



Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC – CNE

Etapa b) Diagnóstico compartido

Diagnóstico de la regulación del sector de distribución eléctrica en Chile

Informe Resumen de Diagnóstico

Fecha: Diciembre de 2017

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

Equipo organizador	
Equipo organizador PUC	Equipo organizador CNE
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.	



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 de 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	5
1. Mercado.....	6
1.1. Opiniones levantadas en el proceso.....	6
1.2. Análisis Complementario	6
2. Valorización de Activos.....	8
2.1. Opiniones levantadas en el proceso.....	8
2.2. Análisis Complementario	9
3. Estudio de Costos	10
3.1. Opiniones levantadas en el proceso.....	10
3.2. Análisis Complementario	10
4. Calidad	12
4.1. Análisis Complementario	12
5. Tarifas.....	12
5.1. Análisis Complementario	13
6. Tasa de Costo de Capital.....	13
6.1. Opiniones levantadas en el proceso.....	13
6.2. Análisis Complementario	14
7. Información	14
8. Institucionalidad.....	15
9. Alumbrado Público	15
10. Contexto: Regulación de la distribución y trabajo pre-legislativo de su regulación en Chile	16
10.1. Introducción: historia y desarrollo de la distribución en Chile	16
10.2. Trabajo pre-legislativo para una nueva regulación de la distribución en Chile: talleres PUC-CNE	17
11. Diagnóstico de la regulación de la distribución en Chile: Problemas desde una perspectiva histórica	21
11.1. Pasado y actualidad: problemas de la regulación de la distribución.....	22
11.2. La actualidad y el futuro: Problemas de la regulación de la distribución.....	28
11.3. El futuro: Problemas de la regulación de la distribución	31
12. El diagnostico desde las diferentes perspectivas de los agentes: consumidor y ciudadano, nuevos agentes y la distribuidora.....	32



12.1. Consumidor y ciudadanos: problemas de la regulación de la distribución actual	33
12.2. Nuevos actores para el desarrollo de nuevos negocios: problemas de la regulación de la distribución actual	37
12.3. Distribuidora: problemas de la regulación de la distribución.....	40
13. Conclusiones.....	44
Referencias.....	47



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, “prosumers”¹, gestión de demanda, agregadores, 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 de Chile 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). Sin perjuicio de ello, es posible clasificar dicho diagnóstico en nueve áreas temáticas:

¹ “Prosumers” consumidores activos, productores de electricidad y/o de servicios asociados.

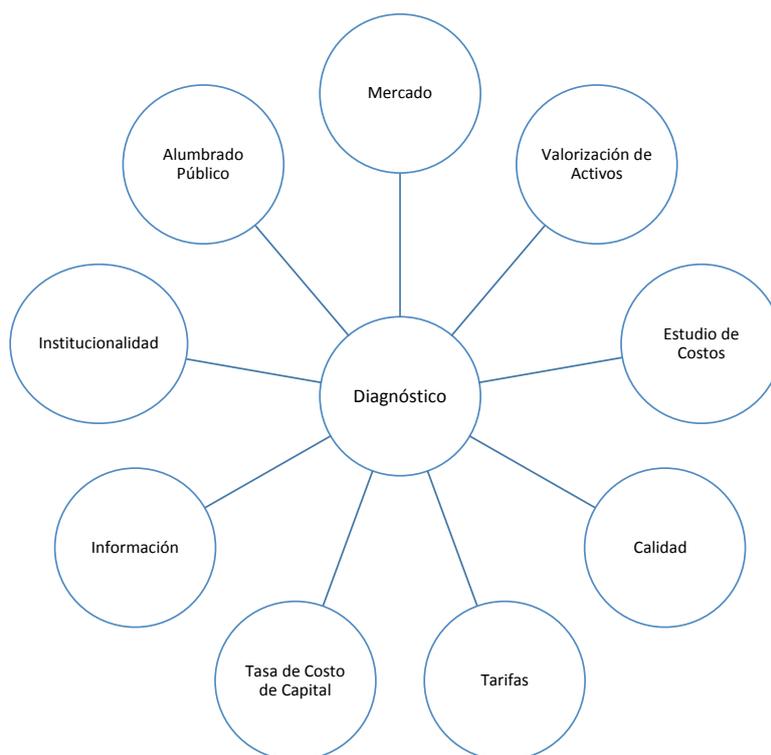


Figura: Clasificación del diagnóstico en áreas temáticas

1. MERCADO

1.1. OPINIONES LEVANTADAS EN EL PROCESO

Las actividades de inversión de red, operación, manejo de la información y comercialización se han desarrollado bajo un esquema de integración vertical. Dicha integración propicia el ejercicio de poder de mercado y limita la entrada de nuevos actores que pudiesen aprovechar la red de distribución para desarrollar nuevos negocios en forma competitiva.

Por otra parte, la regulación actual no asegura las condiciones para que nuevos actores y la generación distribuida puedan integrarse a las redes de distribución de forma clara, expedita y no discriminatoria, y asegurar condiciones para la efectiva competencia en las actividades distintas a la inversión y operación de la red con mecanismos simples, transparentes, rápidos y contestables para incorporar posibles nuevos negocios, incluyendo por ejemplo, la figura del prosumer y la electromovilidad.

En otro orden de ideas, la regulación actual no reconoce en la remuneración posibles servicios complementarios aportados desde la red de distribución y hacia los demás segmentos aguas arriba, como la potencia firme, regulación de tensión y frecuencia entre otros, lo que hace más difícil su integración.

1.2. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO



Complementariamente a lo señalado, debe mencionarse que el mercado de distribución, en términos generales, es heterogéneo desde la perspectiva de los clientes, empresas, zonas de concesión, zonas geográficas, consumos, etc. Tradicionalmente se ha circunscrito a la provisión de servicios tradicionales como respuesta a una regulación que no ha entregado los incentivos para la innovación en sus diversas facetas asociadas al segmento. Así, por ejemplo, temas como la sustentabilidad, el desarrollo de nuevos negocios, la inclusión de nuevas tecnologías y la participación o interacción de prosumers, no están contemplados expresamente en el sector o han sido débilmente abordados.

Respecto de las opiniones recopiladas en este ámbito, se hace necesario distinguir entre aquellas actividades propias de la distribución de electricidad, donde existe una clara evidencia de su carácter monopólico, de aquellas que no lo son, y por tanto sería deseable introducir competencia para su provisión eficiente y transparente.

En efecto, en el primer grupo se encuentra la inversión y, bajo una regulación adecuada, la operación de redes, las que, si bien es cierto, pueden ser prestadas a través de terceros, se caracterizan por fuertes inversiones con grados importantes de indivisibilidad, economías de ámbito y escala, e importantes interrelaciones entre las inversiones, obras y calidad de servicio, no siendo por tanto conveniente que sean prestadas por más de un operador en una misma zona geográfica ya que esto implicaría un incremento de costos por el mismo servicio.

En el segundo grupo, por otro lado, se distinguen actividades que pueden ser prestadas por múltiples agentes en un ambiente competitivo, ya sea por múltiples agentes operando simultáneamente y suministrando diversos clientes, o por unas pocas empresas adjudicatarias, que producto de un abierto, transparente, competitivo y efectivo proceso de licitación, se hacen cargo de un servicio específico, logrando importantes economías de escala, densidad y/o beneficios de estandarización y simplificación, que luego se traspasan a los clientes. En este caso la presión competitiva que genera el proceso de licitación sobre muchísimas firmas pueden entregar los precios más competitivos posibles sobre servicios del más elevado estándar.

Desde la perspectiva de los usuarios de la red, las nuevas tecnologías han permitido a los clientes acceder a más y mejor información, permitiéndoles empoderarse y exigir de manera más activa y efectiva sus derechos. Esto impone requerimientos complejos de abordar bajo la regulación actual, ya que comprenden servicios que van más allá de la provisión del suministro eléctrico tradicional.

Se concluye que existe la necesidad de contar con servicios distintos y diversos², aumentando las condiciones de competencia donde ésta sea posible y eficiente, con redes orientadas hacia todos los agentes, resguardando la sustentabilidad social, ambiental y los estándares de calidad y seguridad técnico económicos que se deriven para posibilitar la participación de éstos.

² Generación distribuida, gestión de demanda, vehículos eléctricos, agregadores y almacenamiento entre otros.

Adicionalmente, resulta necesario mejorar la coordinación con el segmento transmisión, principalmente en aspectos de la planificación.

2. VALORIZACIÓN DE ACTIVOS

2.1. OPINIONES LEVANTADAS EN EL PROCESO

Los activos de distribución son hoy reconocidos a un Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) anualizado a 30 años con una tasa del 10%, lo que ha permitido por 35 años un desarrollo de la infraestructura necesaria para prestar el servicio, pero con los siguientes cuestionamientos:

- a. La existencia de instalaciones fijas por décadas en zonas consolidadas de la ciudad produciendo tarifas altas para los consumidores comparadas con los costos reales de suministro.
- b. La remuneración sobre la inversión constituye una señal que exagera la inversión (CAPEX) en detrimento de soluciones operacionales (OPEX) u automatismos que en su conjunto podrían traducirse en soluciones más eficientes y de menor costo para los usuarios finales.

Además la red debe enfrentar cada vez con mayor intensidad la penetración de soluciones de generación distribuida. En este contexto, la regulación presenta diversas deficiencias dentro de las cuales se destacan las siguientes:

- a. La instalación sin mecanismos de mercado adecuados para la generación distribuida de gran escala genera desafíos de resiliencia en la red que atentan con un desarrollo eficiente del sector y limitan el desarrollo de la misma generación distribuida. Complementariamente, un desarrollo eficiente del segmento debiera permitir, desde la perspectiva de la operación, el uso eficiente de la infraestructura, considerando generación/almacenamiento distribuido, con los automatismos de una red inteligente y gestionando en forma adecuada recursos como el despacho de oferta, servicios complementarios y la gestión de demanda.
- b. El desarrollo y expansión de la red no contempla la aparición de generación distribuida, medidas de eficiencia energética, almacenamiento, etc., desaprovechando los espacios para un desarrollo eficiente y de menor costo para los usuarios, por ejemplo, a través del reemplazo de expansión de infraestructura tradicional por soluciones de generación distribuida más costo eficientes.
- c. El actual sistema permite la operación de redes desadaptadas a la demanda, con altas pérdidas y baja capacidad de integración de generación en zonas con alto potencial energético, no incentivando mejorar los estándares de calidad a través de soluciones integrales.

Por otra parte, el diseño de la red no tiene una planificación integral que considere estructuralmente la coordinación con las políticas públicas y planificación territorial, incorporando en ello a otros agentes como el Ministerio de Vivienda, Municipalidades, ciudadanía y otros servicios de red. Como consecuencia, las inversiones se desarrollan con estándares urbanísticos desiguales con zonas de alto impacto a la ciudadanía sin mayor coordinación ni información a la misma y desaprovechando sinergias que van en beneficio de los usuarios.



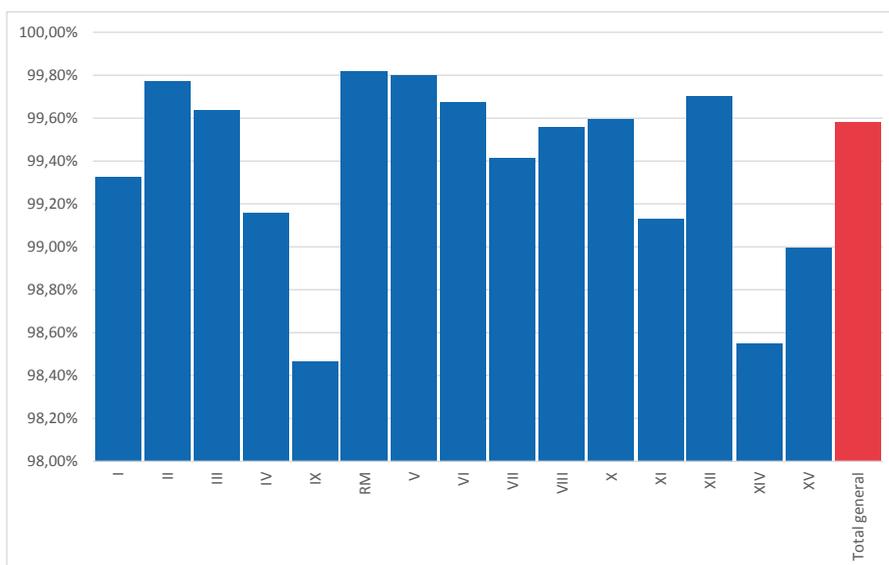
2.2. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO

Si bien es cierto, está la percepción de que el actual esquema regulatorio genera *“Instalaciones fijas por décadas ... produciendo tarifas altas para los consumidores comparadas con los costos reales de suministro”*, la regulación actual no reconoce tarifariamente las inversiones reales, como se hace en muchos países, sino que más bien las inversiones de una empresa modelo, más eficiente que la real, que al partir de cero cada cuatro años, no considera en su construcción los antecedentes históricos que llevaron al actual diseño de la red.

En el mismo sentido, la expansión de la red, por diversas razones, no se realiza a través de obras vinculantes sino con una obligación de suministro de calidad cierta a cambio de una tarifa máxima. Consecuentemente, el distribuidor aprovecha al máximo la infraestructura en tanto le permita cumplir con la obligación señalada. De este modo, se suma al problema planteado la gestión de costos hundidos, lo que se exagera ante cambios tecnológicos inhibiendo las inversiones de innovación y generando inestabilidad o riesgos para un inversionista en el reconocimiento de sus costos. En este sentido, resulta también necesario contemplar los incentivos adecuados para que las empresas distribuidoras puedan gatillar además inversiones/gastos eficientes asociados a resiliencia e I+D entre otros.

Respecto a la proporción costo/inversión, es necesario indicar que, si bien existe una preferencia del distribuidor a destinar los recursos en inversión más que en gasto, esta decisión no se toma en base a los antecedentes que emanan de las señales de la empresa modelo, incidiendo en ello señales como la tasa de rentabilidad y el reconocimiento de los activos a VNR.

Adicionalmente, el desarrollo de la red se ha realizado bajo una exitosa política de aumento de la cobertura del suministro, la cual se representa a través de la gráfica siguiente, cuya consecuencia es precisamente la extensión de las redes sin considerar en su diseño, hasta ahora, la posibilidad de integración de generación distribuida disminuyendo las pérdidas y aportando a una mayor calidad.



Fuente: Energía Abierta

Figura: Cobertura de suministro por región

Finalmente, en torno a coordinación con las políticas públicas, la planificación territorial y el impacto del desarrollo de la red en el entorno, resulta adecuado incorporar en la regulación eléctrica la gestión de las redes considerando su interacción con las de telecomunicaciones, en especial cuando estas comparten trazados, comparten infraestructura y más aún, cuando estas últimas entran en desuso.

3. ESTUDIO DE COSTOS

3.1. OPINIONES LEVANTADAS EN EL PROCESO

El proceso de determinación de costos no diferencia adecuadamente la diversidad de realidades nacionales, de negocios ni de sus clientes, estableciendo tarifas similares a empresas que enfrentan realidades distintas o atienden sectores de negocios o de población diferentes. Así, por ejemplo, la técnica de Áreas Típicas de Distribución con estudios sólo sobre algunas Empresas de Referencia no logra representar las características distintas de todas las empresas distribuidoras existentes.

Aún más, el tratamiento de la regulación de los holdings no identifica claramente las economías de ámbito y cómo estas deberían traspasarse o compartirse con el consumidor final. Por el contrario, para las pequeñas distribuidoras individuales y las Cooperativas, no se reconoce las particularidades de su realidad.

Por otra parte, el proceso actual de tarificación está desactualizado respecto al desarrollo institucional, las herramientas computacionales y los sistemas de información disponibles, existiendo nuevas oportunidades para mejorar la regulación haciendo uso tanto de la tecnología e información disponible.

3.2. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO



Adicional y complementariamente, el estudio de costos se realiza agrupando a las empresas con costos similares dentro de Áreas Típicas. La metodología de clasificación dentro de estas áreas ha presentado una variabilidad importante, resultando empresas que transitan entre estudios entre dos áreas típicas. El resultado de esto son grandes variaciones tanto en los costos reconocidos para las compañías afectadas como variaciones importantes en las tarifas que enfrentan sus clientes, adicionando al proceso una presión evitable que agrega más riesgo que valor a los agentes involucrados. Asimismo, el bajo número de áreas típicas ha redundado en que dentro de éstas resultan numerosas empresas con costos medios tanto sobre como debajo de la empresa de referencia escogida para construir la empresa modelo. Como consecuencia, se genera un riesgo importante que las empresas gestionan tratando de ser escogidas como empresa de referencia.

En el diagrama siguiente se presenta la clasificación de Áreas Típicas desde el año 2000, indicando la empresa de referencia de cada proceso destacada en colores donde se observan empresas con cambios en su clasificación prácticamente en todos los procesos.

		2000	2004	2008	2012	2016
		↓	↓	↓	↓	↓
		2004	2008	2012	2016	2020
GRUPO	EMPRESA					
CGE	ELECDA	2	2	2	2	2
	ELIQSA	2	2	3	3	3
	EMELARI	3	3	3	3	4
	EMELAT	2	2	2	2	2
	EDELMAG	3	3	3	3	3
	ELECOOP	4	4			
	ENELSA			4	4	3
	CONAFE A	2	3	3	3	
	CONAFE B					
	EMEC	3	2	2	3	
	CGED VII		2			
	CGED	2	2			
	SEP	3	2	2	2	2
	RÍO MAIPO	2	2			
	EMELECTRIC	4	3	3	3	
	EMETAL	6	5	5	5	
	CHILQUINTA	CHILQUINTA	3	3	3	3
LUZLINARES		5	5	5	5	5
LUZPARRAL		5	6	5	5	5
LITORAL		5	5	4	4	4
E. CASABLANCA		4	3	4	4	4

		2000	2004	2008	2012	2016
		↓	↓	↓	↓	↓
		2004	2008	2012	2016	2020
GRUPO	EMPRESA					
ENEL	ENEL	1	1	1	1	1
	COLINA	3	4	3	4	4
	LUZANDES	3	2	3	2	2
	SAESA	4	3	4	4	3
SAESA	FRONTEL	5	5	5	5	5
	LUZOSORNO		5	5	5	5
	CREO	5				
	EDELAYSÉN	4	4	5	6	6
	COELCHA	6	6	6	6	6
	CEC	3	2	3	2	2
	COPELAN	5	6	5	5	5
COOPREL	5	6	5	5	6	
COPELEC	6	6	5	6	6	
CRELL			5	6	6	
SOCOPEPA	5	6	5	6	6	
COOPERSOL		6				
EMELPAR	3	6	6	6	6	
CODINER	5	6	6	6	5	
EMELCA	5	6	5	5	6	
EEPA	2	2	2	2	2	
TILTIL	3	5	4	5	6	
SASIPA				6	6	

ATD1
ATD2
ATD3
ATD4
ATD5
ATD6

Figura: Evolución de la clasificación de Áreas Típicas y empresas de referencia desde el proceso tarifario del año 2000

Por otra parte, la ponderación de estudios en la proporción 2/3 - 1/3 genera estructuralmente incentivos divergentes entre el regulador y las empresas existiendo hoy técnicas probadas de resolución de conflictos para ponderar los intereses entre los agentes involucrados de forma más transparente y contestable.

En otro orden de ideas, aspectos como la definición de las vidas útiles de los activos, su depreciación y el reconocimiento de economías de ámbito, requieren una revisión que se condiga con la certeza que requieren los inversionistas para un desarrollo adecuado de las redes del futuro y capturar la complejidad dinámica de la actividad de distribución.

4. CALIDAD

La calidad del servicio de distribución es desigual a lo largo del país, siendo menor en las zonas más rurales.

4.1. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO

En este sentido la calidad está centrada en el comportamiento de la red a nivel agregado y considera ponderadamente por tamaño su performance a través de índices globales de desempeño. Como consecuencia, los usuarios de la red requieren una gestión regulatoria de la calidad que considere la percepción y requerimientos de éstos en forma armónica con la valorización de las externalidades sociales y dé respuesta ante eventos asociados a la resiliencia del sistema, sin considerar diferencias por tamaño, uso de la energía y ubicación espacial, adecuándolos a la realidad actual con incentivos adecuados para ello.

El modelo regulatorio no se condice con las exigencias de calidad, dado que se asegura que estas sólo son cumplidas por la empresa modelo en condiciones de normalidad. Así, resulta necesario identificar y diferenciar las condiciones de normalidad y anormalidad bajo las cuales se podrían distinguir distintos niveles de calidad y tratamiento.

Asimismo, la regulación actual no responde a las exigencias de un uso masivo de fuentes de recursos distribuidos. Tanto la tecnología de la generación distribuida, como los niveles de penetración de esta, serán variables dependiendo de la zona geográfica.

La política 2050 estableció desafíos en calidad que pueden ser alcanzados de mejor forma a través de nuevas miradas en línea con las necesidades de todos los usuarios de la red.

5. TARIFAS

La estructura tarifaria volumétrica, principalmente en la actual tarifa BT1, impone un esquema de remuneración para el distribuidor con énfasis en la reducción de costos y desarrollo de inversiones ajustadas, siendo un limitado agente de promoción de innovación que redunde en eficiencia energética y, por ende, un consumo más eficiente y gestionable. Esto retrasa desde la provisión de nuevos servicios por la distribuidora y terceros hasta el desarrollo tecnológico.

En efecto la estructura tarifaria, al ser ésta volumétrica, constituye un desincentivo al desarrollo de soluciones de Eficiencia Energética para implementarlas ya sean los distribuidores o terceros. Asimismo, la estructura volumétrica, ante la perspectiva de ingreso masivo de generación distribuida, constituye un riesgo de subsidio cruzado regresivo para los clientes y de desfinanciamiento para los distribuidores.

Sin perjuicio del efecto de la ley 20.928 que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos, existen diferencias marcadas en las demás tarifas que pagan los consumidores finales a lo largo del país. En este sentido, falta avanzar en las diferencias tarifarias que limitan el acceso efectivo en algunas zonas donde puede ser prohibitivo.



Asimismo, no existe un espacio ágil para incorporar opciones tarifarias diversas de libre elección, con señales de precios dinámicas, por ejemplo, que permitan aprovechar excedentes renovables.

Por otra parte, definiciones contenidas en la legislación, como la de PMGD, el límite para transformarse en cliente libre o los 100 kW de potencia conectada que limitan el acceso a las bondades de la ley de NetBilling, generan segmentaciones rígidas que, si bien se condicen con un mercado seguro, no lo hacen con un mercado dinámico, produciendo barreras para actores con alto potencial en torno al límite de éstas.

Por otra parte, la tarifa de netbilling paga un precio menor por kWh inyectado que el precio que pagan los usuarios al retirar la energía de la red, lo que es percibido como “injusto” a pesar de sus fundamentos técnico-económicos. De igual modo, no fomenta la creación de un mercado orientado a la incorporación de estas tecnologías, ya que para ello debe establecerse una metodología tarifaria que considere los beneficios de infraestructura que, en el largo plazo, podría permitir contar con más generación distribuida de pequeña escala.

5.1. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO

Las tarifas vigentes sólo contemplan el uso de la red desde la perspectiva del consumo eléctrico, no considerando otros usos de la red con inyectores, agregadores, etc.

El esquema tarifario actual ha tenido implicancias profundas en el desarrollo y desempeño de las empresas distribuidoras. Al depender los ingresos de las ventas de electricidad más que del uso de la red, las empresas no cuentan con un incentivo para participar en negocios asociados a la eficiencia energética, pues ésta estructuralmente implica dar el mismo servicios pero con menores ventas.

Asimismo, se hace necesario tratar explícitamente los problemas asociados a la costo-reflectividad y modulación tempo-espacial de las tarifas. Por ejemplo, ante una disponibilidad mayor de recursos distribuidos en la red, los consumos/inyecciones se volverán cada vez más flexibles y sensibles a los precios, razón por la cual la eficiencia económica de las señales de precio adquirirán mayor relevancia en la evolución del sistema que en la actualidad. Actualmente existen a nivel mundial formas de asignación de costos en las tarifas que generan señales más costo-reflectivas que el esquema actual, siendo factible avanzar en este sentido.

6. TASA DE COSTO DE CAPITAL

6.1. OPINIONES LEVANTADAS EN EL PROCESO

La tasa de capital fija se ha desacoplado de la nueva realidad y estabilidad del país. Por una parte, esto ha abultado innecesariamente la tarifa del consumidor final durante los últimos años y limitando las eficiencias que capturan los consumidores. Por otra parte, se ha vuelto una señal inadecuada para representar el riesgo asociado al uso de infraestructura de distribución, más aún ante una realidad que se espera con alta participación de generación distribuida.

6.2. ANÁLISIS COMPLEMENTARIO

Complementariamente, se desincentiva la utilización de otras medidas más costo eficientes que seguir invirtiendo en infraestructura. Por ejemplo, medidas del tipo operacional, o bien de la provisión de servicios que reemplazan el incremento de infraestructura.

Si bien la tasa debe reflejar el riesgo de mercado, dada la metodología de remuneración, también debe cubrir los riesgos asociados a los montos de inversión reconocidos en cada proceso. En este sentido, se debería avanzar en una revisión considerando una evaluación de los riesgos asociados a la valorización de los activos, además de los riesgos del negocio.

Por otra parte, al analizar la tasa social de descuento, representada en el gráfico siguiente, la establecida en la ley 20.936 o la fijada en otras regulaciones como la de telecomunicaciones, se observa que el ajuste de ésta al nivel de riesgo no es hecho aislado.

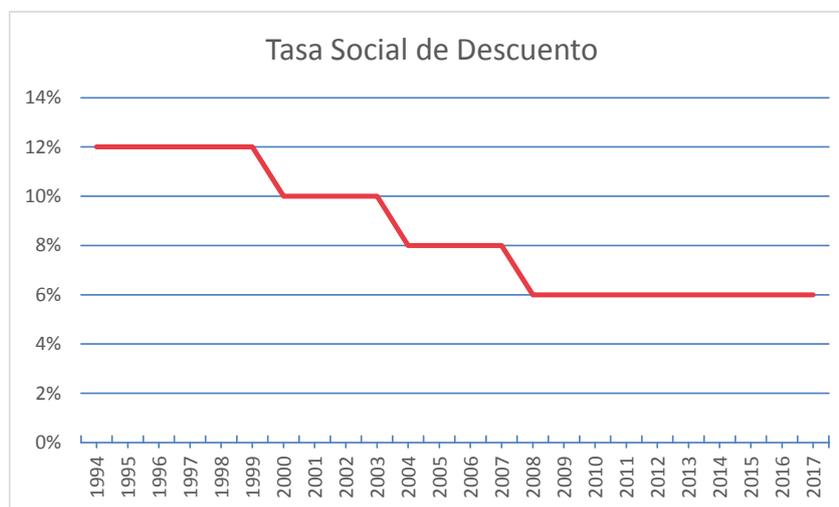


Figura: Tasa social de descuento

Sin perjuicio de lo señalado, la revisión de la tasa de costo de capital debe ecualizar adecuadamente las condiciones de mercado, las señales de eficiencia y mínimo costo para el beneficio de los usuarios, con las legítimas expectativas de las empresas que prestan el servicio de remunerar su capital y los riesgos que enfrentan.

7. INFORMACIÓN

Actualmente los nuevos negocios están reservados o limitados a las decisiones privadas de las distribuidoras respectivas, pues estas manejan información a la cual no tienen acceso otros agentes: conocen sus clientes, niveles de consumo, estadísticas, comportamiento, etc. El acceso a dicha información es fundamental para disminuir las barreras de información respecto a la capacidad y características de la red de distribución, las potenciales expansiones y los potenciales de generación distribuida, entre otros, para permitir la participación de terceros en el desarrollo de nuevos negocios.

Para disminuir dichas barreras, 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.

Desde la perspectiva de los clientes finales, éstos no cuentan con información o señales para la toma de decisiones en forma oportuna. Y en el sentido inverso, la regulación debe considerar el monitoreo de la prestación del servicio, el comportamiento de mercado y su fiscalización, aprovechando las tecnologías de información provistas desde el consumidor (celulares, tablets, computadores, redes sociales) y las empresas (registrador de variables, equipos de medida, entre otras).

Así, resulta necesario generar sistemas de información y manejo de big data claros y transparentes, incorporando mecanismos que permitan mejorar las condiciones de competencia del mercado, dándoles además condiciones de acceso a los actuales y nuevos servicios en un contexto de gestión, control y seguridad de alto nivel con un período transitorio adecuado para estandarizar y definir adecuadamente la información disponible con los niveles de seguridad, confidencialidad e inmediatez adecuados.

8. INSTITUCIONALIDAD

La mayor importancia del rol de la distribución en el futuro, como una plataforma para el suministro eléctrico, aprovechamiento de recursos de generación distribuidos y otros servicios, requiere que la institucionalidad pública esté preparada. En efecto, si se requiere mejorar los procesos de remuneración, incorporar planificación, realizar actividades de fiscalización, entre otros, la institucionalidad pública del sector energético requiere ser potenciada tanto en su estructura como en sus recursos humanos, técnicos y económicos y atender los desafíos actuales y futuros conforme su rol articulador en términos de inducir mejoras, innovación y acompañar en un mejoramiento continuo de los sistemas, desarrollos y desafíos del mercado.

Por otra parte, el desarrollo del servicio de distribución no contempla un desarrollo centralizado y coordinado con los requerimientos globales de la nación no existiendo una relación directa y vinculante con las políticas públicas que se requieran a nivel central. Así, hoy el Estado necesita desarrollar herramientas que permitan la consecución de políticas públicas cumpliendo el rol de regulador y fiscalizador y facilitando a través de dichas funciones la consecución de éstas.

Además, la revisión de aspectos como el reconocimiento de los activos y las estrategias de desarrollo de la red requieren que los sistemas de contabilidad regulatoria contemplen niveles de detalles que permitan conocer permanentemente el estado y desempeño de las instalaciones y recursos que presten el servicio de transporte y conexión a los usuarios.

9. 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 y mantenimiento que no se justifican.



Mientras en algunas zonas el servicio es de alta calidad y en línea con los estándares y demandas de sus usuarios y de su comuna, en otros el servicio es muy limitado, con baja cobertura, baja calidad y/o alto costo.

La iluminación pública tiene un gran impacto en la población, en el aprovechamiento de las áreas comunes de la ciudad y en la disuasión de la delincuencia. Por tanto es un tema a nivel país donde el sector de la distribución podría aportar, al menos en la provisión de los estándares mínimos que la sociedad requiere.

10. 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.

10.1. INTRODUCCIÓN: HISTORIA Y DESARROLLO DE LA DISTRIBUCIÓN EN CHILE

Desde la década de los 80's, 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 subsidió 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, urbanos y estructura de propiedad, 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, fenómeno en aumento.

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.

10.2. 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 de Chile 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 siguiente figura.



Figura: 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 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 de Chile 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 siguiente figura.



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



Figura: Fotografías de uno de los talleres realizados en la PUC.



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.

10.2.1. 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 cómo 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 "How2Guide 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 siguiente figura. Además, en la sección de referencias se presentan otras fuentes adicionales.



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

Organización del presente documento:

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.

11. 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).

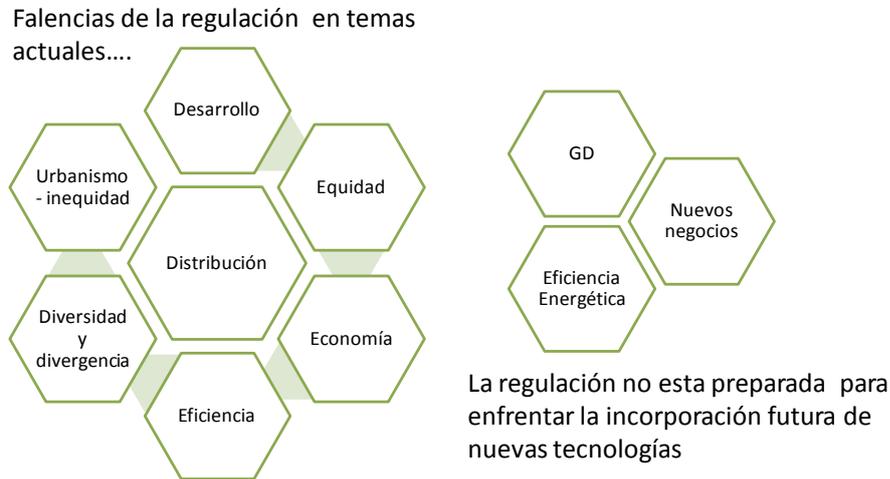


Figura: Principales temáticas del diagnóstico abordadas en la perspectiva histórica que se resume en este Capítulo

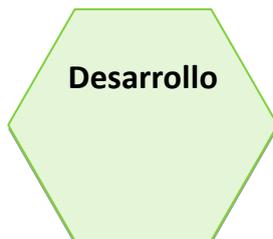
11.1. PASADO Y ACTUALIDAD: PROBLEMAS DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

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.

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



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, por lo que 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 especiales³, tal como se aprecia en la siguiente figura.

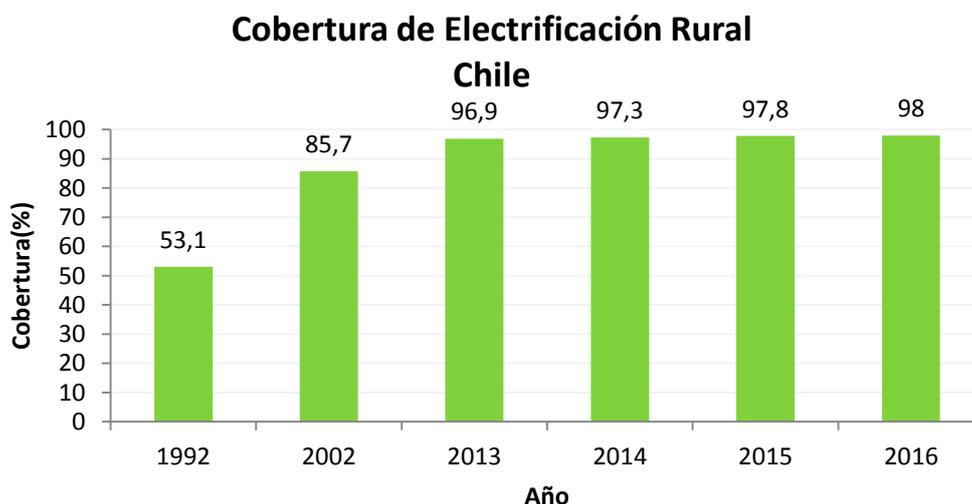
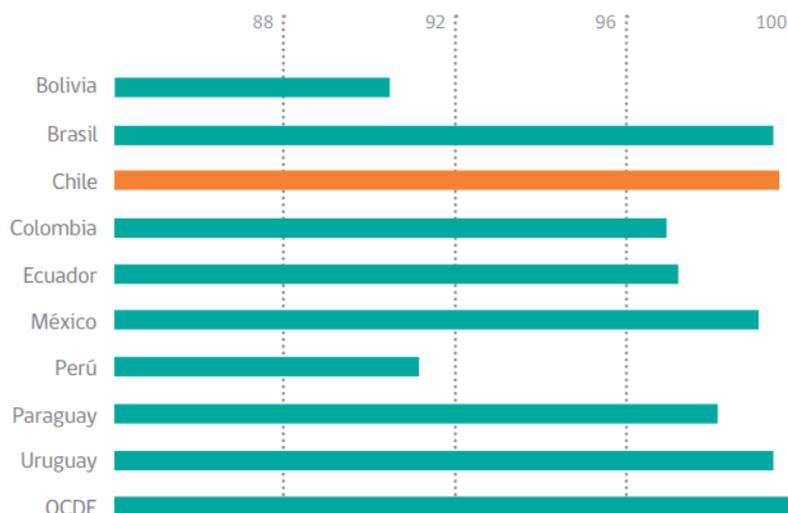


Figura: Cobertura sector rural en Chile.
Fuente: "Historia de la DAEE", desde el PER a la Agenda de Energía. Ministerio de Energía

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 siguiente figura (véase libro Energía 2050: Política Energética de Chile).

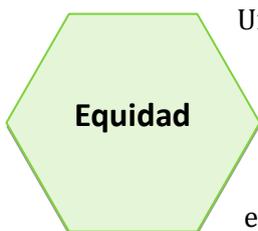
³ Programa de Electrificación Rural 1994-2000, Programa de Electrificación Rural 2001-2006, Programa Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables 2001-2011, Programa de Energización Rural y Social 2008-2015, Fondo de Acceso a la Energía 2014-2017, Agenda de Energía y Programa de Acceso a la Energía para zonas aisladas, etc.



Fuente: Banco Mundial

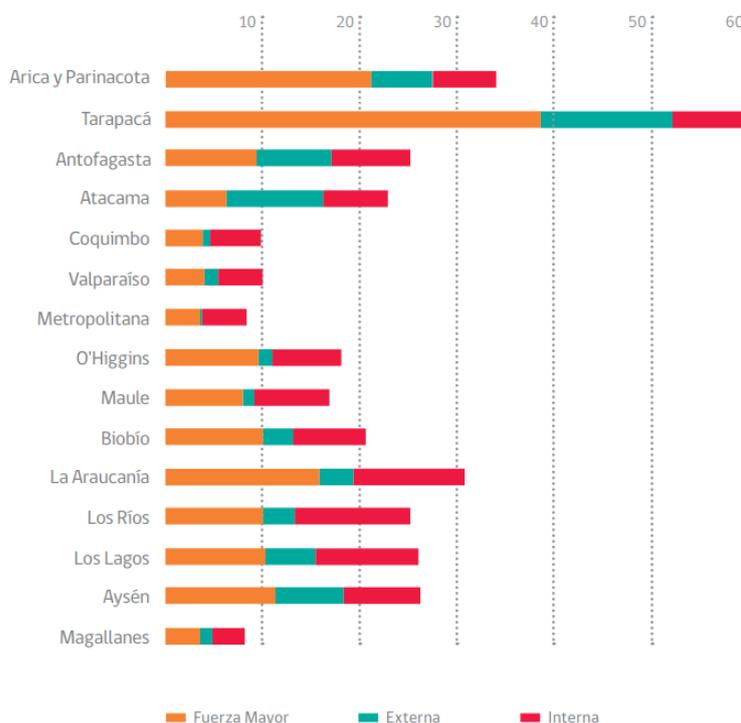
Figura: Cobertura eléctrica en diferentes países de la región (% de población al año 2012).
Fuente: Pagina 57 Libro Energía 2050: Política Energética de Chile

Se hace necesario tratar explícitamente los problemas asociados a la costo-reflectividad y modulación tempo-espacial de las tarifas. Por ejemplo, ante una disponibilidad mayor de recursos distribuidos en la red, los consumos/inyecciones se volverán cada vez más flexibles y sensibles a los precios, razón por la cual la eficiencia económica de las señales de precio adquirirán mayor relevancia en la evolución del sistema que en la actualidad. Actualmente existen a nivel mundial formas de asignación de costos en las tarifas que generan señales más costo-reflectivas que el esquema actual, siendo factible avanzar en este sentido.



Equidad

Una 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, estándares de calidad de servicio que deben actualizarse, 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 siguiente figura 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: SAIDI (System Average Interruption Duration Index) Horas de interrupción de servicio promedio por cliente.

Fuente: Página 58 Libro Energía 2050: Política Energética de Chile

11.1.2. 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. La capital de Chile tiene tarifas de distribución relativamente menores, producto de la alta densidad de consumos que le permite financiar la infraestructura de distribución entre muchos clientes (economías de ámbito y de escala) y el hecho que es principalmente abastecida por una única empresa. Por el contrario, áreas menos densas, más rurales, incluso remotas o zonas densamente pobladas abastecidas por empresas con baja densidad de consumo en general; presentan tarifas elevadas respecto al resto del país, 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 ley 20.928 o Ley de Equidad Tarifaria Residencial 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, socializando el beneficio de las economías de densidad. Adicionalmente, se aplican descuentos a las tarifas de las comunas que tienen importantes niveles de generación local o alojan proyectos de generación dentro de su territorio.

La siguiente figura muestra la relación entre el costo de una cuenta típica – sin considerar el efecto de la Ley de Equidad Tarifaria Residencial -, 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.

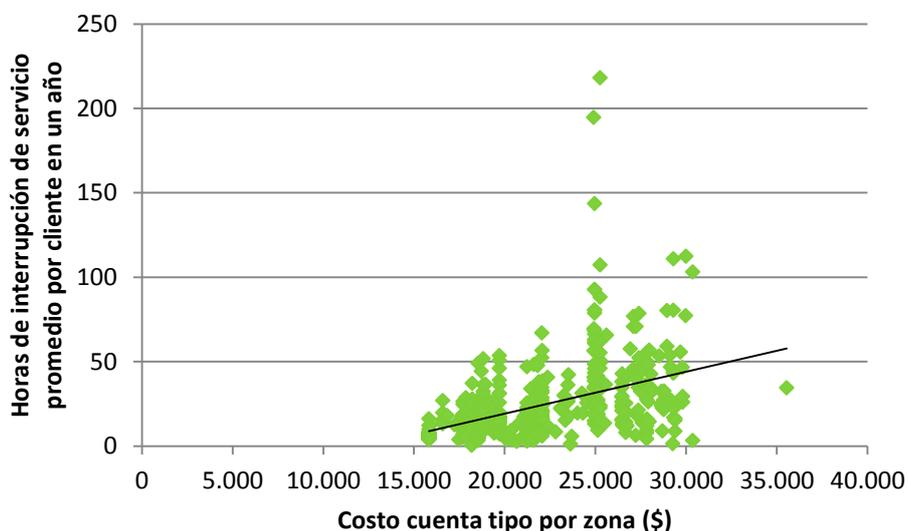


Figura: Gráfico de SAIDI (horas de interrupción promedio) vs costo de cuenta tipo por zona en 2016.
CNE

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.

Con todo, si bien la regulación actual transfiere a todos los consumidores el costo de una red eficiente y nueva en ambos casos, sobre remunerando en algunos y sub remunerando en otros, debe revisarse para recoger 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 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 las obras de distribución efectivamente realizadas 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.

11.1.3. 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 tarifario⁴ con importantes **divergencias** que no aseguran rentas justas para las empresas, ni tarifas justas para los consumidores. Estos procesos tampoco han explotado adecuadamente 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 diversa** de los consumidores y empresas de distribución del país. Esto es, las cinco o seis empresas tipos (empresas de referencia) que tradicionalmente se han utilizado para la tarificación del segmento completo 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 las empresas, los resultados de ambos estudios son ponderados por 2/3 y 1/3 respectivamente para llegar a un valor final. Este mecanismo debe ser revisado en búsqueda de otros que den mayor certeza de que el costo transferido a los usuarios sea el justo. Es decir, que compense a las empresas con una remuneración adecuada y que el consumidor también pague lo justo, pudiendo generar además 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 Nacional de Energía, no sin dificultades producto de las objeciones de las empresas. Estos factores que tienen relación con los patrones de consumo, pueden ser determinados en forma más precisa a medida que se agregue más tecnología a la red y levantado mayor información que permita estimarlos desde información levantada desde los mismos consumidores.

11.2. 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 con estándares de calidad adecuados 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.

⁴ Aún cuando parte de las dificultades que existían en los años 90 se han subsanado, persisten muchas de ellas

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

11.2.1. Falta planificar la red con estándares de calidad adecuados y coordinar la generación distribuida para conseguir un desarrollo eficiente

La red de distribución pasará de un uso “aguas abajo” a una facilidad para tranzar servicios bidireccionalmente. Para ello, deben establecerse estándares de calidad adecuados en su diseño, operación, producto, suministro, sistemas de medida y monitoreo y servicio comercial.

GD gran escala

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 siguiente figura, 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 ausencia de mecanismos de mercado adecuados en la integración de los PMGDs y el desarrollo debería ser abordada por la nueva regulación.

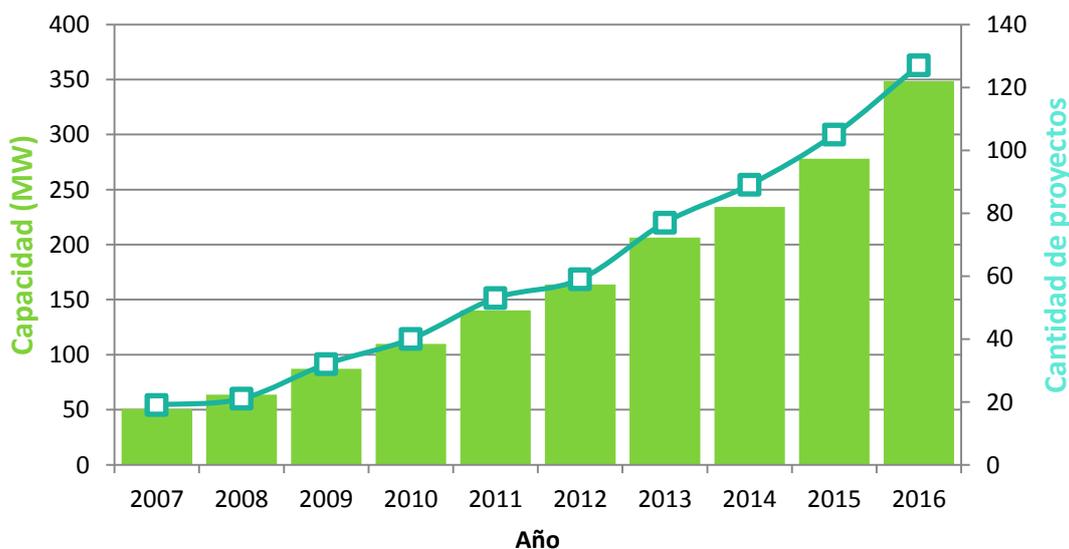


Figura: Capacidad acumulada (eje izquierda) y cantidad de proyectos PMGD (eje derecho) en el SIC y SING.

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.

11.2.2. 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.

11.2.3. La distribución se ha desarrollado con estándares urbanísticos desiguales

Inequidad urbana Desarrollo

Las inversiones se desarrollan con **estándares urbanísticos desiguales** a través del país, con algunas zonas de alto impacto a la ciudadanía y sin mayor coordinación ni información a la misma, escindidos de aspectos como los estándares asociados al valor del suelo, su uso, tipo de constructividad u ubicación geográfica. 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 siguiente figura), tanto en diferentes zonas de concesión como dentro de una misma zona.

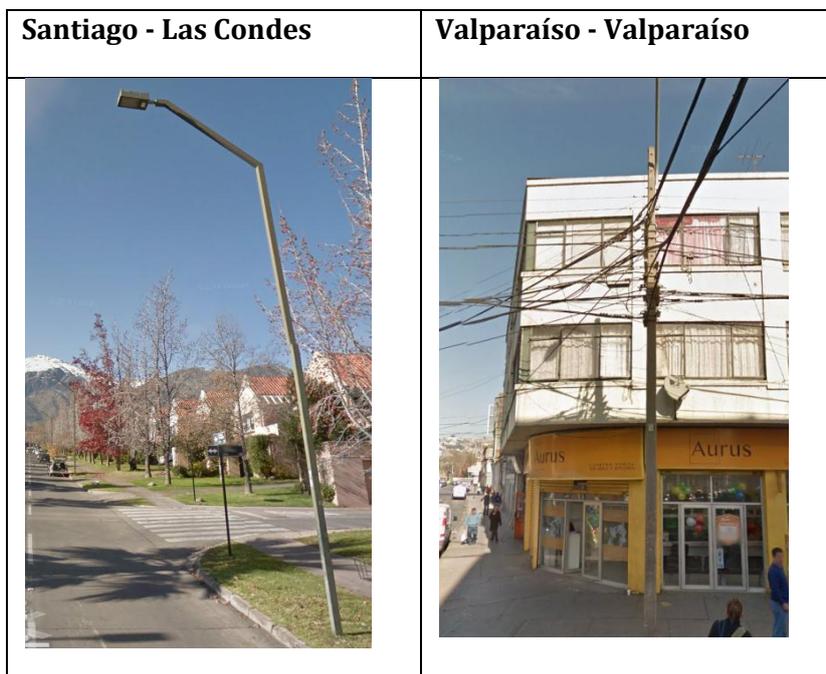


Figura: Contraste de dos zonas con estándares urbanísticos diferentes

11.3. 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.

11.3.1. 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. 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 circunscrita 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.

11.3.2. 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 de 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.

11.3.3. 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) fortaleciéndola para atender los desafíos actuales y futuros y su rol articulador en términos de inducir mejoras, innovación y acompañar en un mejoramiento continuo de los sistemas, desarrollos y desafíos del mercado.

12. 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 siguiente figura.

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.

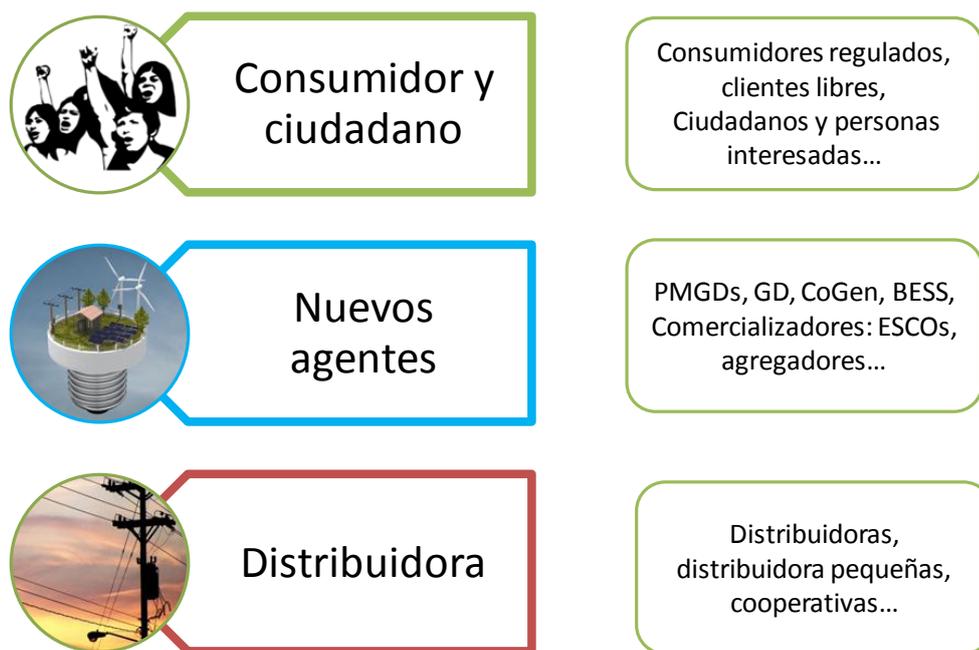


Figura: Se establece un diagnóstico desde 3 perspectivas: consumidor y ciudadano, nuevos agentes y distribuidora

12.1. 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.

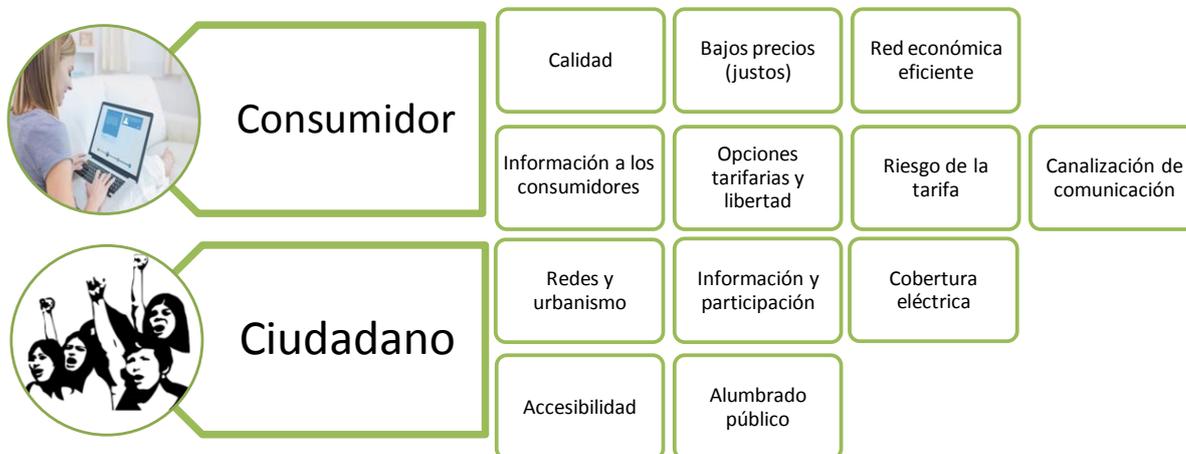


Figura: Los temas asociados al consumidor y ciudadano que se levantan como elementos del diagnóstico

12.1.1. 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.), en consistencia con el objetivo establecido en la Política Energética 2050 de lograr para dicho año que ninguna región tenga más de una hora de indisponibilidad promedio de suministro eléctrico al año, sin considerar fuerza mayor, 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, utilizar almacenamiento, etc.).

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. Existen espacios importantes para aprovechar la altísima penetración de las tecnologías en las personas (celulares, tablets, computadores, etc.) para desarrollar soluciones comerciales innovadoras, aprovechándose los espacios para mejorar la experiencia de los usuarios con el servicio eléctrico.

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 30 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 del todo. 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 qué 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 requieren adaptarse a éstos (ej.: oficinas de atención versus aplicaciones móviles). La resolución de reclamos o conflictos, tales como errores en el cobro, errores de lecturas son lentos y difíciles 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.

12.1.2. 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 contamina visualmente; y muchas veces se convierte 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; o buscar soluciones conjuntas en los casos en que esta vía sea posible. 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**.

12.2. 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, economías de ámbito y el poder de mercado que ello significa y las barreras a la competencia, tal como presenta la siguiente figura.

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.

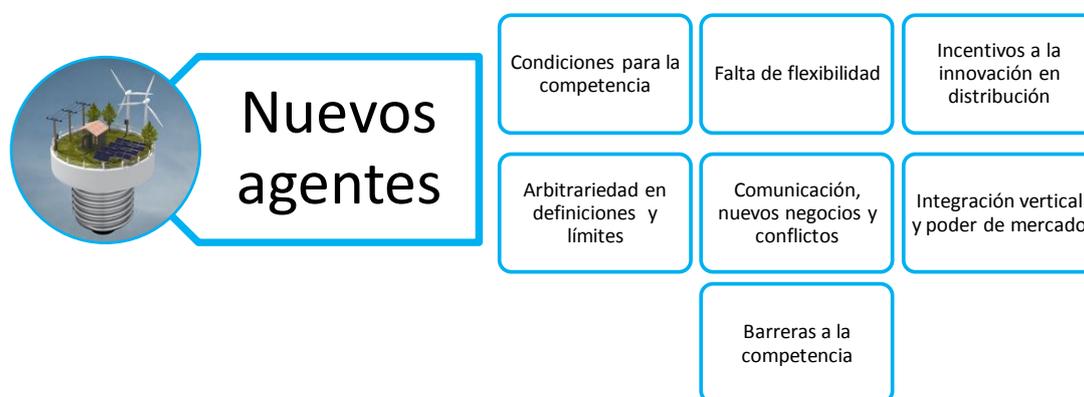


Figura: Los temas de la perspectiva de los nuevos agentes que se levantan como elementos del diagnóstico

12.2.1. 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 compete 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, sobrepuestos, etc.). No es claro en qué 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).

12.2.2. 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.

12.2.3. 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.

12.3. 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 siguiente figura

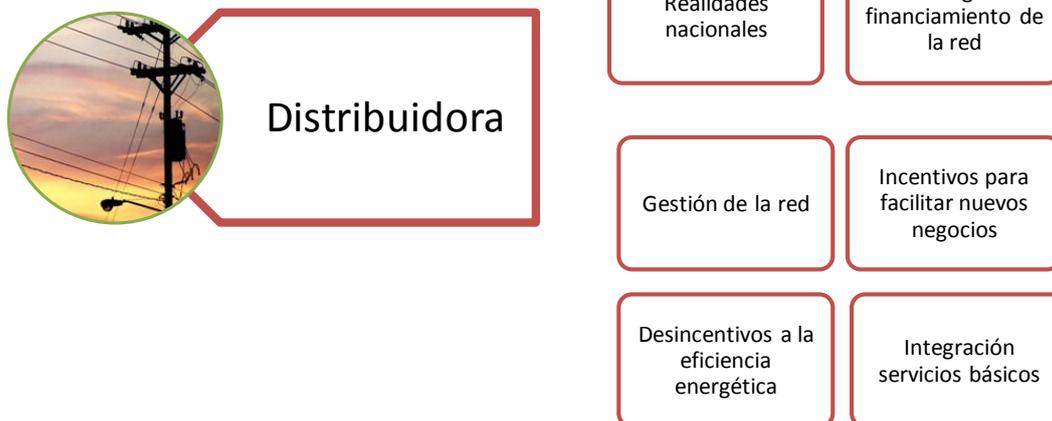


Figura: Los temas de la perspectiva de la distribuidora que se levantan como elementos del diagnóstico

12.3.1. 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 proceso 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 tarifificar, 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 una parte importante de los ingresos de las distribuidoras están dados por las ventas 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.

12.3.2. 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 sobre todo 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.

13. CONCLUSIONES

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. 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, estudios tarifarios desacoplados de las inversiones reales, 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 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 ésta (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, en tanto no tenga 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. Con todo, para ello se requiere una delimitación de las actividades de inversión/operación de la red a fin de evitar el uso del poder de mercado del distribuidor en detrimento de la inserción de nuevas facilidades costo eficiente desarrolladas por terceros.

En resumen, las principales conclusiones pueden condensarse en los siguientes puntos:

1. Procurar acceso abierto a las redes e infraestructura para todos los usuarios, sin discriminación, en condiciones técnicas adecuadas, permitiendo un desarrollo sustentable en términos económicos, sociales y ambientales y procurar instancias y mecanismos que permitan a los distintos agentes (existentes y futuros) y a la demanda por servicios distintos de la energía, tener acceso a las redes, infraestructura e información abierto, seguro, y no discriminatorio, bajo condiciones de calidad bien definidas, sintonizadas con las necesidades de sus usuarios.
2. Incorporar en la regulación aspectos procedimentales que reflejen las reales condiciones topológicas, geográficas y de mercado, generando una reducción en la incertidumbre futura en consistencia con la provisión del servicio a mínimo costo, la participación de otros agentes en las actividades que pueden ser provistas bajo condiciones de competencia y las necesidades del entorno en que se inserta. En este aspecto, debe considerarse una tasa de costo de capital de mercado, que remunere el capital y todos los riesgos naturales de un proveedor eficiente de los servicios de red.
3. El estudio de costos debe dar cuenta de los requerimientos para proveer el servicio en forma eficiente y a mínimo costo dando garantías de resiliencia, calidad técnica, representatividad, transparencia, participación y contestabilidad por parte de todos los actores que desarrollan o utilizan servicios e infraestructura de distribución, recogiendo las economías que emanan de su provisión en conjunto con otras actividades o servicios complementarios desarrollados por el distribuidor y terceros.
4. Las opciones tarifarias por uso de la red de distribución no deben constituir una barrera al acceso efectivo a ésta en zonas donde hoy, para usuarios no residenciales, puede resultar prohibitivo; deben evitar el fenómeno de la “espiral de la muerte” y no ser un impedimento para la inserción de medidas de eficiencia energética y el desarrollo de mercados competitivos en torno al uso de la red. Para ello, deben revisarse parámetros rígidos que limitan el acceso al mercado como el límite de clientes libres y de acceso al NetBilling, entre otros.
5. Desarrollar sistemas con mejor y mayor inteligencia, control y comunicaciones en pos de alcanzar la calidad y seguridad que defina la normativa técnica en consistencia con las políticas públicas involucradas.
6. Promover la eficiencia vía la integración tecnológica, la innovación, investigación y desarrollo (I2D), como forma de sinergia en los sistemas de distribución, buscando la apertura de los nuevos servicios que propendan al uso óptimo de las redes, activos e inteligencia a nivel de demanda.
7. Fortalecer la provisión de información oportuna tanto a los usuarios de la red como a los agentes que la utilizan en actividades competitivas a través de 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, usuarios y distribuidora.



8. Flexibilizar el rol de las distribuidoras permitiéndoles participar de manera adecuada e igualitaria bajo las actuales y futuras condiciones de mercado, mejorando la coordinación con los segmentos aguas arriba.
9. Fortalecer el rol del Estado en su estructura, recursos humanos, técnicos y económicos para procurar un regulador y fiscalizador que faciliten la consecución de los objetivos de política pública vinculantes bajo esquemas de desarrollo eficiente.
10. Incorporar un tratamiento orgánico del alumbrado público, sus estándares, eficiencias y mantenimiento.

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 aplicada 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

Las principales referencias para el desarrollo de este informe y del proceso de diagnóstico corresponden 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

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

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

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

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

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

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