la actualidad que amenazan con extenderse al futuro, los que se han dividido en las siguientes tres familias:

1. Falta planificar la red y coordinar la generación distribuida para conseguir un desarrollo eficiente.
2. El modelo actual genera dificultades para el desarrollo de la eficiencia energética y cogeneración.
3. La distribución se ha desarrollado con estándares urbanísticos desiguales.

Se profundiza en el diagnóstico de estas tres familias a continuación.

**2.2.1. Falta planificar la red y coordinar la generación distribuida para conseguir un desarrollo eficiente**



La incorporación de la industria de los PMGD ha sido lenta y compleja, en general recurriendo a estrategias de parche, que cada vez más se tornan insostenibles en una regulación con foco en el consumo. Esto provocó que en un comienzo la entrada de los PMGD fuera muy lenta y a medida que se han ido perfeccionando la regulación se ha ido facilitando su entrada al mercado, tal como se presenta en la Figura 10, que muestra la cantidad y capacidad acumulada de proyectos PMGD entre 2007 y 2016. Sin embargo, actualmente la red, en algunas zonas, presenta serios problemas que se traducen en mermas de la eficiencia económica del sector, debido por ejemplo, a la falta de coordinación entre los mismos proyectos y entre los proyectos y el desarrollo de la red de distribución. Esta falta de coordinación y/o de una planificación en la integración de los PMGDs y el desarrollo debería ser abordada por la nueva regulación.

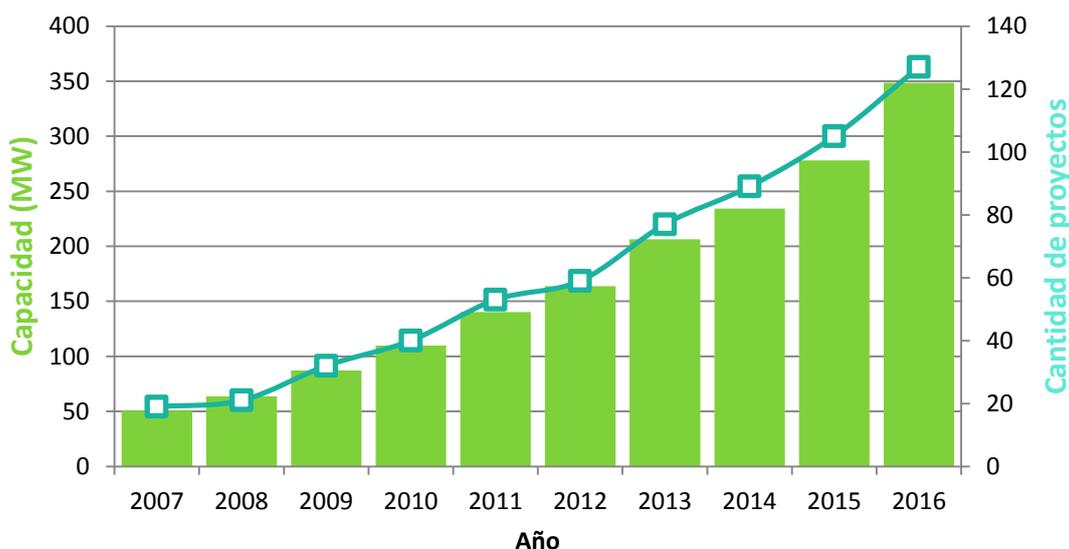


Figura 10 Capacidad acumulada (eje izquierda) y cantidad de proyectos PMGD (eje derecho) en el SIC y SING. Fuente: Capacidad Instalada Generación Marzo 2017, CNE.

Actualmente, un PMGD llega a un punto de la red y se construye la obra necesaria para su conexión. Pero, si llega otro proyecto que no estaba coordinado, nuevamente se requieren hacer obras adicionales en la red para permitir su conexión, produciéndose tremendas ineficiencias y altísimos costos en el desarrollo de la red y en los mismos proyectos PMGD por falta de coordinación. La instalación sin coordinación/planificación de generación distribuida de gran escala puede generar problemas en la red que atentan con un desarrollo eficiente del sector y limitan el desarrollo de la GD.

### 2.2.2. El modelo actual genera dificultades para el desarrollo de la eficiencia energética y cogeneración

**Eficiencia energética y cogen.**

El modelo actual genera **dificultades para el desarrollo de la eficiencia energética y la cogeneración**, mermando el desarrollo de estas importantes industrias. Bajo el actual modelo, las empresas generan ingresos de acuerdo al volumen de ventas y por ello se benefician de los aumentos de consumos de sus clientes y pierden cuando estos los reducen.

Debido a esto, el desarrollo de la eficiencia energética - eléctrica merma las utilidades de las distribuidoras y con ello el interés por desarrollarla ellas mismas o facilitarla a terceros. Es decir, los incentivos no están alineados correctamente.

**Nota:** La **cogeneración** en sus diversas formas y tecnologías es muchas veces considerada como una fuente de **eficiencia energética** pues provee las necesidades energéticas de un consumo con mucho menos combustible que una solución tradicional. De esta forma, un cogenerador se asimila a un cliente con instalaciones de generación propia que reduce la compra de energía eléctrica a la empresa distribuidora.

**2.2.3. La distribución se ha desarrollado con estándares urbanísticos desiguales**

**Inequidad urbana**

Las inversiones se desarrollan con **estándares urbanísticos muy desiguales** a través del país, con algunas zonas de alto impacto a la ciudadanía y sin mayor coordinación ni información a la misma. Existe una limitada y desigual armonía de las **redes** de distribución con el medio ambiente, con otras redes y servicios y con el desarrollo urbano. La inequidad urbana y las diferencias en los estándares son evidentes (véase Figura 11), tanto en diferentes zonas de concesión como dentro de una misma zona.



Figura 11: Contraste de dos zonas con estándares urbanísticos diferentes

### 2.3. EL FUTURO: PROBLEMAS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

A continuación se presentan los problemas asociados al desarrollo futuro del sector, los que se han dividido en las siguientes tres familias:

1. La generación distribuida de pequeña escala, el precio de inyección, y las limitaciones para los clientes libres
2. La actual regulación no logra capturar los beneficios de los servicios del futuro
3. Institucionalidad pública para los desafíos futuros

Se profundiza en el diagnóstico de estas tres familias a continuación.

#### 2.3.1. La generación distribuida de pequeña escala, el precio de inyección, y las limitaciones para los clientes libres

**Generación distribuida**

La tarifa de la generación distribuida residencial (netbilling BT1) **paga un precio menor por KWh inyectado que el precio que pagan los usuarios al retirar la energía de la red.** Esto tiene sentido o fundamento técnico-económico, pues el precio de retiro de energía (en la tarifa BT1) incluye no sólo el financiamiento de la energía comprada a los generadores, sino también el pago por uso de la red de distribución. Sin embargo, esta situación donde el precio no es bidireccional, **es percibida como injusta a pesar de sus fundamentos técnicos**, pues los ciudadanos ven que se les cobra más caro por la energía que lo que se les paga a ellos por generarla, una clara injusticia para ellos. Este problema no se observa a nivel de clientes no residenciales (Bajo esquemas de tarifas BT2, 3, 4 y AT2, 3 y 4).

La GD industrial (vía netbilling) está limitada a clientes regulados, limitando su desarrollo en clientes libres con alto potencial. Actualmente, solo los clientes regulados pueden acceder a la ley de netbilling para desarrollar un proyecto de generación, mientras que un cliente libre, solo por pertenecer a esta categoría debe necesariamente desarrollar un PMGD, independiente de su tamaño. Esto trae como consecuencia que muchos techos de industrias no puedan ser utilizados y se desperdicia el potencial disponible, pues no pueden aprovechar la simplicidad, estandarización, rapidez y economía de la tramitación vía netbilling, debiendo transformarse en un generador coordinado por el CEN.

#### 2.3.2. La actual regulación no logra capturar los beneficios de los servicios del futuro

Actualmente **los nuevos negocios están reservados o limitados a las decisiones privadas de las distribuidoras respectivas**, pues estas manejan información privilegiada (conocen sus clientes, niveles de consumo y estadísticas). El acceso a dicha información es fundamental para disminuir las barreras de entrada de terceros al desarrollo de nuevos negocios.

La regulación actual **no permite capturar las oportunidades y eficiencias que las nuevas tecnologías y agentes** (generación distribuida residencial masiva, comercializadores, agregadores, vehículos eléctricos, gestión de demanda, almacenamiento, etc.) puedan generarles a los consumidores y a la sociedad. Actualmente,



la regulación, no permite integrar fácilmente nuevos negocios sin requerir cambios a nivel legal lo que la hace sumamente rígida, impone altas barreras de entrada e incertidumbre en los posibles modelos de negocios futuros.

En resumen, los nuevos negocios son diversos en sus requerimientos y necesidades y no cuentan con soporte regulatorio ni una plataforma para su desarrollo.

### **2.3.3. Institucionalidad pública para los desafíos futuros**

La mayor importancia del rol de la distribución en el futuro requiere que la institucionalidad pública este preparada, pues si requiere mejorar los procesos de remuneración, incorporar planificación, realizar actividades de fiscalización, etc. la institucionalidad pública del sector energético requiere ser evaluada tanto en su estructura como en sus recursos (humanos, técnicos y económicos).

**3. EL DIAGNOSTICO DESDE LAS DIFERENTES PERSPECTIVAS DE LOS AGENTES:  
CONSUMIDOR Y CIUDADANO, NUEVOS AGENTES Y LA DISTRIBUIDORA**

A continuación se presenta el diagnóstico y los principales problemas desde tres perspectivas, estableciendo el foco en la persona (consumidor y ciudadano), los nuevos agentes y la distribuidora, tal como se presenta en la Figura 12.

El foco en el consumidor y ciudadano considera a los consumidores regulados, consumidores libres, ciudadanos comunes, las personas interesadas en el desarrollo de infraestructura urbana y del desarrollo de redes de suministro de servicios básicos. En el caso de los nuevos agentes corresponde a un mundo amplio que incluye PMGDs, GD, cogeneración, sistemas de almacenamiento, comercializadores, agregadores y cualquier otro agente nuevo que los emprendedores puedan ir creando en el sector. Por último, están las distribuidoras, no sólo las grandes distribuidoras, sino que las distribuidoras pequeñas y las cooperativas. Dentro de todo ello está presente el regulador que debe organizar al sector y desarrollar la regulación que regla las interacciones entre estos agentes. Es decir, el regulador no aparece como una de las perspectivas porque se preocupa de todas las anteriores y por tanto está implícito en cada una de ellas.

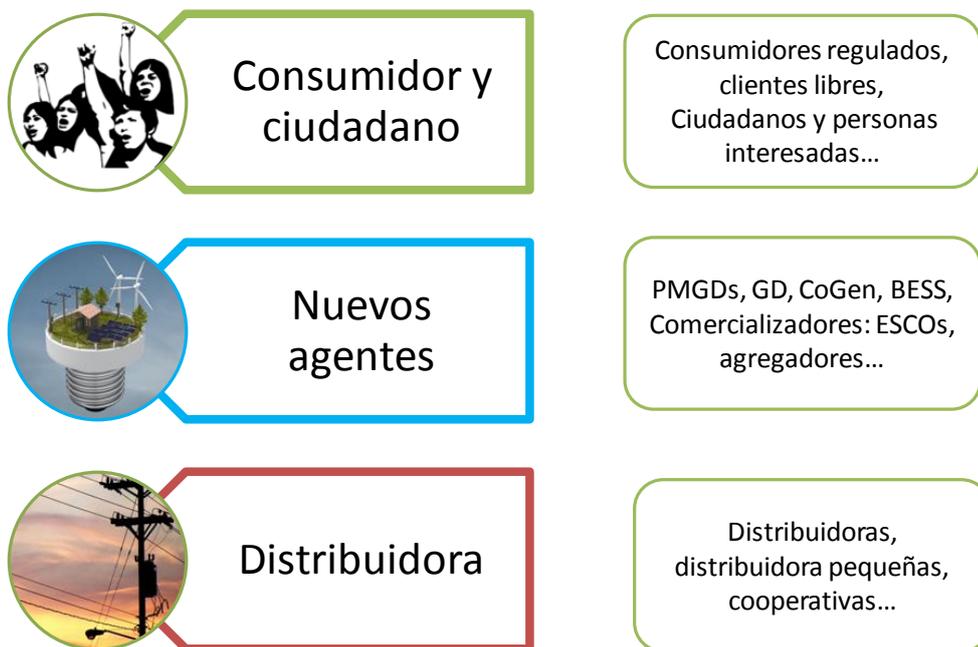


Figura 12: Se establece un diagnóstico desde 3 perspectivas: consumidor y ciudadano, nuevos agentes y distribuidora

*3.1. CONSUMIDOR Y CIUDADANOS: PROBLEMAS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ACTUAL*

El consumidor y los ciudadanos se tratan a continuación de forma separada, pues el foco en cada uno es diferente. En el caso del consumidor, el foco está en la calidad, los precios, la eficiencia y la comunicación, es decir, las temáticas relacionadas con el servicio eléctrico. Por otro lado, para el ciudadano el foco está en la relación de las redes y la ciudad (urbanismo), la información y la participación, la calidad y cobertura en los sistemas aislados, la accesibilidad y el alumbrado público.



Figura 13: Los temas asociados al consumidor y ciudadano que se levantan como elementos del diagnóstico

**3.1.1. Los problemas del consumidor**

Uno de los problemas de mayor importancia para los consumidores es la calidad de servicio, en especial, la **falta de reconocimiento en la regulación de las diferencias geográficas en cuanto a la calidad**. Los precios, tarifas y la eficiencia de la red también son uno de los temas más importantes para la mayoría de los consumidores y por último la información y canalización de las comunicaciones con la distribuidora es otro tema de preocupación.

*Desigualdad en la calidad de servicio*

La regulación actual no asegura la entrega del estándar de calidad definido por la autoridad (calidad entendida desde el consumidor en su definición más amplia incluyendo los atributos del producto eléctrico, servicio, información, atención comercial, etc.). Si bien la normativa sobre los límites de calidad es clara, la calidad de servicio en algunas regiones no alcanza los estándares mínimos, mientras que en otras se superan fácilmente. Es decir, existe una **excesiva desigualdad en calidad de servicio, especialmente en las regiones más rurales**.



Lo anterior no quiere decir que una nueva regulación deba establecer necesariamente un único estándar de calidad sin tener en cuenta las diferentes realidades de cada zona (geografía, densidad poblacional, climas, etc.), pero sí se requiere transparentar dichas dificultades y considerarlas en la regulación, traduciendo dichas diferencias de calidad en diferentes tarifas si así fuese necesario. Además, **la regulación actual no facilita el diseño e implementación de soluciones de suministro que vayan más allá de los cables** y que por lo tanto puedan implementarse en algunas zonas para solucionar problemas de suministro. Es decir, la regulación no es lo suficientemente flexible para que las distribuidoras u otros agentes desarrollen soluciones especiales (más allá de los cables), que se les remunere, para mejorar la calidad de servicio en algunas zonas (ejemplo: desarrollar micro redes aisladas).

Respecto de la calidad de información y su canalización, la principal falencia de la regulación actual es que **no promueve, incentiva o habilita el monitoreo y fiscalización apoyándose en el uso de las tecnologías de información** con el foco en los requerimientos de los consumidores. No se ha aprovechado la altísima penetración de las tecnologías en las personas (celulares, tablets, computadores, etc.) para desarrollar soluciones comerciales innovadoras.

#### *Los precios, tarifas y la eficiencia de la red*

Bajo el esquema actual faltan **opciones tarifarias** reales y **libertad** de elección, además de tarifas con señales de precios que permitan aprovechar excedentes renovables. Hoy los consumidores tienen poca libertad para elegir sus tarifas. El pliego es muy acotado y su medición e infraestructura limita sus opciones. Existe una limitada disponibilidad de **tarifas flexibles** (por ejemplo: precios que podrían cambiar en el tiempo para aprovechar oportunidades renovables). En Chile, todo el pliego tarifario se reduce a una tarifa de potencia y otra de energía y no se dispone de tarifas que permitan aprovechar la energía abundante en horas de alto aporte hidráulico, aporte solar, eólico, etc.

Adicionalmente, bajo el esquema regulatorio actual existe un **riesgo de alza de tarifa para las familias de menores recursos**, dado la alta penetración de GD en sectores más acomodados. En el fondo, dado el esquema de remuneración de la red actual, bajo una alta penetración de GD, esta se comenzaría a financiar en mayor proporción por parte de los consumidores que no tienen GD, que justamente son los que no tienen acceso al capital o no tienen grandes techos para la instalación de paneles, etc. Es decir, existe un riesgo de **subsidio cruzado regresivo** bajo los actuales esquemas tarifarios volumétricos. Se debe revisar qué mecanismos utilizar para evitar este subsidio bajo otros esquemas de pago de la red.

**La regulación actual no asegura el desarrollo de una red económicamente eficiente** (perspectiva del regulador). La red actual no siempre es adecuada (o económicamente adaptada) a los clientes, negocios y zonas que sirve (trazados, secciones / capacidades óptimas, etc.). Falta que en el desarrollo y expansión de la red se contemple la aparición de generación distribuida, de medidas de eficiencia energética, de almacenamiento, etc. de forma de apuntar hacia un desarrollo eficiente.



Una **tasa de capital fija y desacoplada de la nueva realidad** y estabilidad del país, instalaciones fijas en algunas zonas consolidadas remuneradas a VNR anualizado a 20 años, economías de la organización no reconocidas en el modelo tarifario, entre otras realidades diversas, abultan la tarifa del consumidor final en algunas zonas. El riesgo de las empresas distribuidora en Chile ha ido cambiando, sin embargo, la regulación mantiene una tasa fija. Por un lado, a través de la tasa se imprime la visión de largo plazo, que incentive la permanencia de los agentes y que asegure retribución por servicios e infraestructura moderna y estable en el tiempo. Por otro lado, la tasa de costo de capital debe también remunerar las inversiones de las empresas acorde al riesgo que enfrentan al momento de la inversión y por tanto ambas características (retribución que incentive permanencia y riesgos) deben estar vinculados en alguna medida en la magnitud de la tasa y en su actualización.

#### *Información y canalización de las comunicaciones*

Falta de **información a los consumidores para la toma de decisiones de consumo**. La tecnología actual permite informar a las personas sus consumos, sus patrones de consumos, sus peaks de consumo, etc. y no se está utilizando. Los medidores tradicionales no levantan la información que requieren los consumidores para tomar decisiones informadas, gestionar su consumo y aprovechar los automatismos que hoy existen para distribuir su consumo eléctrico durante el día.

Hoy tampoco se **informa adecuadamente a los consumidores los beneficios para ellos mismos de las alternativas tarifarias**, por ejemplo, las tarifas flexibles horarias (los consumidores ni siquiera saben que tarifa tienen y de qué medidor disponen). Es más, hoy la tarifa más masificada a nivel residencial es una tarifa plana y volumétrica que no da ninguna señal en términos de mejor uso de la energía a distintas horas del día.

Asimismo, en Chile hay **nulo desarrollo en cuanto a los sistemas para transferir información de precio a los consumidores** de forma oportuna. Se ha probado en diversos pilotos que disponer de artefactos o mecanismos de ayuda que recuerdan o muestran visualmente señales de precio de la electricidad (ej.: luz roja ante precios altos, luz amarilla para precios normales y verde para precios bajos), activa la elasticidad de los consumidores. Esto permite una mayor gestión que beneficia a los mismos consumidores al bajar sus consumos y al sistema completo, pues se aprovecha mejor la infraestructura existente (lo que implica menores inversiones futuras y por tanto menores precios a los consumidores en el largo plazo).

En general, **faltan esquemas modernos, simplificados y estandarizados de canalización de comunicaciones** de todo tipo, incluido las solicitudes y de resolución de conflictos para consumidores (Ej: Apps para comunicaciones y requerimientos del cliente). Las vías de comunicación con los consumidores están desactualizadas (ej.: foco en las oficinas de atención y poca atención a las aplicaciones móviles). La resolución de reclamos o conflictos, tales como errores en el cobro, errores de lecturas son lentos y dificultosos y los **mecanismos de compensación** también son lentos e ineficientes. La

reposición de servicio es a veces innecesariamente lenta y podría ser inmediata con la tecnología disponible.

### 3.1.2. Los problemas del ciudadano

Los problemas del ciudadano van más allá del servicio eléctrico de las distribuidoras y apuntan hacia dos temáticas principalmente: la armonía de la distribución con el desarrollo de la ciudad y la participación en procesos de planificación y la cobertura y accesibilidad a la electricidad en zonas rurales de menor desarrollo.

#### *Armonía de la distribución con el desarrollo de la ciudad y la participación en procesos de planificación*

Actualmente existe una **limitada y desigual armonía de las redes** de distribución con el medio ambiente, con otras redes y servicios y con el desarrollo urbano (**urbanismo**). Los estándares de desarrollo de la red de distribución son impuestos por las municipalidades, existiendo una total falta de armonización en el desarrollo de la red entre una u otra zona. Es más, hoy existen zonas de alto valor cultural y que son un patrimonio importante del país con un desarrollo de la red que atenta y contaminan visualmente y muchas veces se convierten en un peligro para la población. Existen, en cambio, otros lugares del país donde se exige un desarrollo mucho más armónico, utilizando por ejemplo, redes soterradas.

Hoy existe una **falta de integración del desarrollo de la distribución con las políticas públicas y la planificación territorial**. Se requiere mayor coordinación y armonización de las políticas públicas y proyectos de desarrollo de ciudades (transporte, iluminación, agua, comunicaciones, otros) incorporando mayor **participación ciudadana** a través de municipalidades, juntas de vecinos, etc. Esto, no para que ellos planifiquen la red, pero sí para que puedan informarse, participar y opinar al respecto. Es más, hoy existe una falencia importante, pues se transfiere limitada o nula **información** al consumidor respecto del desarrollo y expansión de la red, los trazados y las nuevas obras. Hoy la planificación que realiza la misma distribuidora en la expansión de la red es limitada y cerrada. El desconocimiento de estos planes sorprende a ciudadanos que se ven imposibilitados de opinar ni plantear sus necesidades o visiones. Por tanto, faltan instancias de **participación** donde el ciudadano pueda informarse y opinar si así lo requiriese. La forma de canalizar dicha participación debe estudiarse en detalle.

Por último, es de particular importancia respecto del desarrollo de infraestructura pública el desarrollo del **alumbrado público**. Actualmente falta un tratamiento orgánico del alumbrado público y de sus potenciales economías. Existen diferencias a lo largo del país en la propiedad, estándar urbano-rural, eficiencia técnica, mantenimiento que no se justifican, pues la iluminación pública tiene un gran impacto en la población, en el aprovechamiento de las áreas comunes de la ciudad y en la delincuencia y por tanto es un tema a nivel país.

#### *Cobertura y accesibilidad a la electricidad en zonas rurales de menor desarrollo*

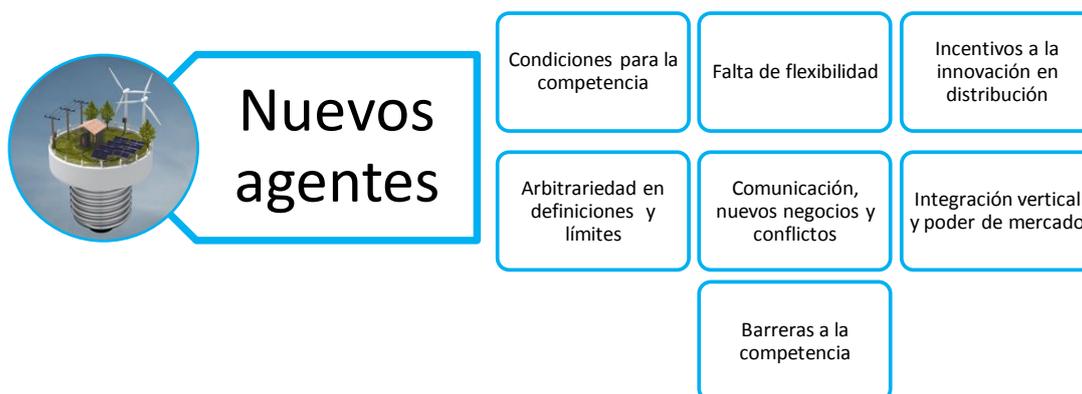
Falta avanzar en la reducción de costos y precios que limitan el acceso efectivo (**accesibilidad**) a la electricidad (disponible pero en algunas zonas es prohibitivo).

Existen zonas con cobertura de menor estándar y **baja calidad** de servicio, especialmente en los **sistemas aislados**.

*3.2. NUEVOS ACTORES PARA EL DESARROLLO DE NUEVOS NEGOCIOS: PROBLEMAS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ACTUAL*

El desarrollo de la tecnología ha permitido la aparición de nuevos agentes en el sector de distribución en los últimos años y ya se visualizan otros nuevos agentes que aparecerán en el futuro como generadores distribuidos (PMGDs y netbilling), cogeneradores, sistema de almacenamiento, comercializadores (empresas ESCO, agregadores, etc.), por lo cual existen bastantes desafíos regulatorios para integrarlos. Las principales temáticas relacionadas con los nuevos agentes y la regulación del sector de distribución tiene relación con las dificultades para su integración, ello incluye: la condiciones para la competencia, la actual arbitrariedad en definiciones y límites, los canales de comunicación y solución de conflictos con la distribuidora, la actual integración vertical y el poder de mercado que ello significa y las barreras a la competencia, tal como presenta la Figura 14.

Todas estas barreras se traducen en pérdidas de oportunidades y de eficiencia en el sistema, producen sobre-costos y más altas tarifas a los usuarios y/o pérdidas de valor a los mismos.



**Figura 14: Los temas de la perspectiva de los nuevos agentes que se levantan como elementos del diagnóstico**

**3.2.1. Falta de condiciones para la competencia e integración de nuevos agentes**

La regulación actual no asegura las **condiciones para que nuevos actores y la generación distribuida** puedan integrarse a las redes de distribución de forma transparente y justa y asegurar efectivas condiciones para la competencia. Algunos de los nuevos servicios que se desarrollan sobre la plataforma de distribución se ven amenazados ante la posible participación de la distribuidora, pues podría generar conflictos de interés y barreras de entrada para que entren nuevos agentes. Un ejemplo de ello es la actual integración de la distribuidora y el negocio de la generación distribuida (netbilling). Las empresas que desarrollan generación distribuida deben pedir autorización y enviar toda la información del proyecto a la distribuidora que muchas veces



también compite en este mercado (vendiendo instalaciones solares). La distribuidora, por tanto, recibe información directa de sus competidores y además tiene un cierto grado de control sobre los tiempos de tramitación de la conexión de ellos.

Además, la regulación actual no asegura una **gestión de la red objetiva e independiente que no perjudique arbitrariamente a los nuevos agentes**, que ofrecen o podrían ofrecer servicios a través de la red. Por otra parte, separar la operación de la red respecto de los dueños de infraestructura tiene desventajas claras en cuanto la pérdida de información del planificador (que es el mismo dueño de la red) y la pérdida de oportunidades que ello conlleva en términos de optimización de la red utilizando soluciones operativas, la disolución de un responsable claro en términos de calidad y el desafío regulatorio que significa implementar un operador independiente.

De la misma forma, el **monopolio de la información de red y de los consumidores** (y sus consumos) limita la participación de nuevos agentes. La información facilita la evaluación y creación de nuevos negocios y por tanto si dicha información es concentrada como sucede hoy, entonces se limita fuertemente el desarrollo de estos nuevos negocios.

La actual **integración vertical de las empresas podría limitar la entrada de nuevos actores**, la competencia y propiciar el ejercicio de poder de mercado (manejo de información, barreras de entrada, sobreprecios, etc.). No es claro en que medida deben estar separados la empresa de "alambres", la comercialización y los otros negocios y en qué medida se regulan para que haya un adecuado desarrollo.

Más aún, se señala en los talleres de distribución que hoy la integración vertical de generadores-transmisores-distribuidores genera situaciones que merman la competencia en los mercados (ej.: una distribuidora con activos de generación podría traspasar sus clientes regulados a clientes libres impidiendo la competencia en este segmento).

### **3.2.2. La regulación actual limita artificialmente el desarrollo de nuevos negocios**

La regulación actual no contempla la aparición de futuros nuevos mercados (agregación, comercialización, eficiencia energética, etc.) y por tanto falta **que garantice la competencia en dichos mercados o alternativamente los monitoree y eventualmente los regule**. Sin embargo, no existen mecanismos expeditos para incorporar y/o evaluar nuevos mercados que utilicen como soporte la red de distribución. Es decir, la regulación actual no contempla mecanismos adecuados (simples, transparentes, rápidos, etc.) para incorporar posibles nuevos negocios.

Asimismo, hoy existen **barreras de información respecto a la capacidad y características de la red de distribución**, las potenciales expansiones y los potenciales de generación distribuida, lo que limita el desarrollo de nuevos negocios por falta de acceso a información para evaluarlos.

La **regulación actual es arbitraria en ciertas definiciones y límites** lo que genera discriminaciones o barreras injustas a ciertos actores (PMGDs, clientes libres, etc.). Por ejemplo, la regulación entre generadores menores de 100 kW y PMGDs es poco armónica,



proyectos de 99 y 101 kW de potencia son tratados bajo diferentes esquemas regulatorios. Los procesos de tramitación, conexión, operación y remuneración de proyectos mayores y menores a 100 kW se diferencian de forma arbitraria (este límite es bajo en algunas zonas y alto en otras). Asimismo, existe una segmentación arbitraria entre clientes libres y clientes regulados que genera situaciones injustificadas (ej.: clientes libres no tienen acceso a la Ley de Netbilling, grandes consumidores con consumos distribuidos no puede ser clientes libres, opción de cliente libre / regulado está limitada, etc.)

Asimismo, la regulación actual no reconoce en la remuneración posibles servicios aportados por la GD como lo son la potencia firme, regulación de voltaje y regulación de frecuencia entre otros, lo que hace más difícil su integración.

### **3.2.3. Faltan esquemas de comunicación estandarizados con la distribuidora y los nuevos agentes**

Faltan **esquemas simplificados y estandarizados de canalización de comunicación**, requerimientos de información para la evaluación e integración de nuevos negocios y la resolución de conflictos entre nuevos agentes y la distribuidora. Las respuestas a solicitudes de información de red, de conexión, y la resolución de conflictos son lentas y utilizan mecanismos de comunicación del pasado. Las distribuidoras no tienen canales de comunicación y procedimiento de integración de negocios de terceros sobre sus redes (para los PMGDs ha tomado más de una década y para otros negocios aún no se comienza).

Hay un vacío en **cómo esto se relaciona la distribuidora y cuál es la institucionalidad regulatoria para su relación con posibles nuevos agentes**. Por ejemplo, ante la aparición de un nuevo comercializador, un agregador, un esquema de agrupación de consumos para desprendimiento de cargas, etc.

Falta la creación de espacios e **incentivos a la innovación en distribución** (de la distribuidora y de terceros habilitados por la distribuidora). Actualmente existe un foco en la reducción de costos y desarrollo de inversiones ajustadas, las que hacen de la distribuidora un limitado agente de promoción de innovación, retrasando desde el desarrollo tecnológico hasta la provisión de nuevos servicios por la distribuidora y terceros.

**3.3. DISTRIBUIDORA: PROBLEMAS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN**

La distribuidora como el principal actor del mercado y como habilitador de otros negocios tuvo una amplia participación en los talleres organizados por la CNE y la PUC. Las principales temáticas se pueden dividir en 2 familias. Una de ellas es la remuneración de la red, donde se incluyen los temas respecto del sistema de tarificación actual y las controversias relacionadas a ello, la diversidad de realidades nacionales y la incapacidad del modelo de remuneración para capturar dicha diversidad, la tasa de costo de capital y el riesgo de financiamiento de la red ante la entrada masiva de generación distribuida. El segundo tema son los nuevos negocios y la integración con otros servicios básicos, donde se incluyen los desafíos de gestión de la red y los incentivos y desincentivos actuales a la distribuidora, además de la integración con otros servicios para generar eficiencias económicas. Esto se presenta de forma resumida en la Figura 15.

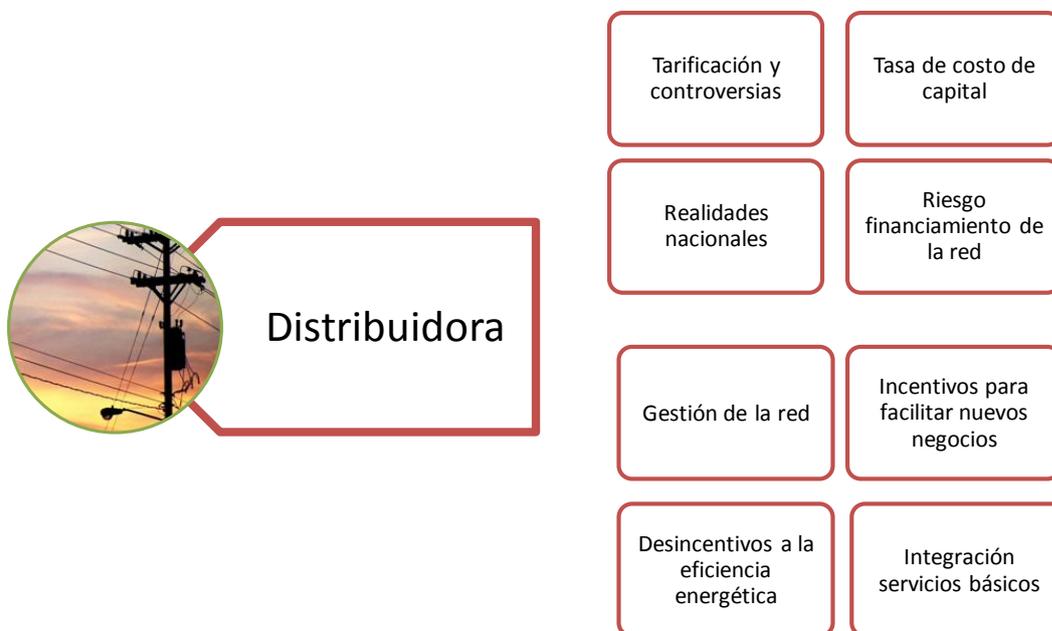


Figura 15: Los temas de la perspectiva de la distribuidora que se levantan como elementos del diagnóstico

**3.3.1. Remuneración de la red**

*Proceso de remuneración y desarrollo institucional se quedó en el pasado*

Los procesos tarifarios de distribución han presentado diversos problemas en el tiempo, enfrentándose en mayor o menor grado el regulador con las empresas distribuidoras. Esto se debe a que el **proceso actual de tarificación está desactualizado respecto al desarrollo institucional** y los sistemas de información disponibles (resolución de conflictos, estudios previos, etc.).

La actual forma de dirimir las diferencias entre los estudios tarifarios del regulador y regulado (promediar con ponderaciones de 2/3 y 1/3 sus estudios) ya no tiene mayor sustento. Es más, el esquema tarifario de cálculo vía empresa modelo, a través del

promedio de 2/3 y 1/3 de los dos estudios tarifarios, entrega señales perversas de divergencia de estos estudios. Además, hoy no existe una **metodología adecuada para dirimir dichas diferencias**, ni existe un organismo especializado en distribución que pueda resolver justificadamente este tipo de controversias. El Panel de Expertos, por ejemplo, muchos años no tuvo un referente con conocimiento en el sector distribución. Es más, falta transparencia y acceso a información de los procesos de tarificación (las diferencias entre los estudios del regulador y el regulado se han ido estrechando, sin embargo, no convergen). Estos estudios tarifarios deben ser trazables y totalmente reproducibles por un tercero si así se requiriese. En relación a estos mismos estudios una falencia, en general compartida, es que **faltan estudios previos para alimentarlos** (ejemplo: estudio de demanda, de perfiles de carga de horas de uso, etc.) que faciliten su desarrollo. Es decir, falta que el proceso de remuneración sea un continuo y no se limite al desarrollo de un estudio específico cada un determinado número de años.

Asimismo, el esquema de remuneración actual **no diferencia adecuadamente la diversidad de realidades nacionales** (diferencias de densidad, geografías, clima, aislamiento, etc.), las realidades de negocios (servir consumidores, conectar PMGD, etc.) ni de sus clientes, estableciendo tarifas similares a empresas que enfrentan realidades distintas o atienden sectores de negocios o de población diferentes. Es decir, las empresas modelos y áreas típicas que se establecen en el proceso de remuneración de las distribuidoras no son suficientes y parecen ser una excesiva simplificación. Lo anterior produce sesgos y riesgos innecesarios en la remuneración. Hoy está ampliamente disponible información GIS y capacidad humana y computacional para tarificar, modelar y simular adecuadamente todo tipo de red y empresa a un bajo costo.

#### *La tasa de costo de capital no es adecuada al riesgo*

La **tasa de costo de capital no es adecuada** a la nueva realidad del sector de distribución en Chile, la incorporación de nuevos actores y servicios, pues los cambios en los modelos de negocio han cambiado los riesgos que enfrentan las empresas.

La realidad de financiamiento actual y el riesgo de las empresas no están capturados en la tasa que fija la regulación por lo que se provee una remuneración que no se condice con el riesgo de las empresas distribuidoras. Asimismo, la regulación actual no promueve un equilibrio entre la estabilidad requerida para financiar inversiones de largo plazo y las fluctuaciones en los riesgos de las distribuidoras producto de cambios en la estructura del mercado (hoy sólo se garantiza la estabilidad).

#### *Riesgo de financiamiento de la red ante la entrada masiva de GD*

Existe un creciente **riesgo de financiamiento de la red** en el futuro debido al actual esquema tarifario volumétrico y la potencial entrada masiva de GD (**espiral de la muerte**, donde autogeneración transfiere el costo de red a los demás usuarios). La posible penetración futura de GD y otros servicios que pueden provocar una disminución de la energía consumida de la red. Esto, sumado a que parte de los ingresos de las distribuidoras están dados por la venta de energía que hace a los consumidores, provoca que usuarios de menores recursos (que no tienen la capacidad para instalar GD) terminen

financiando una mayor proporción de la red. La situación anterior pone en riesgo el esquema actual de financiamiento y por tanto requiere modificarse por un nuevo esquema que apunte a todos los usuarios de la red eléctrica y no solo a los que retiran energía de la misma.

Existe, de todas maneras, una gran incertidumbre aún respecto de cuándo, dónde y en qué cantidad entrará la generación distribuida y por tanto el "timing" de la situación descrita en el párrafo anterior. El riesgo de financiamiento de la red está muy descrito en la literatura internacional de países con una muy alta penetración de GD y falta desarrollar estudios en Chile para evaluar objetivamente dicho riesgo.

### 3.3.2. Nuevos negocios e integración con otros servicios básicos

#### *Incentivos al desarrollo de nuevos negocios*

La distribuidora no tiene **incentivos a facilitar la integración de nuevos negocios** como la generación distribuida, la eficiencia energética, los agregadores de demanda y otros nuevos negocios y actores. Bajo la regulación actual los nuevos actores muchas veces consumen recursos y producen sobrecostos e incluso pueden ser un problema para las distribuidoras más que una ayuda, disputándole mercado y agregándole limitaciones. Lo anterior es una traba más al desarrollo de nuevos negocios.

Es más, **la regulación actual desincentiva el desarrollo de medidas de eficiencia energética** por parte de las distribuidoras a los consumidores finales. El hecho que las ventas de energía determinen parte de los ingresos de la distribuidora establece un desincentivo directo a efectuar campañas de apoyo a la eficiencia energética. De hecho, bajo el esquema tarifario y de remuneración actual la señal a la empresa distribuidora es la de maximizar sus ventas de energía y sobretodo potencia, y al mismo tiempo minimizar sus compras para rentar la empresa de "alambres", más que lograr nuevas eficiencias.

Ante la entrada masiva de GD y nuevas tecnologías (baterías, vehículos eléctricos, etc.) se pueden producir **problemas y desafíos técnicos de gestión de la red que la regulación no reconoce actualmente**. La regulación actual no asegura una gestión eficiente de la red para mejorar la utilización de la misma y reducir y focalizar las necesidades de nuevas inversiones. Buena parte de los problemas de suministro se solucionan hoy realizando expansiones a la misma red, sin embargo, la tecnología sumado a una gestión inteligente permiten muchas veces retrasar las inversiones y optar por otro tipo de soluciones más eficientes.

#### *Integración con servicios básicos*

La regulación no tiene **incentivos y mecanismos para la integración con otros servicios básicos** por lo que las potenciales eficiencias no se aprovechan (poliductos, medición, etc.). Hoy no se aprovechan economías entre ciertos servicios básicos que podrían traducirse en un menor pago para el consumidor. Desde la simple lectura de medidores de todos los servicios básicos integrados en una misma boleta, hasta la eventual integración a través del uso de infraestructura compartida. Ello no sólo tiene los impactos en el aprovechamiento de economías de ámbito, sino también en la reducción de los impactos al entorno urbano o rural.



Estas son medidas que pueden generar eficiencias en el largo plazo y que van en línea con la perspectiva del diagnóstico ciudadano, en el sentido del desarrollo de infraestructura de servicio pública más armoniosa con el entorno.

#### 4. CONCLUSIONES

Para desarrollar un proceso de reforma efectivo, lo más importante es **construir una base sólida y firme del diagnóstico, lo más consensuado posible**. Es difícil aunar soluciones cuando no se comparte un diagnóstico común, por lo que se ha hecho una gran inversión en desarrollar un buen levantamiento participativo con representantes de todos los sectores. Para hacer este levantamiento se desarrollaron una serie de reuniones y talleres, 2 talleres entre los entes públicos sectoriales y el equipo PUC, un taller ampliado con una gran participación pública y privada, 12 talleres especializados (3 serie de talleres por 4 grupos de trabajo) con participación del regulador, empresas, la academia, consumidores, ONGs y ciudadanos. En todas estas reuniones y talleres se levantaron los conceptos para poder profundizar el diagnóstico y el levantamiento de problemas.

En este documento se ha presentado un **diagnóstico de los problemas de la regulación de distribución de diversas perspectivas**. La presentación de la **perspectiva histórica** permite realizar un diagnóstico compacto y certero de los problemas actuales de la regulación y la dificultad para adaptarse a los nuevos negocios del presente y futuro. Por otro lado, la presentación del diagnóstico desde la **perspectiva de los agentes** permite obviar el rol del regulador y centrarse en las personas, ciudadanos, nuevos negocios y empresas de distribución y en los problemas que ellos enfrentan. Esto pone al regulador y la regulación al servicio de la solución de sus problemas, transparentando los compromisos y conflictos de los intereses de los diversos agentes.

El desarrollo y progreso del país junto con la creciente importancia del servicio eléctrico lleva naturalmente a que la **sociedad sea más exigente**, ya no sólo en cuanto a cobertura (pues Chile tiene más de un 99% de cobertura), sino en calidad (en todos sus ámbitos), **mejores precios y mayor eficiencia**. Además, hoy estamos viviendo un período de **revolución tecnológica** que afecta principalmente el sector de distribución. Los recursos distribuidos - generación FV, flexibilidad de la demanda, almacenamiento, eficiencia energética, entre otros servicios, crean nuevas opciones de suministro y el marco **regulatorio debe estar preparado, siendo suficientemente flexible para integrarlas eficientemente**.

La regulación actual junto a otras políticas y planes ha logrado sostener las inversiones necesarias para el desarrollo de la actividad de distribución y aumentar la cobertura eléctrica en todo el país. Sin embargo, se han producido **grandes diferencias en las calidades de servicio y precios** en diferentes zonas del país. En algunas regiones la calidad de servicio es injustificadamente baja y los precios son altos, aunque la diferencia de precios entre regiones se vio recientemente aplacada por la Ley de Equidad Tarifaria para clientes residenciales de bajo consumo. Asimismo, bajo la actual regulación **no es claro que las eficiencias en el desarrollo de la red se transfieran al consumidor** por diferentes motivos (tasa de descuento desactualizada, a veces redes desadaptadas, pobre reconocimiento de las diversas realidades nacionales, limitado uso de información y tecnología, pocos incentivos al desarrollo de soluciones operacionales (balance CAPEX/OPEX), entre otros).



Es más, los **procesos tarifarios actuales ocupan metodologías antiguas** y no dan certezas de remuneración justa a las empresas y precios justos a los consumidores. El **sistema no alcanza buenos niveles de eficiencia económica** debido a que no se utilizan todas las tecnologías de información y medición disponibles. La **falta de uso de las tecnologías de la información** tanto en los procesos de remuneración como en la provisión misma del servicio eléctrico se visualiza como una falencia importante.

La búsqueda de mayor eficiencia también debe considerar la **nueva realidad que provoca la generación distribuida** en el sector. El ingreso a diferentes puntos de la red de distribución de nueva generación requiere de mucha **mayor coordinación entre los actores**. Bajo el esquema regulatorio y estructura actual no es posible capturar las oportunidades y eficiencias que las **nuevas tecnologías y agentes** pueden ofrecer a los consumidores. Asimismo, la aparición de otros nuevos agentes (además de la generación distribuida) no está contemplada en la regulación actual y por tanto las relaciones entre estos agentes, la distribuidora y el público no está facilitada.

Los nuevos servicios en algunas zonas podrían requerir en el futuro de un **operador más especializado de la red de distribución**, en especial en zonas donde domine el uso no tradicional de la red (generación distribuida, cogeneración, vehículos eléctricos, almacenamiento, clientes activos, etc.). En estas zonas en el futuro la actividad podría requerir ser desarrollada por un ente independiente o por la misma distribuidora (si es que no tiene conflictos de interés por participar en alguno de los nuevos negocios)

Cabe destacar que la desintegración total o de algunas de las actividades de operación de la distribuidora podría conllevar pérdidas para la distribuidora en su rol de coordinación o de información para planificar la red y eventualmente una dilución de la responsabilidad del servicio y de su calidad. En este nuevo escenario **una nueva regulación debe dejar muy claro la estructura de la industria**, qué servicio será monopólico y en qué servicio o áreas se ejercerá competencia. Asimismo, se debe aclarar el rol de la distribuidora en estos nuevos servicios y los posibles conflictos de interés.

**Una buena regulación se basa en evidencia**, es por ello que en las etapas siguientes del proceso se requieren desarrollar algunos estudios en materias específicas levantadas en este mismo informe. Es importante levantar experiencia internacional, pero aterrizándolo luego a la realidad nacional, realizar estudios técnicos-económicos para evaluar nuevos esquemas de remuneración a la distribución, revisar los beneficios y costos de una organización industrial del sector diferente a la actual, realizar estudios técnicos sobre los impactos de la generación distribuida en las redes de distribución, evaluar los potenciales impactos de la habilitación de esquemas de respuesta de la demanda, cuantificar los problemas de calidad del servicio de distribución, entre otros estudios que debieran apoyar el desarrollo de las propuestas para una nueva regulación.

## REFERENCIAS

La principal referencia para el desarrollo de este informe y del proceso de diagnóstico corresponde a los informes que documentan los levantamientos realizados en los talleres PUC - CNE.

### **PUC-CNE (2016-2017) Informes Talleres especializados Grupos:**

- Informes Talleres especializados Grupo 1 "El desarrollo de la red de distribución", <https://www.cne.cl/grupo-1-el-desarrollo-de-la-red-de-distribucion/>
- Informes Talleres especializados Grupo 2 "Financiamiento de la red del futuro y su tarificación", <https://www.cne.cl/grupo-2-financiamiento-de-la-red-del-futuro-y-su-tarificacion/>
- Informes Talleres especializados Grupo 3 "Los modelos de negocio de la distribución", <https://www.cne.cl/grupo-3-los-modelos-de-negocio-de-la-distribucion/>
- Informes Talleres especializados Grupo 4 "Los servicios de la red del futuro", <https://www.cne.cl/grupo-4-los-servicios-de-la-red-del-futuro/>

### **Referencias internacionales utilizadas en los talleres PUC-CNE:**

A continuación se presentan algunas de las referencias que más se han utilizado en el proceso de desarrollo del diagnóstico:

MIT (2016). Utility of the Future. Retrieved from <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/>

Prof. Ignacio Pérez Arriaga (2014). Rethinking electricity distribution regulation. Retrieved from <https://www.hks.harvard.edu/m-rcbg/cepr/Papers/2014/2014-03-03-Harvard-Ignacio%20Perez-Arriaga%20slides.pdf>

International Energy Agency. (2015). Smart Grids in Distribution Networks. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHow2GuideforSmartGridsinDistributionNetworks.pdf>

PricewaterhouseCoopers. (2014). Utility of the future: A customer-led shift in the electricity sector. A New Zealand Context, (April), 12. Retrieved from <http://www.pwc.co.nz/energy-utilities-mining-industry-sector/publications/utility-of-future-customer-led-shift-electricity-sector/>

conEdision. (n.d.). Preparing for Electric Vehicles : The Distribution System Perspective. Retrieved from [https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2010/Braz\\_Aubrey\\_HEPG\\_Feb2010.pdf](https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2010/Braz_Aubrey_HEPG_Feb2010.pdf)

EY. (2013). Mapping power and utilities regulation in Europe. Retrieved from [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping\\_Power\\_and\\_Utilities\\_Report\\_2013/\\$FILE/EY\\_European\\_Power\\_regulatory\\_report\\_FINAL\\_0513.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Mapping_Power_and_Utilities_Report_2013/$FILE/EY_European_Power_regulatory_report_FINAL_0513.pdf)



Farrell, J. (2014). Beyond Utility 2.0 to Energy Democracy. Retrieved from <https://drive.google.com/file/d/0B8Hmrr6Ve2pvaWk3VGhPZXZSMFk/view>

Flaherty, T., Jirovec, T., & Dann, C. (2016). 2015 Utilities Trends. Retrieved June 30, 2016, from <http://www.strategyand.pwc.com/perspectives/2015utilitiestrends>

Glick, D., Lehrman, M., & Smith, O. (2014). Rate Design for the Distribution Edge. Rocky Mountain Institute. Retrieved from [http://www.rmi.org/cms/Download.aspx?id=11340&file=2014-25\\_eLab-RateDesignfortheDistributionEdge-Full-highres.pdf](http://www.rmi.org/cms/Download.aspx?id=11340&file=2014-25_eLab-RateDesignfortheDistributionEdge-Full-highres.pdf)

Jenkins, J. D., & Pérez-Arriaga, I. J. (2014). The Remuneration Challenge: New Solutions for the Regulation of Electricity Distribution Utilities Under High Penetrations of Distributed Energy Resources and Smart Grid Technologies. Retrieved from [http://mitei.mit.edu/system/files/CEEPR\\_WP\\_2014-005.pdf](http://mitei.mit.edu/system/files/CEEPR_WP_2014-005.pdf)

Lacey, S. (2014). Rise of the Prosumer: Will Homeowners Ever Be More Important Than Power Plants? Retrieved June 29, 2016, from <http://www.greentechmedia.com/articles/read/riseoftheelectricityprosumer>

Mwasilu, F., Justo, J. J., Kim, E. K., Do, T. D., & Jung, J. W. (2014). Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, 501–516. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.031>

Ontario Distribution Review Panel. (2012). Renewing Ontario's Electricity Distribution Sector: Putting the Customer First. Retrieved from [http://www.energy.gov.on.ca/en/files/2012/05/LDC\\_en.pdf](http://www.energy.gov.on.ca/en/files/2012/05/LDC_en.pdf)

Pérez-Arriaga, I. J., Ruester, S., Schwenen, S., Battle, C., & Glachant, J.-M. (2013). From distribution networks to smart distribution systems: rethinking the regulation of european electricity DSOs. Retrieved from <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/27615>

Rocky Mountain Insititute. (2012). Net energy metering, zero net energy and the distributed energy resource future: Adapting Electric Utility Business Models for the 21st Century. RMI Technical Report. Retrieved from [http://www.rmi.org/Content/Files/RMI\\_PGE\\_NEM\\_ZNE\\_DER\\_Adapting\\_Utility\\_Business\\_Models\\_for\\_the\\_21st\\_Century.pdf.pdf](http://www.rmi.org/Content/Files/RMI_PGE_NEM_ZNE_DER_Adapting_Utility_Business_Models_for_the_21st_Century.pdf.pdf)

SEPA, B. / V. and. (2016). Planning the Distributed Energy Future. Retrieved from <https://www.pwc.com/gx/en/utilities/publications/assets/pwc-customer-roundtable.pdf>

### **Referencias Nacionales utilizadas:**

A continuación se presentan algunas de las referencias nacionales que se tuvieron en cuenta durante el proceso de desarrollo del diagnóstico:



Ministerio de Energía de Chile (2014). Energía 2050 Política Energética de Chile .  
[http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia\\_2050\\_-  
\\_politica\\_energetica\\_de\\_chile.pdf](http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf)

Informe de la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico del 2011 (CADE)