



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC – CNE

Segundo Taller Especializado: “Visiones y soluciones”

Resumen Consolidado Discusión en Sala

Versión 12, 28 de diciembre de 2016

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

Equipo de trabajo	
Equipo organizador PUC	Equipo organizador CNE
Profesor Hugh Rudnick	Secretario Ejecutivo: Andrés Romero
Profesor David Watts	Asesor y coordinador: Fernando Dazarola
Coordinador G1 PUC: David Watts	Coordinador G1 CNE: Danilo Zurita
Coordinador G2 PUC: Hugh Rudnick	Coordinador G2 CNE: Rodrigo Gutiérrez
Coordinador G3 PUC: Hugh Rudnick	Coordinador G3 CNE: Laura Contreras
Coordinador G4 PUC: David Watts	Coordinador G4 CNE: Fernando Flatow

Documento preliminar, pendiente revisión y aprobación de los participantes del taller

Consultas al equipo organizador PUC-CNE:

Grupo 1: desarrollodelared@cne.cl

Grupo 2: financiamientodelared@cne.cl

Grupo 3: modelosdenegocio@cne.cl

Grupo 4: [reddelfuturo@cne.cl](mailto:reddefuturo@cne.cl)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:

“Visión y soluciones”

Informe Consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



ABSTRACT

Este informe consolida el trabajo desarrollado en el taller “**Visión y Soluciones**”, para la totalidad de los grupos, enfocándose en obtener una visión consensuada de cómo quieren o qué esperan de la red del futuro, además de validar, priorizar y sugerir problemas y sus posibles soluciones, para optimizar el marco regulatorio de la distribución eléctrica.

RESUMEN EJECUTIVO

El Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el apoyo de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC), dieron inicio el jueves 29 de septiembre de 2016 al proceso público y participativo para la elaboración de un nuevo **marco regulatorio para la distribución de energía eléctrica**. En dicho proceso se recogieron las principales ideas, problemas y soluciones con objeto de aportar a las siguientes temáticas:

1. Los problemas actuales del modelo regulatorio y prioridades a abordar
2. Desafíos de mediano y largo plazo de la distribución eléctrica
3. Definición de objetivos de la nueva regulación

Con objeto de dar seguimiento y profundizar este trabajo, se desarrolló una nueva serie de talleres especializados, a saber: T1: **Diagnóstico y Problemas** (primer levantamiento de problemas por grupo); T2: **Visión y Soluciones** (como quieren o imaginan la red del futuro, además de validar, priorizar y sugerir posibles soluciones) y T3: **Estudios y Propuestas** (validar y priorizar visiones y soluciones, además de proponer estudios o requerimientos de información).

Este informe, en particular, pretende dar una mirada globalizada a la temática del taller 2, “**Visión y Soluciones**”, que consistió en levantar las **visiones de la Red del futuro** e idealmente definir y proponer áreas donde se requiera mayor estudio e información, para tener una postura común y ser un aporte real al proceso de discusión de la ley de distribución eléctrica en cada uno de los siguientes grupos de trabajo:

- 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 de la distribución
- Grupo 4: Los servicios de la red del futuro



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

En función de la metodología de trabajo y luego de completar formularios estructurados para buscar que los participantes expresen su opinión respecto de visiones, problemas y soluciones levantados en los talleres anteriores, sean ellos los que validen su acuerdo o desacuerdo, prioricen lo más relevante, y generen alternativas y propongan cuestionamientos que no fueron considerados, o a los cuales no se les da la importancia que requiere. Teniendo además la oportunidad de discutir en sala los temas que según ellos requerían un proceso de maduración distinto o de mayor profundidad, permitiendo consensuar opiniones.

Para este taller se desarrollaron listas de problemas consolidados en función de lo obtenido en el taller 1 (Capítulo 1).

Es así como, a través primero de trabajo individual se validó cada problema, indicando su acuerdo y asignando una prioridad, o su desacuerdo con el planteamiento (sin indicar prioridad en este último caso). (Capítulo N°2).

En este taller se desarrolló la dinámica en sala en donde los participantes tuvieron la oportunidad de indicar sus priorizaciones, votando por tres problemas que consideran prioritarios. Para esto se dividieron en 2 grupos. De esta forma se logra levantar y socializar rápidamente cuales son los problemas prioritarios para los participantes permitiendo comenzar la búsqueda de soluciones para estos problemas en la misma sala. (Capítulo 3)

Durante el segundo bloque del taller, y bajo el mismo esquema (trabajo individual y posteriormente grupal) se levantaron las primeras ideas asociadas a las potenciales vías de solución de los problemas. (Capítulo 4)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	2
CAPÍTULO 1: CONTEXTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 2.....	6
1.1 CONTEXTO GENERAL, TALLERES ESPECIALIZADOS Y GRUPOS DE TRABAJO	7
1.1.1 <i>Etapas del trabajo de talleres y grupos de trabajo y sus temáticas</i>	7
1.2 PARTICIPANTES DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 2 DEL GRUPO 1	10
1.2.1 <i>Participantes del taller Nº 2 del Grupo 1</i>	10
1.2.2 <i>Participantes del taller Nº 2 del Grupo 2</i>	11
1.2.3 <i>Participantes del taller Nº 2 del Grupo 3</i>	12
1.2.4 <i>Participantes del taller Nº 2 del Grupo 4</i>	13
1.3 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DE TRABAJO DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 2 “VISIONES Y SOLUCIONES”	14
1.4 LISTA DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS PARA TODOS LOS GRUPOS	18
1.3.1 <i>Lista de problemas consolidados Grupo Nº 1</i>	19
1.3.2 <i>Lista de problemas consolidados Grupo Nº 2</i>	22
1.3.3 <i>Lista de problemas consolidados Grupo Nº 3</i>	25
1.3.4 <i>Lista de problemas consolidados Grupo Nº 4</i>	27
CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS	30
2.1 VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS DEL GRUPO 1.....	30
2.1.1 <i>Familia A) Expansión de la red de distribución: priorización de los problemas</i>	31
2.1.2 <i>Familia B) Calidad de la red de distribución: priorización de los problemas</i>	33
2.1.3 <i>Validación de problemas consolidados con sus dimensiones</i>	35
2.2 VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS DEL GRUPO 2.....	46
2.2.1 <i>Familia A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos: Priorización obtenida de Formularios</i>	46
2.2.2 <i>Familia B) Remuneración para la distribución del futuro y Familia C) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro: Priorización obtenida de Formularios</i>	49
2.2.3 <i>Validación de problemas consolidados con sus dimensiones</i>	51
2.3 VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS DEL GRUPO 3.....	68
2.3.1 <i>Familia A) Los habilitadores de nuevos negocios y Familia B) Los nuevos modelos de negocios: Priorización obtenida de formularios</i>	68
2.3.2 <i>Validación de problemas consolidados con sus dimensiones</i>	71
2.4 VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS DEL GRUPO 4.....	87
2.4.1 <i>Ranking de prioridad Familia A, Familia B y Familia C</i>	87
2.4.2 <i>Validación de problemas consolidados con sus dimensiones</i>	90
CAPÍTULO 3: PRIORIZACIÓN PROBLEMAS EN SALA	112
3.1 PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS: TRABAJO EN SALA	112
3.2 RESULTADOS PRIORIZACIONES DE PROBLEMAS EN SALA	113
3.2.1 <i>Priorizaciones de Problemas en Sala Grupo 1</i>	113
3.2.2 <i>Priorizaciones de Problemas en Sala Grupo 2</i>	117



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

3.2.3 Priorizaciones de Problemas en Sala Grupo 3.....	121
3.2.4 Priorizaciones de Problemas en Sala Grupo 4.....	124
CAPÍTULO 4: LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES.....	127
4.1 LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES GRUPO 1.....	127
4.1.1 Soluciones de los problemas consolidados prioritarios.....	127
4.1.2 Socialización de potenciales soluciones para los problemas prioritarios.....	130
4.2 LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES GRUPO 2.....	140
4.2.1 Soluciones de los problemas consolidados prioritarios.....	140
4.2.2 Socialización de potenciales soluciones para los problemas prioritarios.....	142
4.3 LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES GRUPO 3.....	151
4.3.1 Soluciones de los problemas consolidados prioritarios.....	151
4.3.2 Socialización de potenciales soluciones para los problemas prioritarios.....	154
4.4 LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES GRUPO 4.....	163
4.4.1 Soluciones de los problemas consolidados prioritarios.....	163
4.4.2 Socialización de potenciales soluciones para los problemas prioritarios.....	166
CAPÍTULO 5: ANEXOS.....	176



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 1: CONTEXTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DEL
TALLER ESPECIALIZADO N° 2

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N° 1 que presenta el contexto en el cual se desarrollan los talleres especializados, los objetivos y la metodología del taller especializado N°2.



En este capítulo se presenta el contexto general de desarrollo del taller especializado N° 2 “Visión y soluciones”, los objetivos principales del taller, la metodología empleada en este taller y las principales temáticas abordadas por los 4 grupos que lo conforman. Estos grupos se organizan en las siguientes temáticas

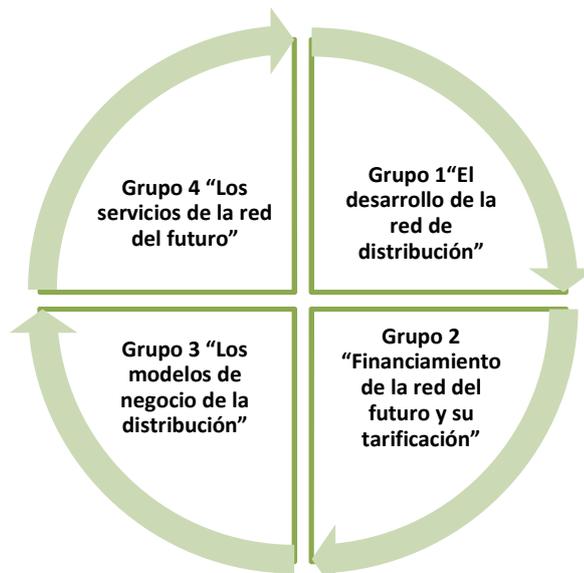


Figura 1: Temáticas de cada uno de los grupos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.1 Contexto general, talleres especializados y grupos de trabajo

El Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el apoyo de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC), dieron inicio el jueves 29 de septiembre de 2016 al proceso público y participativo para la elaboración de un nuevo **marco regulatorio para la distribución de energía eléctrica**. En dicho proceso se recogieron las principales ideas, problemas y soluciones propuestas de todos los participantes. La discusión en dicho taller se dividió en 5 grupos, todos intentando aportar a las siguientes temáticas:

4. Los problemas actuales del modelo regulatorio y prioridades a abordar
5. Desafíos de mediano y largo plazo de la distribución eléctrica
6. Definición de objetivos de la nueva regulación

Para dar seguimiento y profundizar en los problemas, soluciones y propuestas de cambios regulatorios se conformaron cuatro nuevos grupos de trabajo, esta vez, especializados en diversos temas técnicos, económicos y regulatorios. El objetivo general es profundizar en los diversos elementos necesarios para lograr un diagnóstico compartido, que recoja tanto los problemas actuales, como los desafíos futuros que enfrentará el sector. Los nuevos grupos de trabajo conformados, los coordinadores de dichos grupos y las principales temáticas tratadas en cada uno de ellos se presentan en la siguiente sección.

1.1.1 ETAPAS DEL TRABAJO DE TALLERES Y GRUPOS DE TRABAJO Y SUS TEMÁTICAS

Tabla 1: Etapas de los Talleres

Taller	Nombre del Taller Especializado	Objetivos
1er	Diagnóstico y problemas	Completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas detectados
2do	Visión y soluciones	Comenzar el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo. Para ellos se trabaja también en las posibles vías de solución de los problemas
3er	Estudios y propuestas	Identificar las propuestas para resolver los problemas levantados y para alcanzar las visiones de la distribución del futuro. También identificar las áreas donde se requiere más estudios, análisis, información, etc.

Cada uno de los cuatro grupos de trabajos tiene tres talleres con los mismos objetivos.

El primer taller “**Diagnostico y problemas**” tiene objetivo completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas detectados. El segundo taller “**Visión y soluciones**” tiene como objetivos completar el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo. Para



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

ellos se trabaja también en las posibles vías de solución de los problemas. El tercer y último taller de esta serie “**Estudios y propuestas**” se centra en identificar las propuestas para resolver los problemas levantados y para alcanzar las visiones de la distribución del futuro. Además se levantan las necesidades de análisis, revisiones o estudios que son necesarios para avanzar en un diagnóstico compartido y para evaluar la factibilidad y conveniencia de las diversas propuestas de solución de los problemas levantados.

Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

La coordinación general de los talleres está a cargo de la Pontificia Universidad Católica y la Comisión Nacional de Energía. Por parte de la Universidad el siguiente equipo de profesionales liderado por David Watts y Hugh Rudnick participan activamente en el desarrollo de los talleres y la preparación y el procesamiento del material:

- Rodrigo Pérez Odeh, Phd (c)
- Cristián Bustos Sölch, Phd (c)
- Yarela Flores Arevalo, Phd

Por parte de la Comisión Nacional de Energía el coordinador general de la iniciativa es **Fernando Dazarola**. Además, tanto profesionales de la CNE y como los Profesores de la PUC participan en la coordinación de cada uno de los grupos de trabajo.

Los talleres se realizaron en las dependencias de la PUC, y en general en su Centro de Extensión ubicado en Alameda 390 y se realizaron los días miércoles de cada semana del mes de noviembre entre las 14:00 y 17:50 hrs como se detalla en el siguiente cuadro

Grupo	Fecha
Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución	Miércoles 30 de noviembre
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación	Miércoles 7 de diciembre
Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución	Jueves 15 de diciembre
Grupo 4: Los servicios de la red del futuro	Miércoles 21 de diciembre

Los 4 grupos fueron organizados por temas para los cuales se designaron dos coordinadores, uno de la CNE y otro de la PUC, los cuales se describen a continuación:

Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución

Coordinadores: Danilo Zurita (CNE) y David Watts (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordan temáticas referidas a la expansión de la distribución: obsolescencia de redes, urbanización masiva; incorporación de nuevos esquemas de planificación, trazado, capacidad, equipamiento, readecuación, nuevas tecnologías, monitoreo, automatización, SCADAS de distribución, smartgrids y micro grids, generación distribuida GD y cogeneración (CHP), la empresa digital, el Internet



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

de las cosas, la medición inteligente, el consumo activo; costos y factibilidades de las nuevas tecnologías. También se discutirá en torno a calidad de servicio: confiabilidad, seguridad, calidad técnica; GD y CHP en la red y otras tecnologías de potencial impacto en la red; medición, registro, estadísticas, reporte, información y oportunidades de estandarización; interrupciones, compensaciones, trade-off inversiones vs calidad; resiliencia frente a catástrofes naturales; interoperabilidad, uso de estándares.

Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación

Coordinadores: Rodrigo Gutiérrez (CNE) y Hugh Rudnick (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordarán temáticas referidas a la remuneración de la red y su tarificación: regulación tarifaria, regulación por incentivos, regulación por resultados; VAD, estudios, economías de ámbito, efectos geográficos; nuevos esquemas tarifarios AT y BT; equidad tarifaria, efectos de equidad; medición inteligente; costos asociados a automatización; propiedad de medidores, certificación, tarifas horarias, peak load pricing, costos hundidos, agregación de demanda, aporte de financiamiento de generación distribuida, cogeneración y otras fuentes (actividades de eficiencia energética, gestión de demanda, etc.)

Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución

Coordinadores: Laura Contreras (CNE) y Hugh Rudnick (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordarán temáticas referidas a la habilitación de nuevos negocios y nuevos modelos regulatorios: Integración vertical y horizontal (nuevos modelos de negocios, integración horizontal de empresas, generación-distribución, diversos energéticos, gas-electricidad, sustitución energéticos, cooperativas, contratistas y servicios de apoyo); comercializador (retail competition, flexibilidad tarifaria, tecnología y propiedad del medidor, certificación del medidor, valor y modelo de negocio del registro de consumo); agregación (respuesta, gestión de demanda o demand response); eficiencia energética (decoupling de negocios, evaluación de proyectos de eficiencia y alternativas tecnológicas online – Smart audits)

Grupo 4: Los servicios de la red del futuro

Coordinadores: Fernando Flatow (CNE) y David Watts (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordarán temáticas referidas a generación distribuida: aporte a remuneración de redes, subsidios cruzados, net metering/ billing/ PMGD; almacenamiento, desafíos tecnológicos; nuevos esquemas de planificación y operación; transactive energy, telecomunicaciones y medición; big data, distributed energy systems; transporte eléctrico. También se discutirá en torno a demand response: medición inteligente, consumo inteligente, libertad de elección tarifaria; control de demanda, agregación de demanda; señales de precios, tarifas horarias (RTP), peak pricing (CPP), precios locales. Por último, se integran temáticas sobre urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno: integración al desarrollo de las ciudades y a los procesos de planificación urbana, integración a los procesos de planificación de otras redes (comunicaciones, cable, gas, agua, transporte, transporte eléctrico, etc.)

El presente documento resume el trabajo del Taller Especializado N° 2 “Visiones y soluciones” consolidado para todos los grupos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.2 Participantes del taller especializado N° 2 del Grupo 1

El proceso de convocatoria para la participación en los grupos de trabajo resultó ser muy exitoso con más de 300 interesados en participar en los talleres. Debido al alto interés por participar en esta iniciativa y la imposibilidad de acoger todas las solicitudes de inscripción, la organización debió limitar la participación de cada empresa privada a un máximo de dos personas por grupo de trabajo, permitiéndonos así contar con un grupo más pequeño y tratable pero igualmente diverso. A continuación se listan los participantes a cada uno de los grupos.

1.2.1 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 2 DEL GRUPO 1

Los participantes al taller especializado N°2 del Grupo N°1 sumaron 41 personas y fueron las siguientes:

Tabla 2: Lista de participantes taller especializado N°2 del Grupo N°1.

Lista de participantes Taller N° 2 Grupo N° 1 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Bladimir Antilef	Min Energía	20	Daniel Gutierrez	BGS Energy Law
2	Aldo Arriagada	Engie	21	Víctor Hinojosa	UTFSM
3	Jorge Avalos	Min Energía	22	Serji Jordana	CDEC-SIC
4	Carlos Barria	GMP AG	23	Claudia Medina	oEnergy SpA
5	Francisco Bobadilla	Cooprel	24	Francisco Messen	Chilectra
6	Diego Bravo	Valgesta	25	Rodrigo Miranda	Saesa
7	Mauricio Camposano	CGE	26	Juan Muñoz	Engie
8	José Carvallo	Solarity Energía	27	Javier Muñoz	Saesa
9	Rodrigo Castillo		28	Carlos Olavarría	SEC
10	Juan Castro	Ciudadluz	29	Andrea Olea	CNE
11	Marcos Cisterna	Aela Energia	30	Domingo Ramos	E.E. Puente Alto
12	Julio Clavijo	SEC	31	Tomás Reid	Saesa
13	Alfredo De la Quintana	Conecta	32	Cristian Romero	Min Econo
14	Cristián Espinosa	FENACOPEL	33	Tomás Schmitz	Enlase
15	Ignacio Gouet	Solarity Spa	34	Pablo Seccia	CGED
16	Bruno Guarini	Aes	35	Andres Steinacker	Ciudadluz
17	Guillermo Guerra	E. Eléctrica PA	36	Victor Tapia	Tecnet
18	Sebastian Guerra	SAESA	37	Juan Veloso	Saesa
19	Rodrigo Gutierrez	CNE	38	Jorge Villar	Enel
			39	Franciso Yañez	oEnergy SpA
			40	Danilo Zurita	CNE
			41	Marco	Cooprel



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.2.2 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 2 DEL GRUPO 2

Los participantes al taller especializado N°2 del Grupo N°2 sumaron 37 personas y fueron las siguientes:

Tabla 3: Lista de participantes al taller especializado N°2 del Grupo N°2.

Lista de participantes Taller N° 2 Grupo N° 2 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	María José Ariztía	Transec	19	Cristina Lemus	Enel
2	Aldo Arriagada	Engie	20	Hernán Lira	AES Gener
3	Paulina Basoalto	Colbun	21	Luis LópezZ..	Efizity
4	Diego Bravo	Valgesta	22	Horacio Melo T.	Solarity Energía
5	Mauricio Camposano	CGE	23	Rodrigo Mera	SEC
6	Javiera Casanova	SEC	24	Rodrigo Miranda	SAESA
7	Luis Castro	Valgesta	25	Jorge Muñoz	SAESA
8	Marcos Cisterna	Aela Energia	26	Pablo Norambuena	Saesa
9	Cristián Espinosa	FENACOPEL	27	Javier Piedra	Uchile
10	Gabriel Fierro	S. Fierro Ramírez Ltda	28	Ana Purizaca	Saesa
11	Claudio Gambardella	Abogado	29	Tomás Reid	Saesa
12	Carolina Garnhem	Colbún	30	Jerson Reyes	CNE
13	Rodrigo Gutiérrez	CNE	31	Francisco Sánchez	CGE
14	Pablo Hermosilla	SEC	32	Leslie Sepúlveda	Chilquinta
15	M. Isabel González	Energetica	33	Rosa Serrano	Electricas
16	Pablo Jofré	Chilectra	34	Carlos Silva	UAI
17	Juan Kindermann	CDEC-SING	35	Sebastián Sotelo Gómez	Fund. J. Guzmán
18	Pablo Lecaros	Systep	36	Fabrizio Valdés	Andes Solar
			37	Francisco Valencia	GTD



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.2.3 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 2 DEL GRUPO 3

Los participantes al taller especializado N°2 del Grupo N°3 sumaron 44 personas y fueron las siguientes:

Tabla 4: Lista de participantes al taller especializado N°2 del Grupo N°3.

Lista de participantes Taller N° 2 Grupo N° 3 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Pamela Arellano	Farus Consultores	23	Waleska Moyano	CDEC SING.
2	Juan Avalos	CDEC SING.	24	Javier Mozó	Caapital
3	Carlos Barría	GPM AG		Pablo	
4	Paulina Basoalto	Colbun	25	Norambuena	Saesa
5	Francisco Brotfeld G.	Transelec	26	Felipe Novoa	Antuko
6	Maribel Campos	Qbn	27	Martin Osorio	CNE
7	Mauricio Camposano	CGE	28	Javier Piedra	Uchile
8	Claudia Carrasco	Transelec	29	Ana Purizaca	Saesa
9	Iván Chaparro	Systep			Moray Development
10	Cristián Espinosa	FENACOPEL	30	Rodrigo Quinteros	Moray Development
11	Ricardo Fuentes	CNE	31	Tomás Reid	Saesa
12	Claudio Gambardella	Abogado Consultor	32	Juan Richards	Metrogas
13	Heinz Gerdin	Distributed Power Partners	33	Cristobal Sarquis	S/I
14	Pamela Gonzalez	Electricas	34	Tomás Schmitz	Enlasa
15	Rodrigo Gutierrez	CNE	35	Leslie Sepúlveda	Chilquinta Energía
16	Andres Inzunza	Valhalla	36	Javier Sepúlveda	
17	Susana Jimenez	Lyd			I. Ecología Política
18	Pablo Jofré	Chilectra	37	Alicia Sparza	I. Ecología Política
19	Cristina Lemus	Chilectra	38	Victor Tapia	Tecnet
20	Juan Martínez	SEC	39	Cristina Torres	Lyd
21	Claudia Medina	oEnergy SpA			MRP Geotermia
22	Horacio Melo	Solarity	40	RÜDIGER TRENKLE	MRP Geotermia
			41	Patricio Turen	Saesa
			42	Francisco Valencia	GTD
			43	Francisco Yáñez	oEnergy SpA
			44	María Zubicueta	CNE



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.2.4 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 2 DEL GRUPO 4

Los participantes al taller especializado N°2 del Grupo N°4 sumaron 51 personas y fueron las siguientes:

Tabla 5: Lista de participantes al taller especializado N°2 del Grupo N°4.

Lista de participantes Taller N° 2 Grupo N° 4 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Carla Alvial	Ciudad Luz	26	Cristina Lemus	Chilectra
2	Gonzalo Aravena	Abogado	27	Juan Maldonado	Saesa
3	Sebastián Arroyo	Min Energía	28	Patricio Mendoza	Uchile
4	Carlos Barría	GPM AG	29	Daniela Miquel	Colbún
5	Blas Barros	S/I	30	Javier Mozó	Caapital
6	Eduardo Calderón	Transelec	31	Giancarlo Muñoz	Coener
7	Vicente Camino	Engie	32	José Neira	COOPELAN
8	Gabriel Carvajal	CDEC SIC	33	Daniel Olivares	PUC
9	Rodrigo Castillo	Electricas	34	Javier Piedra	Uchile
10	Luis Castro	Valgesta	35	Ana Purizaca	Saesa
11	Marcos Cisterna	Aela Energía	36	Tomás Reid	Saesa
12	Magdalena Cortés	Systep			E.E. Puente
13	Mauricio Diaz	Aes Gener	37	Nelson Rojas	Alto S.A.
14	Rubén Escalona	Sunplicity	38	Hugh Rudnick	PUC
		Inst. Ecología	39	Daniela Salaya	PPU
15	Alicia Esparza	Política	40	Francisco Sánchez	CGE
16	Cristián Espinosa	FENACOPEL	41	Tomás Schmitz	Enlasa
		E.E. Puente			Energy
17	Christians Espinoza	Alto S.A.	42	Royal Smith	Control SpA
18	Fernando Flatow	CNE	43	Pablo Tello	Corfo
19	Felipe Gallardo	Acera	44	Juan Pablo Urrutia	Comaco
20	Rodrigo García	S/I	45	Felipe Valcázar	CGE
21	Ignacio Gouet	Solarity	46	Juan Veloso	Saesa
22	David Guacucano	CDEC SING	47	Marcelo Villagrán	Mankuk
23	Rodrigo Gutierrez	CNE	48	Alexander Wulf	Transelec
24	Francisco Gutierrez	USM	49	Jean Paul Zalaquett	Chilectra
25	Sergi Jordana	CDEC SIC	50	Daniela Zamorano	Fund. IEP
			51	Loreto Zubicueta	CNE



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.3 Objetivos y metodología de trabajo del Taller Especializado N° 2 “Visiones y soluciones”

El segundo taller “**Visión y soluciones**” tiene como objetivo completar el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo. Para ello se trabaja también en las posibles vías de solución de los problemas.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Completar el levantamiento de problemas del taller N°1 “Diagnóstico y problemas”
 - Priorización de los problemas consolidados y levantamiento del grado de convergencia en torno a cada tema
- Completar el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo
- Levantamiento de las principales soluciones a problemas
 - Utilizando input de eventos anteriores
- Completar una primera versión de visiones y soluciones, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas detectados.

La metodología del taller especializado N° 2 que fue propuesta y desarrollada por el equipo del **profesor David Watts** incluye las siguientes dimensiones: presentaciones realizadas por el equipo PUC-CNE para motivar la discusión, trabajo individual de los participantes a través de 3 formularios y discusión en sala, para enriquecer y socializar los aportes individuales. El trabajo individual asegura que cada participante entregue abiertamente su opinión con todo el detalle que desee sin limitarse al tiempo de discusión en sala, pues los formularios se entregan al inicio de la reunión y se solicitan al final de la misma. La discusión en sala permite enriquecer las visiones individuales con las ideas aportadas por otros participantes del taller, levantar diferentes visiones de una misma temática y encontrar convergencia o divergencias en problemas. Estos aspectos se resumen en la Figura 2.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR



Figura 2: La metodología del taller especializado N° 2

El Taller comienza con la presentación a los participantes de la metodología y la agenda del mismo taller. Luego se presenta a los participantes la lista de problemas consolidados desarrollada por el equipo PUC en base al *input* recibido del Taller N°1. Posteriormente comienza el trabajo individual para completar el **Formulario 1 "Validación y priorización de problemas consolidados"** donde los participantes deben validar (presentar su acuerdo o desacuerdo con el planteamiento) y priorizar los problemas consolidados presentados por el equipo PUC. Cada problema tiene además varias dimensiones que son presentadas en el mismo formulario y para los cuales los participantes también deben mostrar su acuerdo / desacuerdo. Las primeras 3 priorizaciones de cada participante se levantan en el mismo taller de forma pública para el grupo completo obtenga una idea de las primeras prioridades grupales. Para terminar el primer bloque del taller se les solicita a los participantes completar el **Formulario 3 "Levantamiento de visiones y objetivos"** en el que pueden mostrar su visión y objetivo la futura regulación de la distribución. El segundo bloque comienza con el trabajo individual sobre el **Formulario 2 "Levantamiento de soluciones"** en el que para cada problema consolidado, los participantes sugieren soluciones. Por último, estas nuevas propuestas de solución son discutidas grupalmente en torno a subgrupos y en orden de prioridad.

Los coordinadores de cada grupo son 2 (uno de la CNE y uno de la PUC).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Grupo	Coordinadores PUC	Equipo organizador CNE
1	David Watts	Danilo Zurita
2	Hugh Rudnick	Rodrigo Gutiérrez
3	Hugh Rudnick	Laura Contreras
4	David Watts	Fernando Flatow

La dinámica relatada anteriormente se resume en la Figura 3.

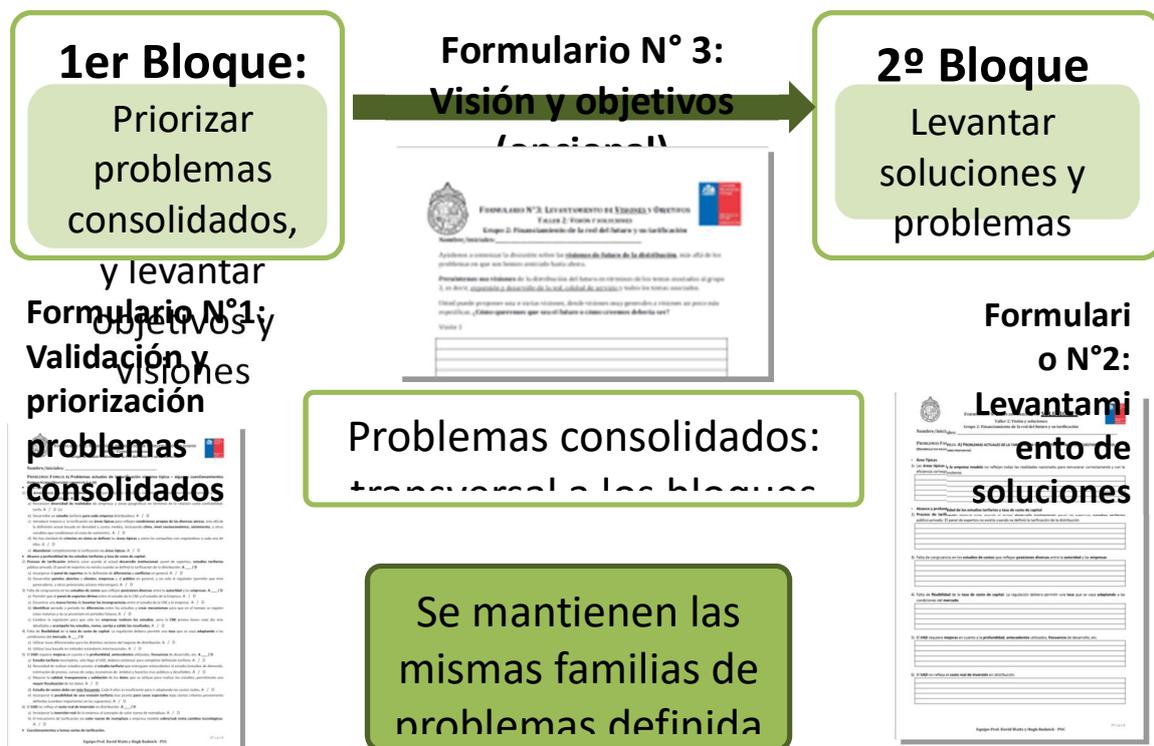


Figura 3: Dinámica del taller 2

Una vez finalizado el taller, el equipo PUC genera un informe de resumen (el presente informe) que los participantes deben revisar, validar y comentar en la siguiente sesión. El proceso anterior se resume en la Figura 4.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

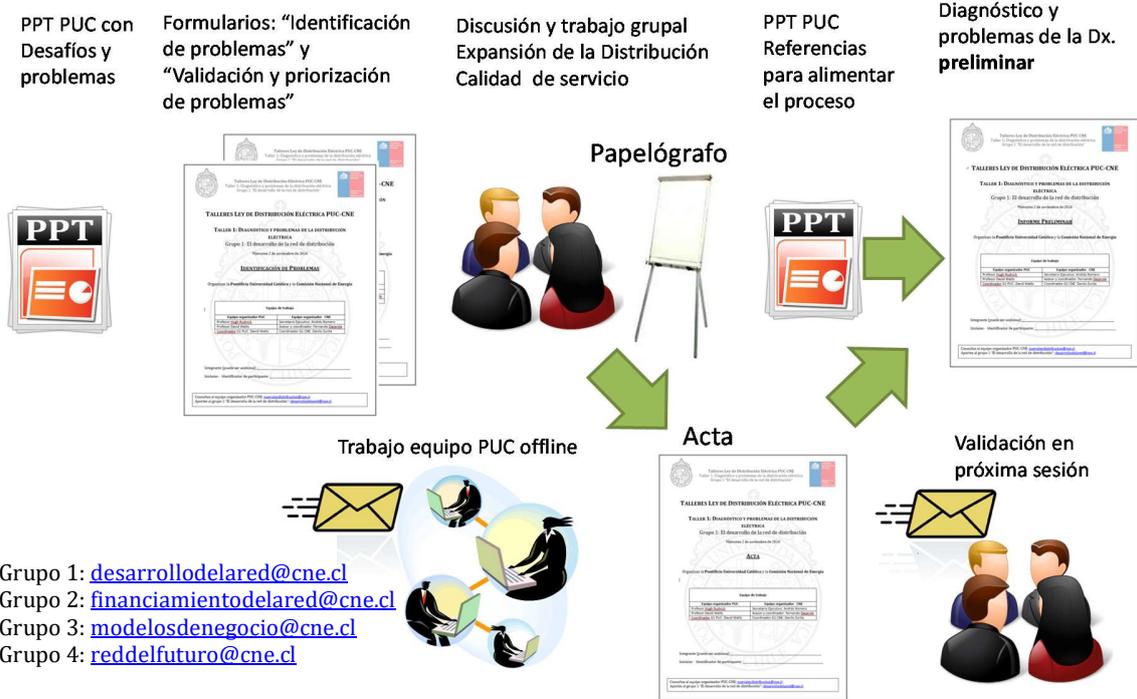


Figura 4: Proceso de generación y validación de informe posterior a taller

Los participantes tienen la oportunidad de seguir contribuyendo fuera de línea a través de envíos al correo electrónico de cada grupo que será procesado por el equipo PUC e integrado al informe.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.4 Lista de Problemas Consolidados para todos los Grupos

En el Taller N°1 “Diagnóstico y problemas” los participantes hicieron ver la redundancia y similitud de los problemas levantados a partir de los **talleres anteriores** y solicitaron su reagrupación y consolidación en torno a un menor número de problemas. Ellos hicieron ver que es difícil trabajar y priorizar varias decenas de problemas cuando éstos son similares o iguales entre sí, o simplemente difieren en una pequeña dimensión.

Para la serie de talleres N°2 “Visión y soluciones” el equipo PUC presenta una serie de problemas consolidados. Estos problemas se basan en los problemas preliminares del Taller N°1, cuyos problemas son reformulados, complementados y en algunos casos unificados utilizando el material generado en dicho taller por los participantes (priorizaciones y nuevos problemas sugeridos por los participantes). Asimismo, se agregan nuevos problemas, también sugeridos por los participantes. El proceso desde los problemas preliminares a los problemas consolidados se detalla en la Figura 5.

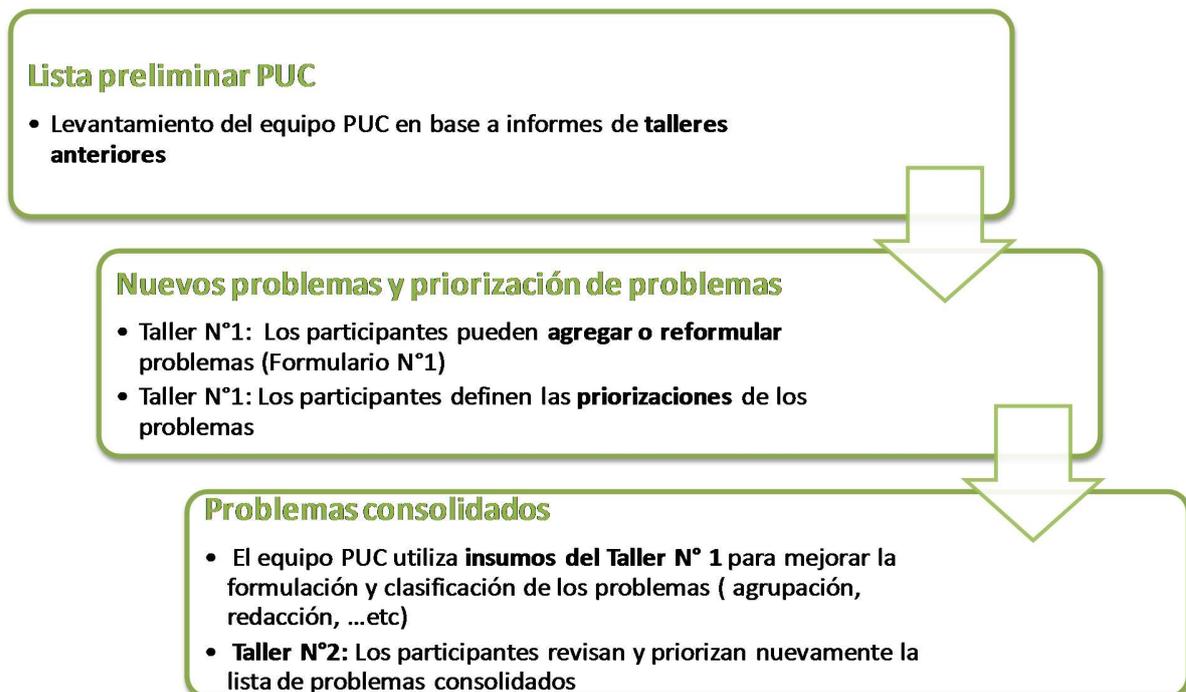


Figura 5: Proceso de generación de problemas consolidados.

A continuación en esta subsección se presentan los problemas de los 4 grupos propuestos por la PUC que se basan en el levantamiento realizado de los eventos anteriores. En general los problemas consolidados se organizaron en las mismas familias y subfamilias presentadas durante el taller 1, como se muestra en la **Figura 6**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

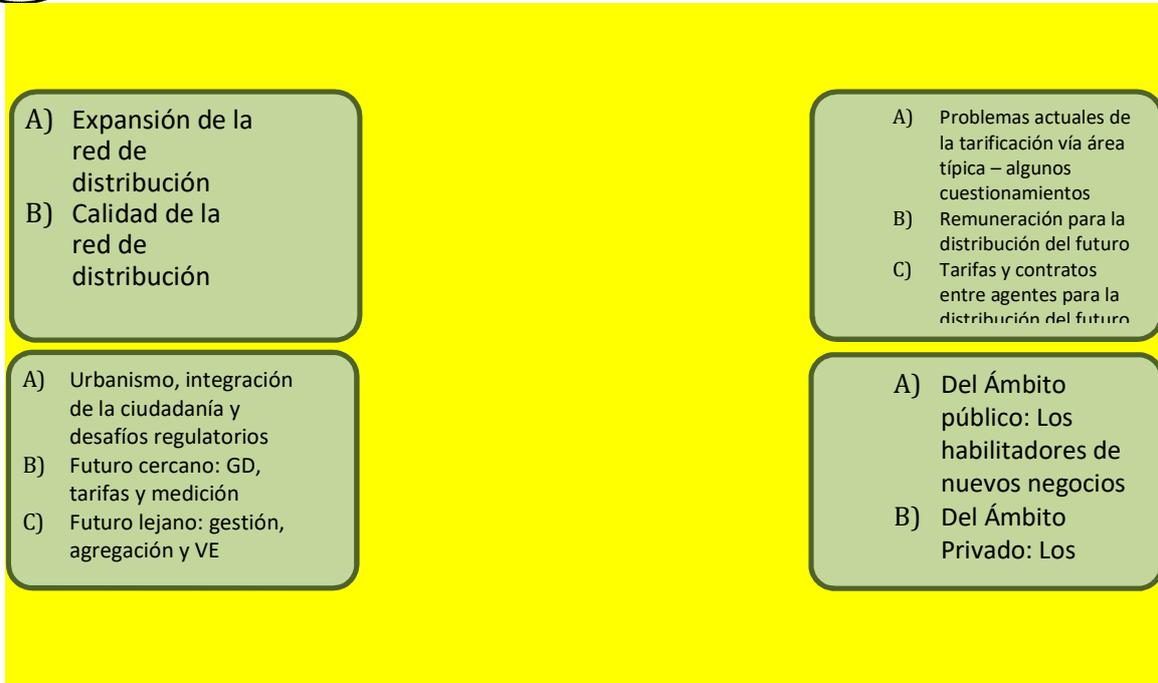


Figura 6: Organización de problemas consolidados para cada grupo en las mismas familias y subfamilias

1.3.1 LISTA DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS GRUPO N° 1

Para el grupo N°1 la clasificación general de los problemas, se mantiene en las 2 familias: Familia a) Expansión de la red de distribución y familia b) Calidad de la red de distribución. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 23 a 10 en la familia a) y de 19 a 6 en la familia b, tal como se presenta en la Figura 7.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

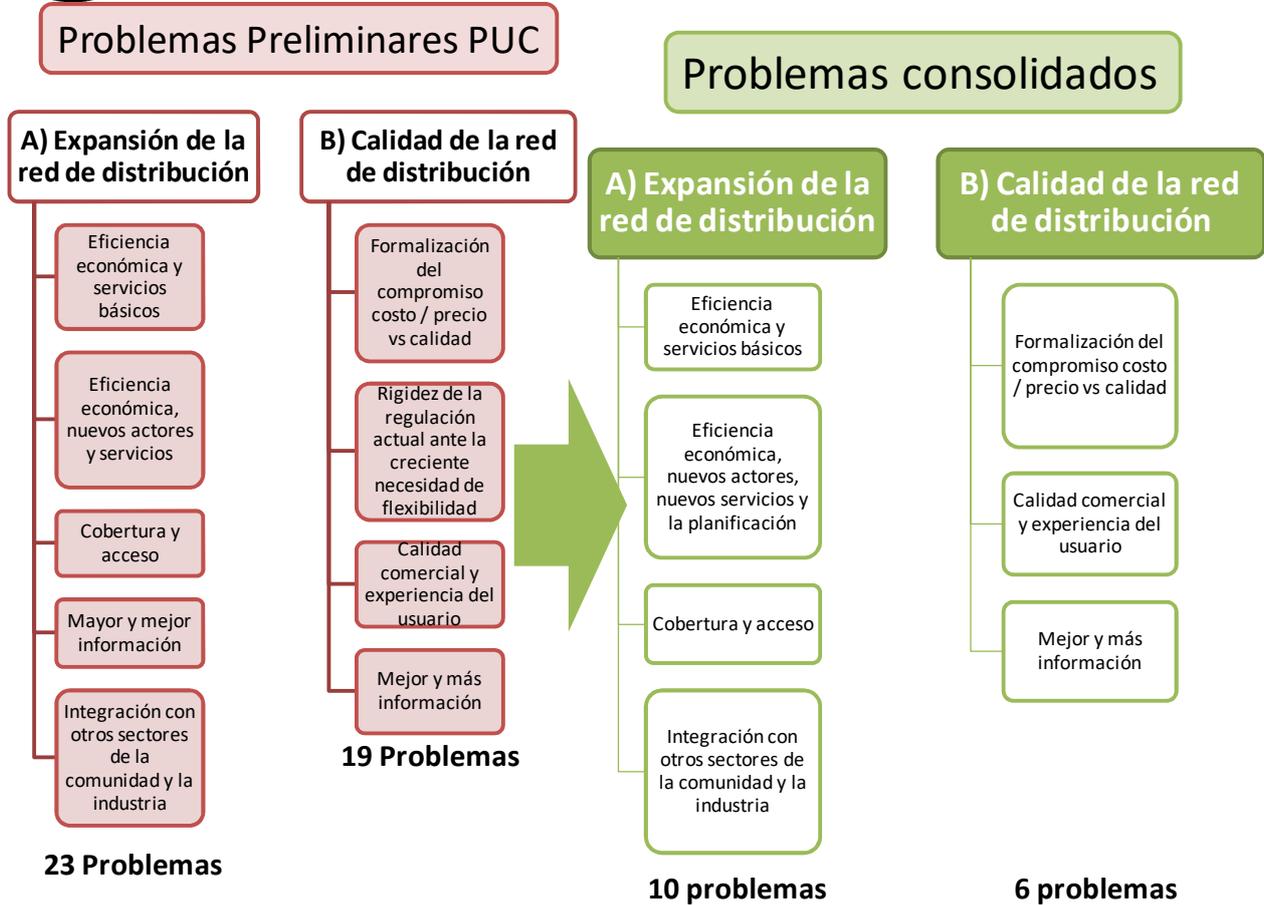


Figura 7: Clasificación y número de problemas consolidados. Se respetaron las familias y subfamilias pero se redujo el número de problemas unificarlos.

La lista completa de **problemas consolidados**, que integra los aportes de los participantes del Taller 1 y el levantamiento que hace el equipo PUC de los aporte de los participantes de los **talleres anteriores**, se presenta a continuación.

PROBLEMAS FAMILIA A) EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

- 1) Asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).
 - 2) **Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país** en la expansión y desarrollo de la red
 - 3) Incorporar rol de la **eficiencia energética** en la expansión de la red
- **Eficiencia económica, nuevos actores, nuevos servicios y la planificación**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 4) Incorporar formal, explícita y transparentemente en la **planificación** de la red potenciales efectos de **nuevos agentes, tecnologías y servicios** (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética).
- 5) Aprovechar la creciente **digitalización** (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).
- 6) Necesidad de un **operador técnico y/o de mercado (DSO)** en distribución en algunas zonas y condiciones
- 7) Desarrollar una **planificación formal y coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).
 - **Cobertura y acceso**
- 8) Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal
 - **Integración con otros sectores de la comunidad y la industria (relacionado con grupo 4)**
- 9) Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).
- 10) Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.

PROBLEMAS FAMILIA B) CALIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

- **Formalización del compromiso costo/precio vs calidad**
 - 1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio
 - 2) Falta de **definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad** más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.
- **Calidad comercial y experiencia del usuario**
 - 3) Incorporar **sistemas simplificados de resolución de conflictos** adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).
 - 4) Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.
- **Mejor y más información**
 - 5) Transparentar la Información de servicio y de red: uso y **acceso a la información para el cliente**, el generador distribuido y otras empresas interesadas
 - 6) Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información



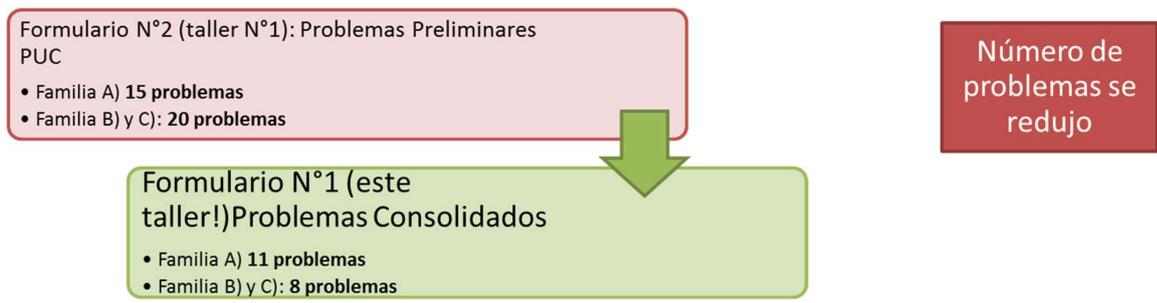
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.3.2 LISTA DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS GRUPO N° 2

Para el grupo N°2 la clasificación general de los problemas, se mantiene en las 3 familias: Familia a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos; familia b) Remuneración para la distribución del futuro c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 15 a 11 en la familia a) y de 20 a 8 en la familia b y c, tal como se presenta en la Figura 8.



Categorías de Familias se mantuvieron

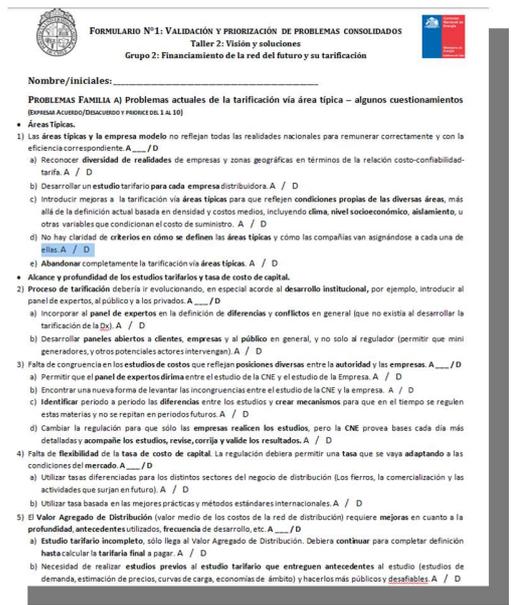


Figura 8: Clasificación y número de problemas consolidados. Se respetaron las familias y subfamilias pero se redujo el número de problemas unificarlos.

La lista completa de **problemas consolidados**, que integra los aportes de los participantes del Taller 1 y el levantamiento que hace el equipo PUC de los aporte de los participantes de los **talleres anteriores**, se presenta a continuación.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

PROBLEMAS FAMILIA A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos

• **Áreas Típicas y competencia comparativa**

- 1) Las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las diferentes **realidades nacionales** para remunerar correctamente la distribución.
- 2) La búsqueda de la **eficiencia económica** en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta.

• **Alcance y profundidad de los estudios tarifarios y tasa de costo de capital.**

- 3) **Proceso de tarificación** debería ir evolucionando, en especial acorde al **desarrollo institucional**, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados.
- 4) **Conflicto y divergencias:** Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan **posiciones diversas** entre la **autoridad** y las **empresas**.
- 5) Falta de **flexibilidad** de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una **tasa** que se **adapte** a las condiciones del **mercado**.
- 6) El proceso de fijación del **Valor Agregado de Distribución** (valor medio de los costos de la red de distribución) requiere **mejoras** en cuanto a la **profundidad**, **antecedentes** utilizados, **transparencia**, **frecuencia** de desarrollo, etc.
- 7) El **Valor Agregado de Distribución** no refleja el **costo real de inversión** en distribución.

• **Cuestionamientos y temas varios de tarificación.**

- 8) Falta avanzar más en temas de **flexibilidad tarifaria** para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido, en especial en cuanto al esquema tarifario.
- 9) Se deben desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían cambiar en el **tiempo**, en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas:
- 10) Otros: Se debe superar la falta o incongruencia de **criterios técnicos** y **límites arbitrarios en la tarificación** para mejorar en el tiempo.
- 11) Falta avanzar en **equidad**, tanto en aspectos de **tarificación** como de **calidad**.

PROBLEMAS FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO

• **Aporte a la remuneración de nuevos servicios e incentivos.**

- 1) Identificar **incentivos para viabilizar** los **cambios de paradigma** que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.
 - 2) Metodología de la “**empresa modelo**” debe cambiar o ajustarse para incluir **nuevos servicios** que pueda ser ofrecidos por la empresa distribuidora o por algún tercero.
- **Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.**
- 3) El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** al **reducir** la **cantidad de energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética, etc.**).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

PROBLEMAS FAMILIA C) TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO (VINCULADO AL GRUPO 4 LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO)

- **Medición y nuevos esquemas tarifarios**
- 4) Se requieren **nuevos esquemas de medición** que **habiliten nuevas tarifas**.
 - 5) Se debe desbloquear el desarrollo de **mercados de servicios energéticos** a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida.
- **Nuevos agentes y sus servicios.**
- 6) La información como servicio: Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.
 - 7) Falta **permitir la entrada de nuevos agentes** que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente.
 - 8) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.3.3 LISTA DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS GRUPO N° 3

Para el grupo N°3 la clasificación general de los problemas, se mantiene en las 2 familias: Familia a) "Los habilitadores de Nuevos Negocios" y Familia b) "Los nuevos modelos de negocio". Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 24 a 6 en la familia a) y de 26 a 7 en la familia b, tal como se presenta en la Figura 9.

Formulario N°2 (taller N°1): Problemas Preliminares PUC

- Familia A) 24 problemas
- Familia B) : 26 problemas

Formulario N°1 (este taller!) Problemas Consolidados

- Familia A) 6 problemas
- Familia B) 7 problemas

Número de problemas se redujo

Categorías de Familias se mantuvieron



Figura 9: Clasificación y número de problemas consolidados. Se respetaron las familias y subfamilias pero se redujo el número de problemas unificarlos.

La lista completa de **problemas consolidados**, que integra los aportes de los participantes del Taller 1 y el levantamiento que hace el equipo PUC de los aporte de los participantes de los **talleres anteriores**, se presenta a continuación.

PROBLEMAS FAMILIA A) LOS HABILITADORES DE NUEVOS NEGOCIOS

- **Nuevo Paradigma: Separar mercados monopólicos de mercados competitivos**
 - 1) Falta reconocer que **existen mercados de servicios** que son inherentemente **monopólicos y otros** que no, pudiendo ser **competitivos** dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente **eficiente fomentar la competencia** a través de nuevos **modelos de negocio** donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 2) El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la **cantidad** de **energía consumida** por los usuarios.
 - **Libertad para fijar Tarifas**
- 3) Falta avanzar más en temas de **flexibilidad tarifaria** para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido en esto.
- 4) Se deben desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían **cambiar en el tiempo**, en distintas **zonas** de la red o bajo ciertas condiciones críticas:
 - **Regulación Flexible que habilita nuevos modelos de negocio**
- 5) Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una **regulación flexible** que **habilite** la **entrada** de **nuevos agentes** y **nuevos servicios sustentables** (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de **mecanismos** que fomenten la **innovación** y la **competencia** cuando sea aplicable).
- 6) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.

PROBLEMAS FAMILIA B) LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- **Comercialización, Generación Distribuida (GD) y Eficiencia energética (EE)**
- 7) Falta **introducir el comercializador** para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.
 - 8) Falta desbloquear o habilitar los nuevos **modelos de negocios** utilizados para desarrollar la **generación distribuida** reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar.
 - 9) Falta **eliminar** las **barreras** que hoy existen a la eficiencia energética y falta **crear incentivos** para su implementación.
 - **Información, medidor y tecnología de la información**
 - 10) Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de **medidores más inteligentes** y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y **levantar mayor información** que permita planificar la red y ofrecer **nuevos servicios** a los consumidores.
 - 11) Falta establecer una **plataforma de información** que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. Los nuevos negocios, la mayor competencia y los beneficios que se generen de ello no se aprovecharán si no existe toda la información y educación a los actores.
 - **Integración horizontal, vertical y con otros sectores**
 - 12) Falta definir si se permitirá la **integración horizontal** en la industria.
 - 13) Falta regular la integración vertical en la distribución.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

1.3.4 LISTA DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS GRUPO N° 4

Para el grupo N°4 la clasificación general de los problemas, se mantiene en las 2 familias: Familia a) "La planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios" y Familia b) y c) "Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición" y "Futuro lejano: gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica" respectivamente. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 17 a 5 en la familia a) y de 24 a 8 en las familias b y c, tal como se presenta en la Figura 10.

Formulario N°2 (taller N°1): Problemas Preliminares PUC

- Familia A) 17 problemas
- Familia B) y C): 24 problemas

Formulario N°1 (este taller!) Problemas Consolidados

- Familia A) 5 problemas
- Familia B) y C) 8 problemas

Número de problemas se redujo!!!



Figura 10: Clasificación y número de problemas consolidados. Se respetaron las familias y subfamilias pero se redujo el número de problemas unificarlos.

La lista completa de **problemas consolidados**, que integra los aportes de los participantes del Taller 1 y el levantamiento que hace el equipo PUC de los aporte de los participantes de los **talleres anteriores**, se presenta a continuación.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

PROBLEMAS FAMILIA A) PLANIFICACIÓN TERRITORIAL, URBANISMO, INTEGRACIÓN DE LA CIUDADANÍA Y DESAFÍOS REGULATORIOS

- **Integración con otros sectores y relación con la ciudadanía**
 - 1) Falta integrar la **regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial** (urbana y rural) y de otros sectores como por ejemplo urbanismo, arquitectura y construcción.
- **Participación, comunicación y sistema de reclamos**
 - 2) Falta mejorar los **canales de comunicación y participación** entre la ciudadanía y los agentes de los sistemas de distribución eléctrica.
- **Regulación para la habilitación de servicios del futuro**
 - 3) Reconocer que **no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).
 - 4) Se requiere una **regulación flexible** que permita la entrada paulatina en el tiempo de **nuevos servicios y nuevos agentes** sin que se requieran cambios de orden legal para ello
 - 5) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.

PROBLEMAS FAMILIA B) LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO CERCANO: GENERACIÓN DISTRIBUIDA, TARIFAS Y MEDICIÓN

- **Faltan incentivos a la generación distribuida (GD)**
 - 6) Falta **incentivar la GD** y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.
- **Generación distribuida y financiamiento de la red**
 - 7) La **entrada masiva de GD** orientada a autoabastecimiento aumenta el riesgo de financiamiento de la red, provocando que los usuarios sin GD deban financiarla cada vez más. La futura regulación debe corregir esta situación.
- **Más y mejores opciones tarifarias**
 - 8) Las **tarifas y precios** deben ser lo **suficientemente flexibles** para **adaptarse** a las **necesidades** de los **clientes** en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos
- **Medición inteligente**
 - 9) Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de **medidores más inteligentes** y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y **levantar mayor información** que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer **nuevos servicios** a los consumidores.
 - 10) La regulación debe **incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación**, desde el consumidor final hasta las mismas redes

PROBLEMAS FAMILIA C) FUTURO LEJANO: GESTIÓN DE LA DEMANDA, AGREGACIÓN Y MOVILIDAD ELÉCTRICA

- **Control y gestión de la demanda**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“**Visión y soluciones**”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 11) Falta facilitar la **gestión de demanda eléctrica** a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la “**respuesta de la demanda**”
- **El rol del agregador**
 - 12) Permitir la **agregación de la demanda para ofrecer servicios** al sistema mayorista (sistema interconectado) y mejorar el acceso y generar nuevos servicios en la red.
- **Movilidad eléctrica y otros servicios**
 - 13) Falta Desarrollo de una **regulación que habilite y facilite la entrada de movilidad** eléctrica.



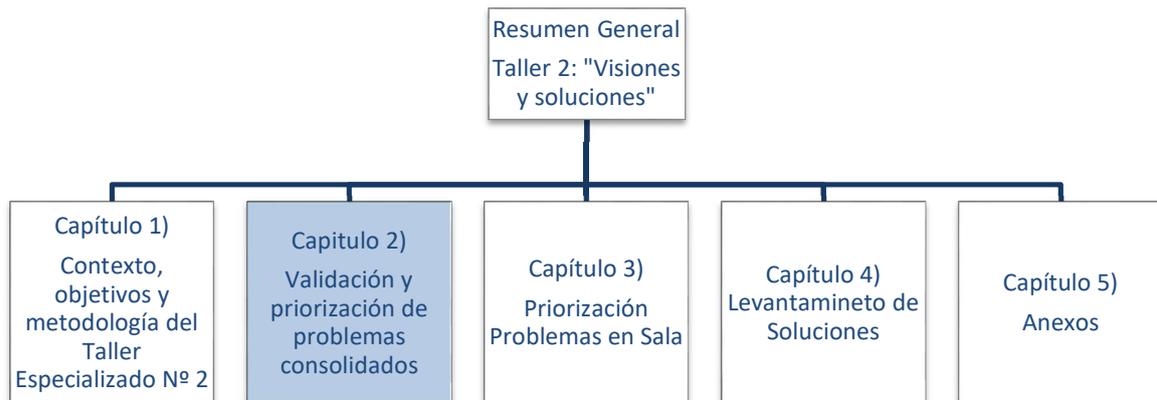
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS
CONSOLIDADOS

El Capítulo 2, destacado en la siguiente figura, presenta la validación y priorización de los problemas consolidados desarrollado por los participantes del taller a través del Formulario N°1 “Validación y priorización de problemas consolidados”.



A través del Formulario N° 1 que presenta cada problema junto con todas sus dimensiones que muchas veces se presentaron como soluciones parciales del problema, los participantes pudieron validar cada problema en general indicando su acuerdo y prioridad, o su desacuerdo con el planteamiento (sin indicar prioridad en este último caso). Además, para cada una de las dimensiones de cada problema los participantes pudieron indicar su acuerdo o desacuerdo. Luego de la priorización individual mediante el Formulario N°1, realizada durante el taller, se levantó la priorización grupal cuantificando para cada problema el número de personas que lo establecieron con prioridad 1, 2 y 3. Esta priorización sirvió para ordenar el trabajo grupal que se desarrolló al final del taller asociado a las posibles soluciones propuestas para cada uno de los problemas. El presente Capítulo (Capítulo N°2) presenta la validación y priorización de los problemas realizados a través del Formulario N°1 y el Capítulo N°3 presenta la priorización realizada en sala.

Después del taller el equipo PUC realizó un levantamiento estadístico fuera de línea de las priorizaciones, acuerdos y desacuerdos indicados por los participantes en el Formulario N°1 “Validación y priorización de problemas consolidados”.

2.1 Validación y priorización de problemas consolidados del Grupo 1

En esta subsección se presentan para el grupo N°1 “Desarrollo de la red de distribución” los resultados de los problemas con mayor prioridad, los problemas con más acuerdos y los problemas con más desacuerdos. Estos resultados mantienen las familias de problemas



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

definidas para el grupo N°1 durante el taller N°1 (Familia A: Expansión de la red de distribución y Familia B: Calidad de la red de distribución).

2.1.1 FAMILIA A) EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN: PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS

A continuación se presenta la Tabla 6 con los problemas de la familia A ordenados en forma decreciente en función de la suma ponderada de las 5 mayores prioridades (se muestran las más prioritarias primero). Esta ponderación se hizo de tal forma de asignar un peso a cada problema que sea mayor a medida que sea más prioritario (más relevante). Particularmente se definió que al problema con primera prioridad se le asignó un peso de 5, al problema con segunda prioridad un peso de 4 y así sucesivamente hasta llegar al problema con quinta prioridad al que se le asigna un peso de uno.

Se puede ver que el problema N°4 sobre incorporar los efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios tiene la mayor prioridad junto con el problema N°1 sobre eficiencia económica. En seguida viene el problema N°2 sobre diversidad de realidades. A su vez, el problema de menor prioridad corresponde al N° 6 acerca de la necesidad de un operador técnico en distribución en algunas zonas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 6: Listado de los problemas con mayor prioridad acumulada de la familia A. Se usaron las siguientes ponderaciones de los problemas: 5 para la 1era prioridad, 4 para la 2da, 3 para la 3era, 2 para la 4ª y 1 para la 5ª prioridad.

Problemas familia A: Expansión de la red de distribución	Votos asistentes					Suma ponderada prioridades
	1era	2da	3era	4ta	5ta	
4. Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética.	13	4	7	5	3	115
1. Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).	10	10	6	2	3	115
2. Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en la expansión y desarrollo de la red.	4	7	6	3	4	76
5. Aprovechar la creciente digitalización (de la red, de las empresas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).	3	3	4	6	5	56
3. Incorporar rol de la eficiencia energética en la expansión de la red.	2	4	2	6	6	50
7. Desarrollar una planificación formal y coordinada con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).	0	3	3	5	8	39
9. Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).	2	1	5	4	1	38
8. Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal.	3	2	0	3	4	33
10. Falta de coherencia con otras industrias como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión.	1	2	2	3	1	26
6. Necesidad de un operador técnico y/o de mercado (DSO) en distribución en algunas zonas y condiciones.	2	0	3	2	2	25

Debido a que el ranking anterior está basado en la suma de las primeros 5 prioridades, lo que es una decisión arbitraria (podría haberse sumado sobre las 3 primeras lo que hubiera cambiado el orden o podría haberse ponderado cada prioridad), se presenta a continuación la información completa para cada problema (la cantidad de acuerdos y desacuerdos y las votaciones para cada prioridad).

En la familia A) Expansión de la red de distribución el problema con mayor grado de acuerdo y a la vez con un muy alto nivel de prioridad corresponde al N°1 sobre asegurar la eficiencia económica. Le sigue a este, el problema N° 4 sobre incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red los potenciales efectos de los nuevos agentes, tecnologías y servicios. Ambos problemas destacan por su alto acuerdo y bajo desacuerdo (32



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

personas en acuerdo con ambos problemas y 0 y 1 persona en desacuerdo respectivamente). Ambos tienen altas votaciones en niveles de prioridades altos de prioridad. Destaca también el problema N°5 sobre aprovechar la digitalización para reducir costos y mejorar la planificación con 32 personas en acuerdo y sólo una en desacuerdo. Sin embargo, su nivel de prioridad es bajo (10 en alta, 13 en media y 14 votaciones en baja prioridad). Por último, se destaca que el problema que obtuvo un mayor desacuerdo respecto de todos es el problema N°6 sobre la necesidad de un operador técnico y/o de mercado en algunas zonas y condiciones que obtuvo 20 acuerdo y 13 desacuerdos. A continuación se presenta en la Tabla 7 la lista completa de problemas, con los números de acuerdo y desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 7: Priorización de los problemas de la familia A.

Problemas familia A: Expansión de la red de distribución	N°	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad										Nivel de prioridad		
		A	D	Alta			Media			Baja				Alta	Media	Baja
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-10
1. Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).	1	32	0	10	10	6	2	3	1	1	2	2	1	26	6	6
2. Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en la expansión y desarrollo de la red.	2	30	1	4	7	6	3	4	4	5	3	1	0	17	11	9
3. Incorporar rol de la eficiencia energética en la expansión de la red.	3	31	3	2	4	2	6	6	2	2	4	3	4	8	14	13
4. Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética).	4	32	1	13	4	7	5	3	2	2	0	0	1	24	10	3
5. Aprovechar la creciente digitalización (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).	5	32	1	3	3	4	6	5	2	4	4	3	3	10	13	14
6. Necesidad de un operador técnico y/o de mercado (DSO) en distribución en algunas zonas y condiciones.	6	20	13	2	0	3	2	2	5	3	5	2	2	5	9	12
7. Desarrollar una planificación formal y coordinada con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).	7	32	3	0	3	3	5	8	7	4	2	3	0	6	20	9
8. Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal.	8	28	7	3	2	0	3	4	5	3	1	6	4	5	12	14
9. Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).	9	30	2	2	1	5	4	1	6	7	2	3	3	8	11	15
10. Falta de coherencia con otras industrias como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.	10	28	4	1	2	2	3	1	2	4	9	7	2	5	6	22

2.1.2 FAMILIA B) CALIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN: PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS

A continuación se presenta la Tabla 8 con los problemas de la familia B pero ordenados a través de la suma de las 5 mayores prioridades. Se puede ver que el problema N°1 sobre reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas en términos de calidad de servicio tiene la mayor. En seguida vienen los problemas N°2 sobre transparentar la información de servicio de red y N°4 sobre prioridad sobre mejorar el monitoreo y la fiscalización usando.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 8: Listado de los problemas con mayor prioridad acumulada de la familia B. Se usaron las siguientes ponderaciones de los problemas: 5 para la 1era prioridad, 4 para la 2da, 3 para la 3era, 2 para la 4ª y 1 para la 5ª prioridad.

Problemas familia B: Calidad de la red de distribución	Votos asistentes					Suma ponderada prioridades
	1era	2da	3era	4ta	5ta	
1. Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.	21	6	3	0	4	142
2. Falta de definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.	4	12	10	3	4	108
4. Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.	4	9	8	9	5	103
5. Transparentar la Información de servicio y de red: uso y acceso a la información para el cliente, el generador distribuido y otras empresas interesadas.	7	4	0	11	7	80
6. Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información.	1	6	6	9	5	70
3. Incorporar sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).	1	1	5	5	9	43

Al igual que en la Familia A), el ranking anterior está basado en la suma de las primeros 5 prioridades, lo que es una decisión arbitraria (podría haberse sumado sobre las 3 primeras lo que hubiera cambiado el orden o podría haberse ponderado cada prioridad), se presenta a continuación la información completa para cada problema (la cantidad de acuerdos y desacuerdos y las votaciones para cada prioridad).

En la familia B) Calidad de la red de distribución el problema con mayor acuerdo corresponde al N°4 sobre mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs. Luego lo sigue el problema N°5 sobre transparentar el uso de la información. Ambos problemas tienen acuerdos de sobre 30 votos y desacuerdos de 1 voto, sin embargo ninguno de ellos están en la cima de las prioridades (con prioridades de 21 alta, 16 media y 16 alta, 21 media respectivamente).

Por otro lado, uno de los problemas que recibió altas prioridades y tiene un alto grado de acuerdo es el N°1 sobre reconocer diversidad de realidades de distintas zonas geográficas y empresas en términos de calidad y servicio con 30 votos de alta prioridad (incluyendo 21 de prioridad N°1). A este lo sigue el problema N°2 sobre definición clara de acceso, cobertura y



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

confiabilidad con 26 votos de alta prioridad (26 personas lo marcaron cómo de alta prioridad y 10 como de media prioridad).

Por el contrario, el problema con más desacuerdos es el N° 3 que se refiere a la incorporación de sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptados a las realidades de los clientes con 6 votos en desacuerdo (y 28 votos de acuerdo). Se destaca que este es también el problema con menor votación de prioridad alta.

A continuación se presenta en la Tabla 9 la lista completa de problemas de la familia B, con los números de acuerdo y desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 9: Priorización de los problemas de la familia B.

Problemas familia B: Calidad de red de distribución	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad										Nivel de prioridad				
	N°	A	D	Alta			Media			Baja				Alta	Media	Baja	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-10	
1. Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.	1	29	3	21	6	3	0	4	0						30	4	
2. Falta de definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.	2	28	2	4	12	10	3	4	3						26	10	
3. Incorporar sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).	3	28	6	1	1	5	5	9	9						7	23	
4. Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.	4	31	1	4	9	8	9	5	2						21	16	
5. Transparentar la Información de servicio y de red: uso y acceso a la información para el cliente, el generador distribuido y otras empresas interesadas.	5	30	1	7	4	5	11	7	3						16	21	
6. Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información.	6	28	4	1	6	6	9	5	7						13	21	

2.1.3 VALIDACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS CON SUS DIMENSIONES

Al agrupar problemas similares en solo uno, se generaron una serie de variantes del mismo problema, las que en adelante se llaman **dimensiones**. Cada uno de los **16 problemas consolidados** presentados anteriormente, ofrece ahora una serie de **dimensiones**, planteadas muchas veces como variantes del mismo **problema** o como alternativas de **solución**, pues muchas veces los participantes de los talleres formularon problemas acompañados de su propuesta de solución.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

La lista completa de problemas consolidados (enumerados del 1 a 10 y del 1 al 6 para las familias A y B respectivamente) con todas sus dimensiones (identificados con las letras a, b, c...) se presenta a continuación.

PROBLEMAS FAMILIA A) EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

- 1) Asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).
 - a) La mayor eficiencia no siempre se traduce en menores costos y tarifas. Bajo niveles de precio, estándares de calidad y servicios fijos, la eficiencia debiera traducirse en un **menor costo de servicio y expansión**, pues se debe transferir parte de la eficiencia al cliente (desarrollo tecnológico provee más y mejores opciones y soluciones, abaratamiento de las tecnologías de comunicación, electrónica de potencia, etc.). Alza de los estándares, una mayor gama de servicios y/o aumentos de precios de insumos (ej: mano de obra) podrían aumentar los costos y con ello las tarifas.
 - b) Se debe regular o formalizar la **expansión “bilateral”** (entre distribuidoras y terceros) para que se desarrolle bajo estándares o grados de libertad claros y se alinee con la eficiencia económica de la red.
 - 2) **Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país** en la expansión y desarrollo de la red
 - a) Considerar la diversidad de clientes en términos de sus **necesidades y expectativas** de servicios básicos.
 - b) Considerar la diversidad de **condiciones socioeconómicas** y disposición a pagar de los clientes.
 - c) Considerar la diversidad de las condiciones y capacidades de **las empresas**, grandes distribuidoras, pequeñas distribuidoras y **cooperativas** en todo ámbito.
 - 3) Incorporar rol de la **eficiencia energética** en la expansión de la red
 - a) Falta habilitar la entrada de nuevos actores (servicios provistos por terceros) para mejorar **eficiencia y confiabilidad** de la red. Se requiere definir los términos de apertura de la red y los servicios o alcances de esta apertura, la apertura de la información que maneja la distribuidora es fundamental (información de clientes, consumos, redes, etc.)
 - b) Se deben desarrollar estándares mínimos de **eficiencia energética** para los equipos que se conectan a la red (transformadores y equipamiento general) similar a los MEPS.
 - c) Se deben desarrollar **estándares mínimos de monitoreo** de la eficiencia en el uso/operación de los **alimentadores** (evitar altos niveles de pérdidas de algunos alimentadores y al mismo tiempo permitir conocer el uso real y la capacidad disponible de los mismos).
- **Eficiencia económica, nuevos actores, nuevos servicios y la planificación**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 4) Incorporar formal, explícita y transparentemente en la **planificación** de la red potenciales efectos de **nuevos agentes, tecnologías y servicios** (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética.
 - a) En la planificación hacia el futuro se debe considerar también los vehículos eléctricos, almacenamiento, agregadores y otros **nuevos agentes y servicios** con sus respectivos timings.
 - b) Se debe incorporar la **incertidumbre** en la penetración de estos nuevos agentes, tecnologías y servicios.
 - c) Se deben formalizar **estándares y guías de planificación** con criterios claros y transparentes que permitan una planificación de red objetiva. Ej.: estandarizar condiciones para los cuales se requieren más reconectores en un alimentador, requerimientos de protecciones y equipos de maniobra asociados a mayores niveles de penetración de GD. (**metodologías de planificación**)
- 5) Aprovechar la creciente **digitalización** (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).
 - a) Reducir la asimetría de **información al regulador**: mejorar y actualizar la información entregada por empresas, en forma y contenidos, para mejorar y simplificar los procesos y estudios asociados a la planificación, expansión, tarificación, regulación, fiscalización, etc.
 - b) **Incorporar más profundamente las TICs** y reconocer sus costos en la expansión de la red para lograr menos fierros y mejor uso de los mismos con mayores niveles de inteligencia.
 - c) **Nota**: La “**información al cliente y hacia la sociedad**” también apoya en esta **digitalización** pero se presenta en una sección más abajo, pues acá está la dimensión más eléctrica y de planificación de redes de la digitalización.
- 6) Necesidad de un **operador técnico y/o de mercado (DSO)** en distribución en algunas zonas y condiciones
 - a) La introducción de un **operador técnico y/o de mercado** podría ser eficiente si su gestión permitir mejorar la utilización de la red y reducir y focalizar las necesidades de inversiones en algunas zonas.
 - b) Se debe **estudiar** bajo qué condiciones se justificaría y en qué zonas (para evitar ser un **sobrecosto**), cuáles son sus tareas y alcances, quién realiza la tarea, quién lo financia.
 - c) Alternativamente se debe **estudiar** qué tareas de **coordinación** debería realizar la distribuidora para gestionar los **recursos distribuidos** (DERs), cuándo, dónde y con qué recursos.
- 7) Desarrollar una **planificación formal y coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).
 - a) Definir cuán **vinculante o indicativa es la planificación** a realizar.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- b) Definir el **rol del regulador en la planificación** de la distribución y como se coordina con la planificación de la transmisión.
- c) Definir las **instancias de coordinación** con otros agentes para la planificación (operador nacional, otras empresas de otros segmentos, etc.).
- **Cobertura y acceso**
- 8) Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal
 - a) Reconocer **diversidad de realidades** de comunidades. Para dar acceso a comunidades aisladas se deberían considerar distintos esquemas de intervención de acuerdo a la realidad y requerimientos de cada comunidad.
 - b) **Dar 100% de cobertura y acceso** a comunidades aisladas a través de diversas soluciones (microredes aisladas o conectadas a la red en zonas fuera de áreas de concesión y en zonas remotas de alto costo).
 - c) Mejorar el **acceso, la seguridad y calidad** incorporando **microredes** aisladas o conectadas a la red, enmallando las redes de distribución (e.g. en media tensión), a través de automatismos y reconfigurando las redes.
 - d) Educación a **comunidades aisladas**: comunidades y sus visiones deben ser incorporadas, informadas y educadas si lo requieren para dar sustentabilidad a los proyectos.
- **Integración con otros sectores de la comunidad y la industria (relacionado con grupo 4)**
- 9) Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).
 - a) **Excesivo centralismo** en el desarrollo de la red y toma de decisiones. Se deben incorporar actores regionales (gobiernos regionales, municipalidades, profesionales en general de las regiones) para levantar sus realidades y permitir que las soluciones se adapten a su realidad local.
 - b) Falta integrar más activamente a las **municipalidades** en la planificación de la red (no sólo por el alumbrado público sino por su rol y acceso a la comunidad).
 - c) Falta que las normativas que regulan el crecimiento de las ciudades conversen con las normativas eléctricas. Ejemplo: La **Ley general de servicios de urbanismo** es una ley bastante antigua y debiera ser actualizada, en la discusión de dicha Ley debieran estar incluidas personas que entiendan y trabajen el tema del desarrollo energético y viceversa.
 - d) Incorporar **sistemas de resolución de conflictos** similar al panel de expertos para acelerar la solución de los mismos y objetivizar técnicamente las decisiones ante discrepancias regulador-regulado en la búsqueda del bienestar nacional.
- 10) Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a) Faltan incentivos para la distribuidora potencie y desarrolle nuevos servicios sobre su misma infraestructura y red de atención, explotando más eficientemente sus activos. (Ej.: uso compartido de postación, canalización y sistemas multiductos, etc.)
- b) Falta una **política nacional de ductos**. Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, ductos de telecomunicaciones. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se debe manjar integradamente los ductos para disminuir costos.

PROBLEMAS FAMILIA B) CALIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

• Formalización del compromiso costo/precio vs calidad

- 1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio
 - a) Considerar la **diversidad en las condiciones socioeconómicas** y disposición a pagar de los clientes por calidad. En algunos zonas los clientes podrían preferir un estándar más bajo pero más económico.
 - b) Se debe sincerar un **piso mínimo o base de calidad** que sea fácilmente cumplible y por ello también muy económico, pues con el no se gatillan inversiones en calidad.
 - c) Reconocer la **diversidad de estándares** de calidad de servicio que viabilice el suministro de bajo costo en zonas menos densas, más proclives a fallas y con población de menor disposición a pagar. (zonas ya alimentadas por las empresas distribuidoras)
 - d) **Relajar y flexibilizar los estándares de calidad** de servicio para viabilizar el suministro de comunidades sin servicio con población de menor disposición a pagar. (zonas NO alimentadas por las empresas distribuidoras, que podrían serlo bajo un nuevo modelo por la misma distribuidora o un tercero, ej.: microredes)
 - e) **Ley de equidad tarifaria** “igual” tarifas de energía pero con distintas confiabilidades, acorta brechas de costo al usuario pero no de calidad.
- 2) Falta de **definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad** más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.
 - a) Cómo mejorar **disponibilidad de servicio** para alcanzar las metas de la política energética a 2035 y 2050 y como interpretamos estas metas o las bajamos a nivel de empresa y cliente.
 - b) Incorporar en la **planificación y expansión** cierto grado explícito de **resiliencia frente a catástrofes naturales**.
- **Calidad comercial y experiencia del usuario**
- 3) Incorporar **sistemas simplificados de resolución de conflictos** adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).
 - a) **Rigidez de los medios** para cumplir con los niveles mínimos de experiencia del cliente (cada distribuidora debe cumplir con estándares mínimos utilizando los medios que mejor se adapten a sus tipos de clientes).
- 4) Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a) Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart Grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc.
- **Mejor y más información**
- 5) Transparentar la Información de servicio y de red: uso y **acceso a la información para el cliente**, el generador distribuido y otras empresas interesadas
 - a) **Limitada o nula información a la comunidad:** al día de hoy es muy difícil conocer las condiciones presentes e históricas de un alimentador MT o red de baja tensión (evolución de flujos, voltajes, interrupciones, etc.) y las condiciones de infraestructura posible futura (proyectos de nuevos alimentadores, expansiones de red, actualización de infraestructura, etc.).
 - b) Hoy no se cuenta con un **sistema de información público**, transparente y de simple comprensión de las redes, sus costos y desempeño para el ciudadano, las partes interesadas (otras empresas, municipalidades, etc.) y para alimentar este taller. Ejemplo: Incrementar el acceso a la información de calidad de servicio.
- 6) Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información
 - a) Falta definición clara sobre la **propiedad del medidor** para garantizar calidad de servicio y los atributos mínimos de este y su infraestructura asociada (registro, control, comunicación, etc.).
 - b) Falta definición en el ámbito de **privacidad, almacenamiento y propiedad de la información**.
 - c) Necesidad de **protocolos de registro y comunicación** de información y reglas claras sobre su uso.

Sobre estas mismas dimensiones de los problemas los participantes de los talleres debieron manifestar su acuerdo o desacuerdo, levantándose una estadística que se presenta a continuación.

2.1.3.1 Familia A) Expansión de la red de distribución: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problemas

Tal como se menciona anteriormente, cada uno de los **problemas consolidados** tienen una serie de **dimensiones**. Un ejemplo es el problema N° 3 “Incorporar el rol de la eficiencia energética en la expansión de la red” y el equipo PUC presentó además para este problema las siguientes 3 dimensiones:

- a) Falta habilitar la entrada de nuevos actores (servicios provistos por terceros) para mejorar eficiencia y confiabilidad de la red. Se requiere definir los términos de apertura de la red y los servicios o alcances de esta apertura, la apertura de la información que maneja la distribuidora es fundamental (información de clientes, consumos, redes, etc.)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- b) Se deben desarrollar estándares mínimos de eficiencia energética para los equipos que se conectan a la red (transformadores y equipamiento general) similar a los MEPS.
- c) Se deben desarrollar estándares mínimos de monitoreo de la eficiencia en el uso/operación de los alimentadores (evitar altos niveles de pérdidas de algunos alimentadores y al mismo tiempo permitir conocer el uso real y la capacidad disponible de los mismos).

Para cada una de las dimensiones de cada problema los participantes debieron indicar su acuerdo /desacuerdo (y no su prioridad). Así, en algunos problemas hay un gran acuerdo, pero en sus dimensiones muestran mayor desacuerdo y viceversa. En el problema N° 3 sobre la incorporación del rol de la eficiencia energética hay un gran acuerdo, pero (31 personas en acuerdo y en desacuerdo), pero el punto b) sobre el desarrollo de estándares mínimos para los equipos que se conectan a la red muestra un mayor desacuerdo (27 personas en acuerdo y 10 en desacuerdo). Asimismo, el problema N°9 sobre falta de integración en procesos de planificación de red con políticas de desarrollo urbano también muestra un amplio acuerdo (30 personas en acuerdo y 2 en desacuerdo), pero el punto b) sobre incorporar a municipalidades en la expansión de la red muestra mayor desacuerdo (21 personas en acuerdo y 11 en desacuerdo).

A continuación se presenta en la Tabla 10 y Tabla 11 el listado completo de problemas con sus sub problemas, con los números de acuerdo y desacuerdo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 10. Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (1/2)

Problemas familia A: Expansión de la red de distribución (1 a 5)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
1. Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).		1	32	0
Ranking Prioridad 2°	a. La mayor eficiencia no siempre se traduce en menores costos y tarifas. Bajo niveles de precio, estándares de calidad y servicios fijos, la eficiencia debiera traducirse en un menor costo de servicio y expansión , pues se debe transferir parte de la eficiencia al cliente (desarrollo tecnológico provee más y mejores opciones y soluciones, abaratamiento de las tecnologías de comunicación, electrónica de potencia, etc.). Alza de los estándares, una mayor gama de servicios y/o aumentos de precios de insumos (ej: mano de obra) podrían aumentar los costos y con ello las tarifas.	1a	27	7
	b. Se debe regular o formalizar la expansión "bilateral" (entre distribuidoras y terceros) para que se desarrolle bajo estándares o grados de libertad claros y se alinee con la eficiencia económica de la red.	1b	29	5
2. Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en la expansión y desarrollo de la red.		2	30	1
Ranking Prioridad 3°	a. Considerar la diversidad de clientes en términos de sus necesidades y expectativas de servicios básicos.	2a	33	3
	b. Considerar la diversidad de condiciones socioeconómicas y disposición a pagar de los clientes.	2b	21	15
	c. Considerar la diversidad de las condiciones y capacidades de las empresas , grandes distribuidoras, pequeñas distribuidoras y cooperativas en todo ámbito.	2c	22	11
3. Incorporar rol de la eficiencia energética en la expansión de la red.		3	31	3
Ranking Prioridad 5°	a. Falta habilitar la entrada de nuevos actores (servicios provistos por terceros) para mejorar eficiencia y confiabilidad de la red. Se requiere definir los términos de apertura de la red y los servicios o alcances de esta apertura, la apertura de la información que maneja la distribuidora es fundamental (información de clientes, consumos, redes, etc.)	3a	26	8
	b. Se deben desarrollar estándares mínimos de eficiencia energética para los equipos que se conectan a la red (transformadores y equipamiento general) similar a los MEPS.	3b	27	10
	c. Se deben desarrollar estándares mínimos de monitoreo de la eficiencia en el uso/operación de los alimentadores (evitar altos niveles de pérdidas de algunos alimentadores y al mismo tiempo permitir conocer el uso real y la capacidad disponible de los mismos).	3c	32	5
4. Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética).		4	32	1
Ranking Prioridad 1°	a. En la planificación hacia el futuro se debe considerar también los vehículos eléctricos, almacenamiento, agregadores y otros nuevos agentes y servicios con sus respectivos timings .	4a	34	4
	b. Se debe incorporar la incertidumbre en la penetración de estos nuevos agentes, tecnologías y servicios.	4b	28	8
	c. Se deben formalizar estándares y guías de planificación con criterios claros y transparentes que permitan una planificación de red objetiva. Ej.: estandarizar condiciones para los cuales se requieren más reconectores en un alimentador, requerimientos de protecciones y equipos de maniobra asociados a mayores niveles de penetración de GD. (metodologías de planificación)	4c	30	8
5. Aprovechar la creciente digitalización (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).		5	32	1
Ranking Prioridad 4°	a. Reducir la asimetría de información al regulador : mejorar y actualizar la información entregada por empresas, en forma y contenidos, para mejorar y simplificar los procesos y estudios asociados a la planificación, expansión, tarifación, regulación, fiscalización, etc.	5a	32	5
	b. Incorporar más profundamente las TICs y reconocer sus costos en la expansión de la red para lograr menos fierros y mejor uso de los mismos con mayores niveles de inteligencia .	5b	34	1



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 11: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (2/2)

Problemas familia A: Expansión de la red de distribución (6 a 10)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
6. Necesidad de un operador técnico y/o de mercado (DSO) en distribución en algunas zonas y condiciones.		6	20	13
Ranking Prioridad 10°	a. La introducción de un operador técnico y/o de mercado podría ser eficiente si su gestión permitir mejorar la utilización de la red y reducir y focalizar las necesidades de inversiones en algunas zonas.	6a	22	9
	b. Se debe estudiar bajo qué condiciones se justificaría y en qué zonas (para evitar ser un sobrecosto), cuáles son sus tareas y alcances, quién realiza la tarea, quién lo financia.	6b	28	5
	c. Alternativamente se debe estudiar qué tareas de coordinación debería realizar la distribuidora para gestionar los recursos distribuidos (DERs), cuándo, dónde y con qué recursos.	6c	26	5
7. Desarrollar una planificación formal y coordinada con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).		7	32	3
Ranking Prioridad 6°	a. Definir cuán vinculante o indicativa es la planificación a realizar.	7a	30	5
	b. Definir el rol del regulador en la planificación de la distribución y como se coordina con la planificación de la transmisión.	7b	31	5
	c. Definir las instancias de coordinación con otros agentes para la planificación (operador nacional, otras empresas de otros segmentos, etc.).	7c	28	5
8. Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura		8	28	7
Ranking Prioridad 8°	a. Reconocer diversidad de realidades de comunidades. Para dar acceso a comunidades aisladas se deberían considerar distintos esquemas de intervención de acuerdo a la realidad y requerimientos de cada comunidad.	8a	32	2
	b. Dar 100% de cobertura y acceso a comunidades aisladas a través de diversas soluciones (microredes aisladas o conectadas a la red en zonas fuera de áreas de concesión y en zonas remotas de alto costo).	8b	23	11
	c. Mejorar el acceso, la seguridad y calidad incorporando microredes aisladas o conectadas a la red, enmallando las redes de distribución (e.g. en media tensión), a través de automatismos y reconfigurando las redes .	8c	28	6
	d. Educación a comunidades aisladas : comunidades y sus visiones deben ser incorporadas, informadas y educadas si lo requieren para dar sustentabilidad a los proyectos.	8d	31	3
9. Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).		9	30	2
Ranking Prioridad 7°	a. Excesivo centralismo en el desarrollo de la red y toma de decisiones. Se deben incorporar actores regionales (gobiernos regionales, municipalidades, profesionales en general de las regiones) para levantar sus realidades y permitir que las soluciones se adapten a su realidad local.	9a	24	8
	b. Falta integrar más activamente a las municipalidades en la planificación de la red (no sólo por el alumbrado público sino por su rol y acceso a la comunidad).	9b	21	11
	c. Falta que las normativas que regulan el crecimiento de las ciudades conversen con las normativas eléctricas. Ejemplo: La Ley general de servicios de urbanismo es una ley bastante antigua y debiera ser actualizada, en la discusión de dicha Ley debieran estar incluidas personas que entiendan y trabajen el tema del desarrollo energético y viceversa.	9c	28	3
	d. Incorporar sistemas de resolución de conflictos similar al panel de expertos para acelerar la solución de los mismos y objetivar técnicamente las decisiones ante discrepancias regulador-regulado en la búsqueda del bienestar nacional.	9d	22	11
10. Falta de coherencia con otras industrias como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.		10	28	4
Ranking Prioridad 9°	a. Faltan incentivos para la distribuidora potencia y desarrolle nuevos servicios sobre su misma infraestructura y red de atención, explotando más eficientemente sus activos. (Ej.: uso compartido de postación, canalización y sistemas multiductos, etc.)	10a	30	4
	b. Falta una política nacional de ductos . Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, ductos de telecomunicaciones. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se debe manjar integradamente los ductos para disminuir costos .	10b	29	4



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.1.3.2 Familia B) Calidad de la red de distribución: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problemas

Al igual que en la Familia A de problemas, cada uno de los problemas consolidados de la familia B) tiene además una serie de dimensiones, planteadas muchas veces como alternativas de soluciones parciales al mismo problema. Por ejemplo el Problema N°1 “Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio” presenta las siguientes dimensiones:

- a) Considerar la **diversidad en las condiciones socioeconómicas** y disposición a pagar de los clientes por calidad. En algunas zonas los clientes podrían preferir un estándar más bajo pero más económico. A / D
- b) Se debe sincerar un **piso mínimo o base de calidad** que sea fácilmente cumplible y por ello también muy económico, pues con el no se gatillan inversiones en calidad.
- c) Reconocer la **diversidad de estándares** de calidad de servicio que viabilice el suministro de bajo costo en zonas menos densas, más proclives a fallas y con población de menor disposición a pagar. (zonas ya alimentadas por las empresas distribuidoras)
- d) **Relajar y flexibilizar los estándares de calidad** de servicio para viabilizar el suministro de comunidades sin servicio con población de menor disposición a pagar. (zonas NO alimentadas por las empresas distribuidoras, que podrían serlo bajo un nuevo modelo por la misma distribuidora o un tercero, ej.: microredes)
- e) **Ley de equidad tarifaria** “igualar” tarifas de energía pero con distintas confiabilidades, acorta brechas de costo al usuario pero no de calidad.

El problema N°1, como se presenta en la Tabla 12, muestra un alto acuerdo en general (29 personas en acuerdo y 3 personas en desacuerdo), sin embargo, todas sus dimensiones muestran un mayor desacuerdo (entre 8 y 14 personas en desacuerdo). Se debe tener en cuenta que es el problema que las personas indicaron con de mayor prioridad en la familia B) Calidad de la red de distribución. Esto muestra que muchas veces, los problemas que presentan mayores desacuerdos son a la vez prioritarios.

Por otro lado, el problema N° 4 sobre mejorar el monitoreo y fiscalización es el que tiene mayor acuerdo junto con la dimensión a) sobre la incorporación de nuevas tecnologías para detectar tempranamente las fallas con 33 votos de acuerdo y 0 en desacuerdo.

A continuación se presenta en la Tabla 12 el listado completo de problemas con sus dimensiones y números de acuerdo y desacuerdo para cada una de ellas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 12: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B.

Problemas familia B: Calidad de red de distribución		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
1. Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.		1	29	3
Ranking Prioridad 1°	a. Considerar la diversidad en las condiciones socioeconómicas y disposición a pagar de los clientes por calidad. En algunas zonas los clientes podrían preferir un estándar más bajo pero más económico.	1a	21	14
	b. Se debe sincerar un piso mínimo o base de calidad que sea fácilmente cumplible y por ello también muy económico, pues con el no se gatillan inversiones en calidad.	1b	26	10
	c. Reconocer la diversidad de estándares de calidad de servicio que viabilice el suministro de bajo costo en zonas menos densas, más proclives a fallas y con población de menor disposición a pagar. (zonas ya alimentadas por las empresas distribuidoras).	1c	23	10
	d. Relajar y flexibilizar los estándares de calidad de servicio para viabilizar el suministro de comunidades sin servicio con población de menor disposición a pagar. (zonas NO alimentadas por las empresas distribuidoras, que podrían serlo bajo un nuevo modelo por la misma distribuidora o un tercero, ej.: microredes).	1d	25	8
	e. Ley de equidad tarifaria “igualar” tarifas de energía pero con distintas confiabilidades, acorta brechas de costo al usuario pero no de calidad.	1e	24	8
2. Falta de definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.		2	28	2
Ranking Prioridad 2°	a. Cómo mejorar disponibilidad de servicio para alcanzar las metas de la política energética a 2035 y 2050 y como interpretamos estas metas o las bajamos a nivel de empresa y cliente.	2a	26	6
	b. Incorporar en la planificación y expansión cierto grado explícito de resiliencia frente a catástrofes naturales .	2b	27	3
3. Incorporar sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).		3	28	6
6°	a. Rigidez de los medios para cumplir con los niveles mínimos de experiencia del cliente (cada distribuidora debe cumplir con estándares mínimos utilizando los medios que mejor se adapten a sus tipos de clientes).	3a	23	5
4. Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs , información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.		4	31	1
3°	a. Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart Grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc.	4a	33	0
5. Transparentar la Información de servicio y de red: uso y acceso a la información para el cliente , el generador distribuido y otras empresas interesadas.		5	30	1
Ranking Prioridad 4°	a. Limitada o nula información a la comunidad : al día de hoy es muy difícil conocer las condiciones presentes e históricas de un alimentador MT o red de baja tensión (evolución de flujos, voltajes, interrupciones, etc.) y las condiciones de infraestructura posible futura (proyectos de nuevos alimentadores, expansiones de red, actualización de infraestructura, etc.).	5a	27	5
	b. Hoy no se cuenta con un sistema de información público , transparente y de simple comprensión de las redes, sus costos y desempeño para el ciudadano, las partes interesadas (otras empresas, municipalidades, etc.) y para alimentar este taller. Ejemplo: Incrementar el acceso a la información de calidad de servicio.	5b	29	2
6. Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información.		6	28	4
Ranking Prioridad 5°	a. Falta definición clara sobre la propiedad del medidor para garantizar calidad de servicio y los atributos mínimos de este y su infraestructura asociada (registro, control, comunicación, etc.).	6a	27	6
	b. Falta definición en el ámbito de privacidad, almacenamiento y propiedad de la información .	6b	29	3
	c. Necesidad de protocolos de registro y comunicación de información y reglas claras sobre su uso.	6c	31	2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.2 Validación y priorización de problemas consolidados del Grupo 2

En esta subsección se presentan para el grupo N°2 los resultados de los problemas con mayor prioridad, los problemas con más acuerdos y los problemas con más desacuerdos. Esto resultados mantienen las familias de problemas definidas para el grupo N°2 durante el taller N°1 (Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos; Familia B: Remuneración para la distribución del futuro y Familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro).

2.2.1 FAMILIA A) PROBLEMAS ACTUALES DE LA TARIFICACIÓN VÍA ÁREA TÍPICA – ALGUNOS CUESTIONAMIENTOS: PRIORIZACIÓN OBTENIDA DE FORMULARIOS.

A continuación se presenta la Tabla 13 con los problemas de la familia A ordenados en forma decreciente en función de la suma ponderada de las 5 mayores prioridades. Esta ponderación se hizo de tal forma de asignar un peso más alto a los problemas más prioritarios o relevantes. Particularmente se definió que al problema con 1era prioridad se le asignó un peso de 5, al problema con 2da prioridad un peso de 4 y así sucesivamente hasta llegar al problema con 5ª prioridad al que se le asigna un peso de uno.

El problema N°1 sobre áreas típicas y empresa modelo tiene la mayor prioridad. En seguida vienen los problemas N°2 que corresponden al proceso de tarificación y el desarrollo institucional y el problema N°3 sobre eficiencia económica. A su vez, el problema de menor prioridad corresponde al N° 11 asociado a la equidad tanto para tarificación como para calidad.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 13: Listado de los problemas con mayor prioridad acumulada de la familia A. Se usaron las siguientes ponderaciones de los problemas: 5 para la 1era prioridad, 4 para la 2da, 3 para la 3era, 2 para la 4ª y 1 para la 5ª prioridad

Problemas familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica	Votos asistentes					Suma ponderada prioridades
	1era	2da	3era	4ta	5ta	
1. Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución.	8	6	3	2	2	79
3. Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados.	4	9	3	5	2	77
2. La búsqueda de la eficiencia económica en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta.	6	5	6	2	1	73
6. El proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución (valor medio de los costos de la red de distribución) requiere mejoras en cuanto a la profundidad, antecedentes utilizados, transparencia, frecuencia de desarrollo, etc.	3	4	3	6	5	57
5. Falta de flexibilidad de la tasa de costo de capital. La regulación debiera permitir una tasa que se adapte a las condiciones del mercado.	4	1	3	1	4	39
9. Se deben desarrollar tarifas más flexibles, con precios que podrían cambiar en el tiempo, en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas.	2	1	5	2	4	37
4. Conflicto y divergencias: Falta de congruencia en los estudios de costos que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas.	4	0	2	3	4	36
8. Falta avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido, en especial en cuanto al esquema tarifario.	0	3	2	5	6	34
10. Otros: Se debe superar la falta o incongruencia de criterios técnicos y límites arbitrarios en la tarificación para mejorar en el tiempo.	1	2	3	2	2	28
7. El Valor Agregado de Distribución no refleja el costo real de inversión en distribución.	0	2	2	3	2	22
11. Falta avanzar en equidad, tanto en aspectos de tarificación como de calidad.	1	0	1	2	1	13

Debido a que el ranking anterior está basado en la suma ponderada de las primeras 5 prioridades, lo que es una decisión arbitraria (se pudo haber escogido cualquier otra forma de priorizar como por ejemplo haber sumado directamente las 5 primeras prioridades, lo que hubiera cambiado el orden), se presenta a continuación la información completa para cada problema (la cantidad de acuerdos y desacuerdos y las votaciones para cada prioridad).

En la Familia A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos el problema con mayor grado de acuerdo corresponde al N° 3 sobre la evolución del proceso



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

tarifario en concordancia con el desarrollo institucional (como el panel de expertos) con 29 acuerdos y 1 desacuerdo. En segundo lugar, el problema N° 6 relacionado a mejorar el proceso de fijación del valor agregado de distribución (con 27 acuerdos y 1 desacuerdo) junto al problema N° 8 asociado a la flexibilidad tarifaria (con 27 acuerdos y 3 desacuerdos). El problema N° 1 de áreas típicas y empresa modelo, que corresponde al problema con mayor prioridad, comparte el 4 lugar entre los problemas con más acuerdo junto al problema N° 5 de flexibilizar la tasa de costo de capital (con 26 acuerdos y 2 desacuerdos). Por último, se destaca que el problema que obtuvo un mayor desacuerdo respecto de todos es el problema N° 11 que tiene relación con la equidad tarifaria y de calidad que obtuvo 18 acuerdos y 11 desacuerdos. A continuación, se presenta en la Tabla 14 la lista completa de problemas, con los números de acuerdo y desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 14: Priorización de los problemas de la familia A.

Problemas familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad											Suma de prioridad			
	N°	A	D	Alta			Media				Baja				Alta	Media	Baja
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-11
1. Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución.	1	26	2	8	6	3	2	2	2	3	1	1	0	0	17	6	5
2. La búsqueda de la eficiencia económica en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta.	2	25	4	6	5	6	2	1	3	2	3	0	0	0	17	6	5
3. Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional , por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados.	3	29	1	4	9	3	5	2	5	4	0	0	0	0	16	12	4
4. Conflicto y divergencias : Falta de congruencia en los estudios de costos que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas .	4	24	1	4	0	2	3	4	4	2	5	1	2	0	6	11	10
5. Falta de flexibilidad de la tasa de costo de capital . La regulación debiera permitir una tasa que se adapte a las condiciones del mercado .	5	26	3	4	1	3	1	4	2	2	1	2	2	1	8	7	8
6. El proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución (valor medio de los costos de la red de distribución) requiere mejoras en cuanto a la profundidad , antecedentes utilizados, transparencia , frecuencia de desarrollo, etc.	6	27	1	3	4	3	6	5	2	2	3	2	0	1	10	13	8
7. El Valor Agregado de Distribución no refleja el costo real de inversión en distribución.	7	17	9	0	2	2	3	2	2	2	0	5	0	0	4	7	7
8. Falta avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido, en especial en cuanto al esquema tarifario.	8	27	3	0	3	2	5	6	1	1	3	2	4	0	5	12	10
9. Se deben desarrollar tarifas más flexibles , con precios que podrían cambiar en el tiempo , en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas.	9	24	1	2	1	5	2	4	5	2	2	2	1	1	8	11	8
10. Otros: Se debe superar la falta o incongruencia de criterios técnicos y límites arbitrarios en la tarificación para mejorar en el tiempo.	10	21	4	1	2	3	2	2	1	3	5	3	5	0	6	5	16
11. Falta avanzar en equidad , tanto en aspectos de tarificación como de calidad .	11	18	11	1	0	1	2	1	1	2	1	4	2	6	2	4	15



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.2.2 FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO Y FAMILIA C)

TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO:

PRIORIZACIÓN OBTENIDA DE FORMULARIOS

A continuación se presenta la Tabla 15 con los problemas de la Familias B y C) ordenados en forma decreciente en función de la suma ponderada de las 5 mayores prioridades. Esta ponderación se hizo de tal forma de asignar un peso a cada problema que sea mayor mientras más prioritario o más relevante sea. Particularmente se definió que al problema con 1era prioridad se le asignó un peso de 5, al problema con 2ª prioridad un peso de 4 y así sucesivamente hasta llegar al problema con 5ª prioridad al que se le asigna un peso de uno. Se puede ver que el problema N°1 sobre incentivar el cambio de paradigma y habilitar el desarrollo de nuevo agentes tiene la mayor prioridad. En seguida viene el problema N°4 que busca habilitar nuevos esquemas tarifarios que habiliten nuevas tarifas. A su vez, el problema de menor prioridad corresponde al N° 8 asociado a instrumentos transitorios.

Tabla 15: Listado de los problemas con mayor prioridad acumulada de la familia A. Se usaron las siguientes ponderaciones de los problemas: 5 para la 1era prioridad, 4 para la 2da, 3 para la 3era, 2 para la 4ª y 1 para la 5ª prioridad

Problemas familia B: Remuneración para la distribución del futuro (1 a 3) & Problemas familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (4 a 8)	Votos asistentes					Suma ponderada prioridades
	1era	2da	3era	4ta	5ta	
1. Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.	8	11	4	3	5	107
3. El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética , etc.).	8	5	3	2	4	77
4. Se requieren nuevos esquemas de medición que habiliten nuevas tarifas .	4	3	8	4	5	69
7. Falta permitir la entrada de nuevos agentes que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente.	6	2	3	3	4	57
2. Metodología de la “ empresa modelo ” debe cambiar o ajustarse para incluir nuevos servicios que pueda ser ofrecidos por la empresa distribuidora o por algún tercero.	4	4	2	5	1	53
6. La información como servicio: Incentivar la disponibilidad de información que permita tarificar de mejor forma. Se requiere una normativa clara que dé los incentivos correctos a empresas y personas.	1	3	4	8	6	51
5. Se debe desbloquear el desarrollo de mercados de servicios energéticos a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida.	1	3	5	5	4	46
8. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.	0	3	3	2	2	27



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Al igual que en la Familia A), el ranking anterior está basado en la suma ponderada de los primeros 5 prioridades, lo que es una decisión arbitraria (podría haberse sumado sobre las 3 primeras lo que hubiera cambiado el orden o podría haberse ponderado cada prioridad). Se presenta a continuación la información completa para cada problema, la cantidad de acuerdos, desacuerdos y las votaciones para cada prioridad.

Considerando la familia B) *Remuneración para la distribución del futuro* y la familia C) *Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro* el problema con mayor acuerdo es también el problema de más alta prioridad. Este es el problema N°1 sobre incentivos para el cambio de paradigma y la habilitación de nuevos agentes y servicios con 29 acuerdos y 0 desacuerdo. Luego le sigue el problema N°4 sobre nuevos esquemas de tarifas con 28 acuerdos y 1 desacuerdo y el problema N°7, permitir la entrada de agentes que aumenten la competencia, también con 28 acuerdos pero con 2 desacuerdos. También destacamos el problema N° 6 que tiene que ver con la disponibilidad de información que si bien sólo tiene 27 votos en acuerdo, no tienen ningún desacuerdo. El problema N°3 asociado al riesgo financiero de la red por penetración de generación distribuida, es el problema con más alto desacuerdo y a las vez es el segundo problema con más alta prioridad.

A continuación se presenta en la Tabla 16 la lista completa de problemas de la familia B y C, con los números de acuerdos, desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 16: Priorización de los problemas de las familias B y C.

Problemas familia B: Remuneración para la distribución del futuro (1 a 3) & Problemas familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (4 a 8)	N°	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad											Suma de prioridad					
		A	D	Alta			Media			Baja					Alta	Media	Baja			
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-8
1. Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.	1	29	0	8	11	4	3	5	1	0	0							23	9	0
2. Metodología de la “ empresa modelo ” debe cambiar o ajustarse para incluir nuevos servicios que pueda ser ofrecidos por la empresa distribuidora o por algún tercero.	2	19	7	4	4	2	5	1	3	2	2							10	9	4
3. El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.).	3	21	8	8	5	3	2	4	2	0	1							16	8	1
4. Se requieren nuevos esquemas de medición que habiliten nuevas tarifas .	4	28	1	4	3	8	4	5	3	2	0							15	12	2
5. Se debe desbloquear el desarrollo de mercados de servicios energéticos a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida.	5	26	3	1	3	5	5	4	5	3	1							9	14	4
6. La información como servicio: Incentivar la disponibilidad de información que permita tarificar de mejor forma. Se requiere una normativa clara que dé los incentivos correctos a empresas y personas.	6	27	0	1	3	4	8	6	4	3	2							8	18	5
7. Falta permitir la entrada de nuevos agentes que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente.	7	28	2	6	2	3	3	4	6	3	2							11	13	5
8. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.	8	19	6	0	3	3	2	2	2	8	3							6	6	11



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.2.3 VALIDACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS CON SUS DIMENSIONES

Al agrupar problemas similares en solo uno, se generaron una serie de variantes del mismo problema, las que en adelante se llaman **dimensiones**. Cada uno de los **19 problemas consolidados** presentados anteriormente, ofrece ahora una serie de **dimensiones**, planteadas muchas veces como variantes del mismo **problema** o como alternativas de **solución**, pues muchas veces los participantes de los talleres formularon problemas acompañados de su propuesta de solución.

La lista completa de problemas consolidados (enumerados del 1 a 11 y del 1 al 8 para las familias A y B/C respectivamente) con todas sus dimensiones (identificados con las letras a, b, c...) se presenta a continuación.

PROBLEMAS FAMILIA A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos

• Áreas Típicas y competencia comparativa

- 1) Las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las diferentes **realidades nacionales** para remunerar correctamente la distribución.
 - a) Introducir mejoras a la tarificación vía **áreas típicas** para que ellas reflejen efectivamente las **condiciones propias de las diversas zonas del país**, más allá de la definición actual basada en densidad y costos medios. Se debe incluir en las áreas típicas condiciones de **clima, nivel socioeconómico, aislamiento**, u otras variables que podrían condicionar el costo de suministro.
 - b) Reconocer **diversidad de realidades** de empresas y zonas geográficas en términos de la relación costo-confiabilidad-tarifa.
 - c) Desarrollar un **estudio tarifario para cada empresa** distribuidora que reconozca las particularidades de la zona que suministra.
 - d) No hay claridad de **criterios en cómo se definen** las **áreas típicas** y cómo las compañías van asignándose a cada una de ellas.
 - e) **Abandonar** completamente la tarificación vía **áreas típicas**.
- 2) La búsqueda de la **eficiencia económica** en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta.
 - a) Se deben buscar **mecanismos transparentes** que permiten que las **empresas compitan** en la búsqueda de las **mejores soluciones** de distribución y se **premien o incentiven sus éxitos**. De esta forma además, las otras empresas pueden seguir las buenas prácticas y adoptar las soluciones exitosas de las empresas vecinas.
 - b) Se deben desarrollar **estudios tarifarios** detallados, transparentes y desafiables, que permitan que **consultores especialistas** exploren diversas alternativas y soluciones de distribución, y **propongan mejoras fundadas** a las prácticas actuales de las empresas cuando ellos encuentren mejoras factibles.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- c) Una **definición mejorada y más detallada del área típica** permitiría alcanzar el doble objetivo de **búsqueda de eficiencia y reconocimiento de las particularidades de cada zona** del país (densidad, clima, nivel socioeconómico, aislamiento, u otras variables que podrían condicionar el costo de distribución).
- d) Se deben buscar otras formas de **incentivar la eficiencia más allá del concepto de área típica**.
- **Alcance y profundidad de los estudios tarifarios y tasa de costo de capital.**
- 3) **Proceso de tarificación** debería ir evolucionando, en especial acorde al **desarrollo institucional**, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados.
 - a) Incorporar al **panel de expertos** en la definición de **diferencias y conflictos** en los procesos y estudios tarifarios (el panel no existía al regular la tarificación de la distribución).
 - b) Desarrollar **paneles abiertos a clientes, empresas y al público** en general (además del regulador) para que aporten con sus visiones, soluciones, y críticas a los procesos y estudios del sector (ejemplo: permitir que mini generadores, y otros potenciales actores intervengan u opinen oportunamente e las definiciones que les afecten).
 - c) Explotar la **digitalización** y economía de la información para ir **transparentando y simplificando el acceso de la información** en los procesos de tarificación.
- 4) **Conflicto y divergencias:** Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan **posiciones diversas** entre la **autoridad** y las **empresas**.
 - a) Permitir que el **panel de expertos dirima** entre el estudio de la CNE y el estudio de la Empresa.
 - b) Encontrar una nueva forma de levantar incongruencias entre estudios de la CNE y las empresas.
 - c) **Identificar** periodo a periodo las **diferencias** entre los estudios y **crear mecanismos** para que en el tiempo se regulen estas materias y no se repitan en periodos futuros.
 - d) Cambiar la regulación para que sólo las **empresas realicen estudios tarifarios**, pero la **CNE** provea bases cada día más detalladas, **acompañe como mandante los estudios**, participe en las definiciones metodológicas y de información, **revise, corrija y valide los resultados**.
 - e) Buscar una forma o mecanismo con base técnica para resolver conflictos entre regulador y regulado, no sólo en los estudios tarifarios.
- 5) Falta de **flexibilidad** de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una **tasa** que se **adapte** a las condiciones del **mercado**.
 - a) Utilizar **tasas diferenciadas y ajustadas** a las **condiciones de mercado** para los **distintos sectores** del **negocio** de distribución que se deseen regular (Los fierros, la comercialización y las actividades que surjan o puedan surgir en futuro que tengan carácter monopólico o con barreras a la competencia).
 - b) Utilizar **tasa basada** en las **mejores prácticas y métodos estándares internacionales** y aterrizarlas a la realidad nacional.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 6) El proceso de fijación del **Valor Agregado de Distribución** (valor medio de los costos de la red de distribución) requiere **mejoras** en cuanto a la **profundidad, antecedentes** utilizados, **transparencia, frecuencia** de desarrollo, etc.
 - a) **Estudio tarifario incompleto**: sólo llega al Valor Agregado de Distribución y debiera **continuar hasta** calcular la **tarifa final** a pagar.
 - b) Necesidad de realizar **estudios previos** al **estudio tarifario que entreguen antecedentes** al estudio (estudios de demanda, estimación de precios, curvas de carga, economías de ámbito) y hacerlos más públicos, transparentes y desafiables.
 - c) Avanzar en el desarrollo creciente de **estándares de información a publicar y almacenar** por parte de las empresas distribuidoras, para facilitar su propia gestión, la del público y la autoridad, sin olvidar las limitaciones sin olvidar las limitaciones y sobrecostos de las empresas, en particular la de las empresas pequeñas.
 - d) Mejorar la **calidad, transparencia** y **validación** de los **datos** que se utilizan para realizar los estudios, permitiendo una **mayor transparencia y fiscalización** de los datos.
 - e) **Estudio de costos debe ser más frecuente**. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.
 - f) Incorporar la **posibilidad de una revisión tarifaria** más pronta **para casos especiales** bajo ciertos criterios previamente definidos (cambios importantes en los supuestos podrían gatillar la revisión).
- 7) El **Valor Agregado de Distribución** no refleja el **costo real de inversión** en distribución.
 - a) El **Valor Agregado de Distribución debe reflejar el costo eficiente de proveer el servicio**, en una zona similar o igual, con las alternativas tecnológicas y de costo disponible y por ello **no siempre debe reflejar el costo de inversión**.
 - b) Tarifación vía **valor nuevo de reemplazo** a empresa modelo **sobre/sub renta cambios tecnológicos**.
 - c) Se debe estudiar formas de **mejorar** el concepto y metodología del **Valor Agregado de Distribución** para que este **se acerque al costo real de inversión**.
 - d) Incorporar situaciones de excepción donde se utilice la **inversión real** de la empresa en lugar del concepto de valor nuevo de reemplazo.
 - **Cuestionamientos y temas varios de tarificación.**
- 8) Falta avanzar más en temas de **flexibilidad tarifaria** para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido, en especial en cuanto al esquema tarifario.
 - a) Las **empresas** deberían **proponer nuevas tarifas** que se ajusten mejor a los clientes que sirven y/o a sus realidades particulares.
 - b) Las **empresas** debería tener la **flexibilidad** de **proponer** al regulador **proyectos, programas y planes** tanto pilotos como permanentes para explorar oportunidades y capitalizar sus beneficios.
 - c) Desarrollar mecanismos de **financiamiento** a la **innovación** en calidad.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- d) Mayor **flexibilidad** en el **modelo tarifario público-privado** para compartir redes con **municipalidades**.
 - e) El **comercializador o distribuidora puede proponer opciones tarifarias adicionales a las existentes** que luego sean sometidas a una aprobación del regulador.
- 9) Se deben desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían cambiar en el **tiempo**, en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas:
- a) **Granularidad temporal**: Se debe crear un **portafolio de tarifa** más amplio, como en otros países, incluyendo algunas que se ajusten de mejor forma a las condiciones de oferta y demanda, **tarifas que cambian a lo largo del día** (horario peak, no-peak), **hora o condición de la red** promoviendo gestión de la demanda, etc.
 - b) **Granularidad espacial o geográfica**: avanzar en **discriminación espacial** para tarifificar distinto (ejemplo: aumentar precio donde la generación distribuida agregue más valor y reducir precio donde la generación distribuida induzca sobrecostos o mayores impactos).
 - c) **El portafolio base de tarifas lo crea o define el regulador** y el **comercializador o la distribuidora los aplica**.
 - d) **Rigidez de tarifas** actuales puede impactar en la **calidad de servicio al no facilitar mover carga fuera de la punta** en todas sus tarifas.
- 10) Otros: Se debe superar la falta o incongruencia de **criterios técnicos y límites arbitrarios en la tarifificación** para mejorar en el tiempo.
- a) Se debe avanzar en la definición de **criterios o metodologías claras y transparentes** para definir los **diversos parámetros** que afectan a la distribución y su tarifificación (ejemplo: factores de coincidencia y las horas de uso para los procesos tarifarios).
 - b) **Armonización AT-BT**: Existen diferencias o incongruencias entre las definiciones tarifarias de BT y AT respecto de **mediciones de potencia, armónicos y potencia reactiva**.
 - c) Los clientes de las distribuidoras **no deberían catalogarse como clientes libres o clientes regulados de acuerdo a un límite arbitrario** por lo que esta frontera debe ser revisada. Quizás su régimen tarifario **debería depender** también de **otras condiciones** (tamaño, tamaño relativo a la empresa de distribución, perfil de carga u otra condición).
 - d) Revisar la frontera entre **PMGDs y generación residencial** de acuerdo a **criterios técnicos y económicos que reflejen** de mejor forma las **particularidades de los proyectos y el impacto en la red** en que se insertan (100kW es a veces mucho a veces poco).
 - e) Cambiar la definición del voltaje de distribución y estudiar la posibilidad de **aumentar el límite de voltaje** de la distribución (se podría definir la distribución por el servicio que presta la instalación y no por el nivel de voltaje). Ejemplo: si se distribuye electricidad en 33 kV, entonces esta red sería calificada como de distribución a pesar de superar los 23 kV.)
 - f) Modificar el **alcance** de la distribuidora, incluyendo el **empalme**.
 - g) Modificar el **alcance** de la distribuidora, incluyendo el **empalme y el medidor**.
- 11) Falta avanzar en **equidad**, tanto en aspectos de **tarifificación** como de **calidad**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a) Incorporar **todo el territorio** nacional en la **equidad tarifaria**, incluyendo sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
- b) Incorporación de la **equidad en calidad** como un **estándar mínimo** para todos los ciudadanos.

PROBLEMAS FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO

- **Aporte a la remuneración de nuevos servicios e incentivos.**

- 1) Identificar **incentivos para viabilizar** los **cambios de paradigma** que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.
 - a) Reconocimiento en **las tarifas de nuevas tecnologías** en distribución (Smartgrid, medición inteligente, almacenamiento u otras que se consideren beneficiosas para la red).
 - b) La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para la **innovación** de las empresas distribuidoras ante nuevos desarrollos tecnológicos (flexibilidad tarifaria, **incentivos** a la innovación).
 - c) Desarrollo de un esquema de **remuneración** basado en el **performance** de la distribuidora que entregue **los incentivos** a habilitar el ingreso de nuevos actores y el desarrollo de nuevos servicios (Ejemplo: meta o premio por conexión de proyectos de generación distribuida).
 - d) Desarrollo de un modelo tarifario integral o complementa el existente para permitir la coexistencia de distintos elementos como la **eficiencia energética, calidad**, etc.
 - e) Incorporación de **competencia vía benchmarking** entre las distribuidoras en diversos temas de interés como podrían ser la eficiencia económica, calidad, innovación, eficiencia energética, integración de generación distribuida, plazos de conexión, etc.
 - 2) Metodología de la “**empresa modelo**” debe cambiar o ajustarse para incluir **nuevos servicios** que pueda ser ofrecidos por la empresa distribuidora o por algún tercero.
 - a) La **empresa modelo** debería incluir la **provisión de nuevos servicios** cuando su realidad sea tal que tenga ventajas para ello y la provisión de los mismos tenga claro soporte tecnológico, legal, experiencia mundial, etc.
 - b) La **empresa modelo** debería sólo incorporar la **provisión** de los **servicios básicos** eléctricos y el resto (**nuevos servicios**) **quedar fuera** del alcance de la misma.
- **Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.**
- 3) El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** al **reducir** la **cantidad** de **energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética**, etc.).
 - a) Desarrollar **mecanismos** para **reducir**, mitigar o eliminar este **riesgo de financiamiento** (ejemplo: actualización más frecuente de la tarifa ante cambios importantes de los supuestos).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- b) **Incorporar** el aporte de la **generación distribuida** a la **remuneración de las redes** de incluyendo los servicios por los que debe pagar.
- c) **Desacoplar** de las **ganancias** de la distribuidora las **ventas de energía**.

PROBLEMAS FAMILIA C) TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO (VINCULADO AL GRUPO 4 LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO)

- **Medición y nuevos esquemas tarifarios**

- 4) Se requieren **nuevos esquemas de medición** que **habiliten nuevas tarifas**.
 - a) El medidor del usuario residencial es muy simple, se debe **avanzar hacia un medidor** de muy bajo costo **que permita** medir por lo menos **potencia y energía** (para BT1). Esto no significa eliminar la BT1, pero sí entregar la información y habilitaría el cambio si se hace deseable.
 - b) Incorporar **medidores inteligentes** que **habiliten nuevos servicios y modelos de negocio**.
 - c) Definir **categorías de medidores inteligentes** según el flujo de información que permiten.
 - d) Incorporar **formas de pago novedosas inspiradas en** los mercados de **telecomunicaciones** como planes, bolsas de energía y prepago.
 - e) **Permitir que cada agente** (es decir, cada generador distribuido, usuario, agregador, comercializador o cualquier otro agente) **pueda definir libremente las tarifas** que ofrece para sus servicios.
 - f) Permitir que **sólo agentes de mayor envergadura, garantías financieras** u otro criterio preestablecido pueda **ofertar tarifas libremente (seriedad de las ofertas)**.
 - g) Definir el **nivel de complejidad que puede alcanzar las tarifas** para que las personas las entiendan y puedan reaccionar a sus señales en forma eficiente.
 - h) Permitir el desarrollo de **tarifas** que permitan la **gestión de la demanda**.
 - i) Permitir **tarifas especiales** para **vehículos eléctricos**, que estén asociadas al vehículo y no al punto de conexión del vehículo a la red.
- 5) Se debe desbloquear el desarrollo de **mercados de servicios energéticos** a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida.
 - a) Facilitar/desbloquear el surgimiento de **mercados descentralizados** que permita el desarrollo y transacción de servicios libremente entre los diversos agentes. Quizás se debería estandarizar algunos potenciales contratos para facilitar esta tarea.
 - b) En zonas específicas y acotadas, cuando las condiciones de esas zonas sea tal que se beneficien de ello y paguen sus costos, se podría evaluar la creación de la labor de **operador de mercado de distribución (DSO)**.
 - c) Se debería **normar** la potencial **interacción** de las operaciones de **mercados de distribución** de algunas zonas **con el mercado mayorista de transmisión (CDECs)**.

- **Nuevos agentes y sus servicios.**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 6) La información como servicio: Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar** de **mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.
 - a) Regular la **propiedad de la información** de cada usuario resguardando su **privacidad**.
 - b) **Transparentar** la **información** y permitir su **libre acceso** orientada a la **toma de decisión** de los usuarios, empresas y el regulador.
 - c) **Normar la disponibilidad, cantidad y calidad de la información** y los indicadores mínimos que deben estar disponibles.
- 7) Falta **permitir la entrada de nuevos agentes** que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente.
 - a) Se debe definir formalmente la tarea de **agregación de demanda** y sus interacciones con los demás agentes.
 - b) El **comercializador debe habilitarse para permitir** a usuarios menores acceder a nuevos servicios y negocios.
 - c) Se debe habilitar la **movilidad eléctrica (que incluye vehículos y el transporte público eléctrico)**, pues además podría proveer servicios de respaldo (semejantes a un acumulador de energía) al sistema eléctrico.
 - d) Definir la actividad de gestión **agregada de flotas de vehículos** eléctricos
 - e) Habilitar los **acumuladores**, pues permiten **desplazar la carga de punta** y proveer **regulación de frecuencia**.
 - f) Definir las **microrredes** como solución alternativa o complementaria de suministro energético.
- 8) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.
 - a) **Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos** que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos servicios a escala industrial, nuevas tecnologías, etc.
 - b) **Promover y financiar la innovación y el desarrollo de concursos tecnológicos** que permitan el desarrollo competitivo y de muy bajo costo de nuevos servicios desde su conceptualización temprana.
 - c) Facilitar el **acceso al crédito a bajas tasas** para la inversión inicial o de prueba de **nuevos servicios** en los sistemas de distribución.
 - d) **Subsidiar temporalmente tecnologías específicas** de alto beneficio social o que permita habilitar otros servicios y modelos de negocio.
 - e) Crear **instrumentos que favorezcan transitoriamente a ciertos actores, tecnologías y/o servicios** resulta **arbitrario, injusto** con el resto del mercado e **ineficiente** y debe evitarse.

Sobre estas mismas dimensiones de los problemas los participantes de los talleres debieron manifestar su acuerdo o desacuerdo, levantándose una estadística que se presenta a continuación.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.2.3.1 Familia A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problemas

Tal como se menciona anteriormente, cada uno de los **problemas consolidados** tienen una serie de **dimensiones**. Un ejemplo, el problema N° 9 “Falta avanzar en equidad, tanto en aspectos de tarificación como de calidad.” El equipo PUC presentó las siguientes 2 dimensiones:

- a. Incorporación de todo el territorio nacional en la equidad tarifaria, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
- b. Incorporación de la equidad en calidad como un estándar mínimo para todos los ciudadanos.

Para cada una de las dimensiones de cada problema los participantes debieron indicar su acuerdo /desacuerdo (y no su prioridad). Así, en algunos problemas hay un gran acuerdo, pero en sus dimensiones muestran mayor desacuerdo y viceversa. De entre todos los problemas de la Familia A) el N° 1 destaca por tener la primera prioridad y en general tener un gran acuerdo y bajo desacuerdo (26 acuerdos y 2 desacuerdos), lo cual valida la importancia del tema que corresponde a las áreas típicas. Sin embargo, al preguntarle a los participantes si no hay claridad de cómo se definen las áreas típicas y si se quiere abandonar este modelo se obtiene el número de desacuerdos más alto de una dimensión para el grupo 2 (17 desacuerdos para la dimensión asociada a la falta de claridad para definir las áreas típicas y 13 desacuerdos para la idea de abandonar las áreas típicas). Además, para el problema 1 hay 10 votos de desacuerdo cuando se les indica que se deberían introducir mejoras a las áreas típicas para que reflejen la realidad de mejor forma. Todo esto refleja la discusión en sala que muestra que el tema de las áreas típicas es de gran relevancia pero hay divergencia en las estrategias de mejoramiento.

A continuación se presenta en la Tabla 17, Tabla 18, Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21 el listado completo de problemas, sub problemas y sus respectivos números de acuerdo y desacuerdo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 17: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (1/5)

Problemas familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica (1 de 5)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
1. Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución.		1	26	2
Ranking Prioridad 1°	a. Introducir mejoras a la tarificación vía áreas típicas para que ellas reflejen efectivamente las condiciones propias de las diversas zonas del país , más allá de la definición actual basada en densidad y costos medios. Se debe incluir en las áreas típicas condiciones de clima, nivel socioeconómico, aislamiento , u otras variables que podrían condicionar el costo de suministro.	1a	17	10
	b. Reconocer diversidad de realidades de empresas y zonas geográficas en términos de la relación costo-confiabilidad-tarifa.	1b	27	1
	c. Desarrollar un estudio tarifario para cada empresa distribuidora que reconozca las particularidades de la zona que suministra.	1c	22	6
	d. No hay claridad de criterios en cómo se definen las áreas típicas y cómo las compañías van asignándose a cada una de ellas.	1d	11	17
	e. Abandonar completamente la tarificación vía áreas típicas .	1e	12	13
2. La búsqueda de la eficiencia económica en la operación, desarrollo y financiamiento de la		2	25	4
Ranking Prioridad 3°	a. Se deben buscar mecanismos transparentes que permiten que las empresas compitan en la búsqueda de las mejores soluciones de distribución y se premien o incentiven sus éxitos . De esta forma además, las otras empresas pueden seguir las buenas prácticas y adoptar las soluciones exitosas de las empresas vecinas.	2a	26	1
	b. Se deben desarrollar estudios tarifarios detallados, transparentes y desafiables, que permitan que consultores especialistas exploren diversas alternativas y soluciones de distribución, y propongan mejoras fundadas a las prácticas actuales de las empresas cuando ellos encuentren mejoras factibles.	2b	26	2
	c. Una definición mejorada y más detallada del área típica permitiría alcanzar el doble objetivo de búsqueda de eficiencia y reconocimiento de las particularidades de cada zona del país (densidad, clima, nivel socioeconómico, aislamiento, u otras variables que podrían condicionar el costo de distribución).	2c	18	9
	d. Se deben buscar otras formas de incentivar la eficiencia más allá del concepto de área típica .	2d	20	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 18: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (2/5)

Problemas familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica (2 de 5)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
3. Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional , por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados.		3	29	1
Ranking Prioridad 2°	a. Incorporar al panel de expertos en la definición de diferencias y conflictos en los procesos y estudios tarifarios (el panel no existía al regular la tarificación de la distribución).	3a	27	0
	b. Desarrollar paneles abiertos a clientes, empresas y al público en general (además del regulador) para que aporten con sus visiones, soluciones, y críticas a los procesos y estudios del sector (ejemplo: permitir que mini generadores, y otros potenciales actores intervengan u opinen oportunamente e las definiciones que les afecten).	3b	21	4
	c. Explotar la digitalización y economía de la información para ir transparentando y simplificando el acceso de la información en los procesos de tarificación.	3c	27	1
4. Conflicto y divergencias: Falta de congruencia en los estudios de costos que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas .		4	24	1
Ranking Prioridad 7°	a. Permitir que el panel de expertos dirima entre el estudio de la CNE y el estudio de la Empresa.	4a	17	9
	b. Encontrar una nueva forma de levantar incongruencias entre estudios de la CNE y las empresas.	4b	20	4
	c. Identificar periodo a periodo las diferencias entre los estudios y crear mecanismos para que en el tiempo se regulen estas materias y no se repitan en periodos futuros.	4c	17	5
	d. Cambiar la regulación para que sólo las empresas realicen estudios tarifarios , pero la CNE provea bases cada día más detalladas, acompañe como mandante los estudios , participe en las definiciones metodológicas y de información, revise, corrija y valide los resultados .	4d	11	11
	e. Buscar una forma o mecanismo con base técnica para resolver conflictos entre regulador y regulado, no sólo en los estudios tarifarios.	4e	19	4
5. Falta de flexibilidad de la tasa de costo de capital . La regulación debiera permitir una tasa que se adapte a las condiciones del mercado .		5	26	3
Ranking Prioridad 5°	a. Utilizar tasas diferenciadas y ajustadas a las condiciones de mercado para los distintos sectores del negocio de distribución que se deseen regular (Los fierros, la comercialización y las actividades que surjan o puedan surgir en futuro que tengan carácter monopólico o con barreras a la competencia).	5a	21	6
	b. Utilizar tasa basada en las mejores prácticas y métodos estándares internacionales y aterrizarlas a la realidad nacional.	5b	20	8



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 19: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (3/5)

Problemas familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica (3 de 5)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
6. El proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución (valor medio de los costos de la red de distribución) requiere mejoras en cuanto a la profundidad, antecedentes utilizados, transparencia,		6	27	1
Ranking Prioridad 4°	a. Estudio tarifario incompleto: sólo llega al Valor Agregado de Distribución y debiera continuar hasta calcular la tarifaria final a pagar.	6a	19	8
	b. Necesidad de realizar estudios previos al estudio tarifario que entreguen antecedentes al estudio (estudios de demanda, estimación de precios, curvas de carga, economías de ámbito) y hacerlos más públicos, transparentes y desafiables.	6b	25	3
	c. Avanzar en el desarrollo creciente de estándares de información a publicar y almacenar por parte de las empresas distribuidoras, para facilitar su propia gestión, la del público y la autoridad, sin olvidar las limitaciones sin olvidar las limitaciones y sobrecostos de las empresas, en particular la de las empresas pequeñas.	6c	26	2
	d. Mejorar la calidad, transparencia y validación de los datos que se utilizan para realizar los estudios, permitiendo una mayor transparencia y fiscalización de los datos.	6d	26	2
	e. Estudio de costos debe ser más frecuente. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.	6e	7	21
	f. Incorporar la posibilidad de una revisión tarifaria más pronta para casos especiales bajo ciertos criterios previamente definidos (cambios importantes en los supuestos podrían gatillar la revisión).	6f	22	5
7. El Valor Agregado de Distribución no refleja el costo real de inversión en distribución.		7	17	9
Ranking Prioridad 10°	a. El Valor Agregado de Distribución debe reflejar el costo eficiente de proveer el servicio , en una zona similar o igual, con las alternativas tecnológicas y de costo disponible y por ello no siempre debe reflejar el costo de inversión.	7a	17	4
	b. Tarificación vía valor nuevo de reemplazo a empresa modelo sobre/sub renta cambios tecnológicos.	7b	9	7
	c. Se debe estudiar formas de mejorar el concepto y metodología del Valor Agregado de Distribución para que este se acerque al costo real de inversión.	7c	18	6
	d. Incorporar situaciones de excepción donde se utilice la inversión real de la empresa en lugar del concepto de valor nuevo de reemplazo.	7d	11	5



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 20: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (4/5)

Problemas familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica (4 de 5)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
8. Falta avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido, en especial en cuanto al esquema tarifario.		8	27	3
Ranking Prioridad 8°	a. Las empresas deberían proponer nuevas tarifas que se ajusten mejor a los clientes que sirven y/o a sus realidades particulares.	8a	14	7
	b. Las empresas debería tener la flexibilidad de proponer al regulador proyectos, programas y planes tanto pilotos como permanentes para explorar oportunidades y capitalizar sus beneficios.	8b	21	4
	c. Desarrollar mecanismos de financiamiento a la innovación en calidad.	8c	24	2
	d. Mayor flexibilidad en el modelo tarifario público-privado para compartir redes con municipalidades .	8d	13	11
	e. El comercializador o distribuidora puede proponer opciones tarifarias adicionales a las existentes que luego sean sometidas a una aprobación del regulador.	8e	22	2
9. Se deben desarrollar tarifas más flexibles , con precios que podrían cambiar en el tiempo , en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas.		9	24	1
Ranking Prioridad 6°	a. Granularidad temporal : Se debe crear un portafolio de tarifas más amplio, como en otros países, incluyendo algunas que se ajusten de mejor forma a las condiciones de oferta y demanda, tarifas que cambian a lo largo del día (horario peak, no-peak), hora o condición de la red promoviendo gestión de la demanda, etc.	9a	24	1
	b. Granularidad espacial o geográfica : avanzar en discriminación espacial para tarificar distinto (ejemplo: aumentar precio donde la generación distribuida agregue más valor y reducir precio donde la generación distribuida induzca sobrecostos o mayores impactos).	9b	17	1
	c. El portafolio base de tarifas lo crea o define el regulador y el comercializador o la distribuidora los aplica .	9c	11	8
	d. Rigidez de tarifas actuales puede impactar en la calidad de servicio al no facilitar mover carga fuera de la punta en todas sus tarifas.	9d	16	2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 21: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (5/5)

Problemas familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica (5 de 5)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
10. Otros: Se debe superar la falta o incongruencia de criterios técnicos y límites arbitrarios en la tarificación para mejorar en el tiempo.		10	21	4
Ranking Prioridad 9°	a. Se debe avanzar en la definición de criterios o metodologías claras y transparentes para definir los diversos parámetros que afectan a la distribución y su tarificación (ejemplo: factores de coincidencia y las horas de uso para los procesos tarifarios).	10a	17	1
	b. Armonización AT-BT : Existen diferencias o incongruencias entre las definiciones tarifarias de BT y AT respecto de mediciones de potencia, armónicos y potencia reactiva .	10b	12	5
	c. Los clientes de las distribuidoras no deberían catalogarse como clientes libres o clientes regulados de acuerdo a un límite arbitrario por lo que esta frontera debe ser revisada. Quizás su regimen tarifario debería depender también de otras condiciones (tamaño, tamaño relativo a la empresa de distribución, perfil de carga u otra condición).	10c	13	9
	d. Revisar la frontera entre PMGDs y generación residencial de acuerdo a criterios técnicos y económicos que reflejen de mejor forma las particularidades de los proyectos y el impacto en la red en que se insertan (100kW es a veces mucho a veces poco).	10d	17	3
	e. Cambiar la definición del voltaje de distribución y estudiar la posibilidad de aumentar el límite de voltaje de la distribución (se podría definir la distribución por el servicio que presta la instalación y no por el nivel de voltaje). Ejemplo: si se distribuye electricidad en 33 kV, entonces esta red sería calificada como de distribución a pesar de superar los 23 kV.)	10e	9	6
	f. Modificar el alcance de la distribuidora, incluyendo el empalme .	10f	11	7
	g. Modificar el alcance de la distribuidora, incluyendo el empalme y el medidor .	10g	11	8
11. Falta avanzar en equidad , tanto en aspectos de tarificación como de calidad .		11	18	11
Ranking Prioridad 11°	a. Incorporar todo el territorio nacional en la equidad tarifaria , incluyendo sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).	11a	11	7
	b. Incorporación de la equidad en calidad como un estándar mínimo para todos los ciudadanos.	11b	13	5

2.2.3.2 Familia B) Remuneración para la distribución del futuro y Familia C) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problema

Al igual que en la Familia A, cada uno de los problemas consolidados de la Familia B) y Familia C) tienen una serie de dimensiones, planteadas muchas veces como alternativas de soluciones parciales. Por ejemplo el Problema N°1 “Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.” Presenta las siguientes cinco dimensiones:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a) Reconocimiento en **las tarifas de nuevas tecnologías** en distribución (Smartgrid, medición inteligente, almacenamiento u otras que se consideren beneficiosas para la red).
- b) La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para **la innovación de** las empresas distribuidoras ante nuevos desarrollos tecnológicos (flexibilidad tarifaria, **incentivos** a la innovación).
- c) Desarrollo de un esquema de **remuneración** basado en el **performance** de la distribuidora que entregue **los incentivos** a habilitar el ingreso de nuevos actores y el desarrollo de nuevos servicios (Ejemplo: meta o premio por conexión de proyectos de generación distribuida).
- d) Desarrollo de un modelo tarifario integral o complementa el existente para permitir la coexistencia de distintos elementos como la **eficiencia energética, calidad**, etc.
- e) Incorporación de **competencia vía benchmarking** entre las distribuidoras en diversos temas de interés como podrían ser la eficiencia económica, calidad, innovación, eficiencia energética, integración de generación distribuida, plazos de conexión, etc.

El problema N°1 asociado a incentivar el cambio de paradigma, es el problema con más alta prioridad y adicionalmente posee un alto grado de acuerdo (29 personas en acuerdo y 0 en desacuerdo) como se presenta en la Tabla 22. Esto también se refleja en las demás dimensiones.

Otro problema que tiene alta prioridad y alto acuerdo es el problemas N°4 (28 acuerdos y 1 desacuerdo). Este problema tiene relación con nuevos esquemas de medición que habiliten nuevas tarifas. Sin embargo, es interesante notar que al preguntar a los participantes respecto a la posibilidad de permitir que cada agente pueda definir libremente las tarifas que ofrece hubo un gran desacuerdo (6 acuerdos y 15 desacuerdos).

A continuación se presenta en la Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24 el listado completo de problemas, sub problemas y sus respectivos números de acuerdo y desacuerdo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 22: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B y C (1/3).

Problemas familia B: Remuneración para la distribución del futuro (1 a 3) & Problemas familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (4 a 8)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
1. Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.		1	29	0
Ranking Prioridad 1°	a. Reconocimiento en las tarifas de nuevas tecnologías en distribución (Smartgrid, medición inteligente, almacenamiento u otras que se consideren beneficiosas para la red).	1a	24	0
	b. La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para la innovación de las empresas distribuidoras ante nuevos desarrollos tecnológicos (flexibilidad tarifaria, incentivos a la innovación).	1b	20	1
	c. Desarrollo de un esquema de remuneración basado en el performance de la distribuidora que entregue los incentivos a habilitar el ingreso de nuevos actores y el desarrollo de nuevos servicios (Ejemplo: meta o premio por conexión de proyectos de generación distribuida).	1c	18	3
	d. Desarrollo de un modelo tarifario integral o complementa el existente para permitir la coexistencia de distintos elementos como la eficiencia energética, calidad, etc.	1d	20	0
	e. Incorporación de competencia vía benchmarking entre las distribuidoras en diversos temas de interés como podrían ser la eficiencia económica, calidad, innovación, eficiencia energética, integración de generación distribuida, plazos de conexión, etc.	1e	17	3
2. Metodología de la “ empresa modelo ” debe cambiar o ajustarse para incluir nuevos servicios que pueda ser ofrecidos por la empresa distribuidora o por algún tercero.		2	19	7
Ranking Prioridad 5°	a. La empresa modelo debería incluir la provisión de nuevos servicios cuando su realidad sea tal que tenga ventajas para ello y la provisión de los mismos tenga claro soporte tecnológico, legal, experiencia mundial, etc.	2a	11	10
	b. La empresa modelo debería sólo incorporar la provisión de los servicios básicos eléctricos y el resto (nuevos servicios) quedar fuera del alcance de la misma.	2b	10	13
3. El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.).		3	21	8
Ranking Prioridad 2°	a. Desarrollar mecanismos para reducir , mitigar o eliminar este riesgo de financiamiento (ejemplo: actualización más frecuente de la tarifa ante cambios importantes de los supuestos).	3a	16	3
	b. Incorporar el aporte de la generación distribuida a la remuneración de las redes de incluyendo los servicios por los que debe pagar.	3b	17	3
	c. Desacoplar de las ganancias de la distribuidora las ventas de energía .	3c	24	1



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 23: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B y C (2/3).

Problemas familia B: Remuneración para la distribución del futuro (1 a 3) & Problemas familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (4 a 8)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
4. Se requieren nuevos esquemas de medición que habiliten nuevas tarifas .		4	28	1
Ranking Prioridad 3°	a. El medidor del usuario residencial es muy simple, se debe avanzar hacia un medidor de muy bajo costo que permita medir por lo menos potencia y energía (para BT1). Esto no significa eliminar la BT1, pero sí entregar la información y habilitaría el cambio si se hace deseable.	4a	21	3
	b. Incorporar medidores inteligentes que habiliten nuevos servicios y modelos de negocio .	4b	26	0
	c. Definir categorías de medidores inteligentes según el flujo de información que permiten.	4c	21	2
	d. Incorporar formas de pago novedosas inspiradas en los mercados de telecomunicaciones como planes, bolsas de energía y prepago.	4d	18	6
	e. Permitir que cada agente (es decir, cada generador distribuido, usuario, agregador, comercializador o cualquier otro agente) pueda definir libremente las tarifas que ofrece para sus servicios.	4e	6	15
	f. Permitir que sólo agentes de mayor envergadura, garantías financieras u otro criterio preestablecido pueda ofertar tarifas libremente (seriedad de las ofertas) .	4f	10	10
	g. Definir el nivel de complejidad que puede alcanzar las tarifas para que las personas las entiendan y puedan reaccionar a sus señales en forma eficiente.	4g	17	5
	h. Permitir el desarrollo de tarifas que permitan la gestión de la demanda .	4h	23	1
	i. Permitir tarifas especiales para vehículos eléctricos , que estén asociadas al vehículo y no al punto de conexión del vehículo a la red.	4i	19	6
	5. Se debe desbloquear el desarrollo de mercados de servicios energéticos a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida.		5	26
Ranking Prioridad 7°	a. Facilitar/desbloquear el surgimiento de mercados descentralizados que permita el desarrollo y transacción de servicios libremente entre los diversos agentes. Quizás se debería estandarizar algunos potenciales contratos para facilitar esta tarea.	5a	17	1
	b. En zonas específicas y acotadas, cuando las condiciones de esas zonas sea tal que se beneficien de ello y paguen sus costos, se podría evaluar la creación de la labor de operador de mercado de distribución (DSO) .	5b	13	7
	c. Se debería normar la potencial interacción de las operaciones de mercados de distribución de algunas zonas con el mercado mayorista de transmisión (CDECs) .	5c	15	4



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 24: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B y C (3/3).

Problemas familia B: Remuneración para la distribución del futuro (1 a 3) & Problemas familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (4 a 8)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
6. La información como servicio: Incentivar la disponibilidad de información que permita tarificar de mejor forma. Se requiere una normativa clara que dé los incentivos correctos a empresas y personas.		6	27	0
Ranking Prioridad 6°	a. Regular la propiedad de la información de cada usuario resguardando su privacidad .	6a	21	1
	b. Transparentar la información y permitir su libre acceso orientada a la toma de decisión de los usuarios, empresas y el regulador.	6b	16	5
	c. Normar la disponibilidad, cantidad y calidad de la información y los indicadores mínimos que deben estar disponibles.	6c	22	0
7. Falta permitir la entrada de nuevos agentes que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente.		7	28	2
Ranking Prioridad 4°	a. Se debe definir formalmente la tarea de agregación de demanda y sus interacciones con los demás agentes.	7a	16	3
	b. El comercializador debe habilitarse para permitir a usuarios menores acceder a nuevos servicios y negocios.	7b	16	6
	c. Se debe habilitar la movilidad eléctrica (que incluye vehículos y el transporte público eléctrico) , pues además podría proveer servicios de respaldo (semejantes a un acumulador de energía) al sistema eléctrico.	7c	21	1
	d. Definir la actividad de gestión agregada de flotas de vehículos eléctricos.	7d	15	4
	e. Habilitar los acumuladores , pues permiten desplazar la carga de punta y proveer regulación de frecuencia .	7e	21	1
	f. Definir las microrredes como solución alternativa o complementaria de suministro energético.	7f	19	2
8. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.		8	19	6
Ranking Prioridad 7°	a. Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos servicios a escala industrial, nuevas tecnologías, etc.	8a	16	1
	b. Promover y financiar la innovación y el desarrollo de concursos tecnológicos que permitan el desarrollo competitivo y de muy bajo costo de nuevos servicios desde su conceptualización temprana.	8b	18	0
	c. Facilitar el acceso al crédito a bajas tasas para la inversión inicial o de prueba de nuevos servicios en los sistemas de distribución.	8c	10	7
	d. Subsidiar temporalmente tecnologías específicas de alto beneficio social o que permita habilitar otros servicios y modelos de negocio.	8d	10	8
	e. Crear instrumentos que favorezcan transitoriamente a ciertos actores, tecnologías y/o servicios resulta arbitrario, injusto con el resto del mercado e ineficiente y debe evitarse.	8e	10	7



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.3 Validación y priorización de problemas consolidados del Grupo 3

En esta subsección se presentan para el grupo N°3 los resultados de los problemas con mayor prioridad, los problemas con más acuerdos y los problemas con más desacuerdos. Esto resultados mantienen las familias de problemas definidas para el grupo N°3 durante el taller N°1 (Familia A: “Los habilitadores de Nuevos Negocios”; Familia B: “Los nuevos modelos de negocios”).

2.3.1 FAMILIA A) LOS HABILITADORES DE NUEVOS NEGOCIOS Y FAMILIA B) LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIOS: PRIORIZACIÓN OBTENIDA DE FORMULARIOS

A continuación se presenta la Tabla 25 con los problemas de ambas familias (familia A y familia B) ordenados en forma decreciente en función de la suma ponderada de las 5 mayores prioridades. Esta ponderación se hizo de tal forma de asignar un peso más alto a los problemas más prioritarios o más relevantes. Particularmente, se definió que al problema con primera prioridad se le asignó un peso de 5, al problema con segunda prioridad un peso de 4 y así sucesivamente hasta llegar al problema con quinta prioridad al que se le asigna un peso de uno.

El problema N°5, que busca una regulación flexible para la entrada de nuevos agentes y servicios, resultó ser el más preferente. Continúan los problemas N°1 que busca separar los mercados monopólicos de los competitivos y en tercer lugar el problema N°2 que trata el riesgo de financiamiento de la red por la entrada masiva de generación distribuida. A su vez, el problema menos preferido corresponde al N° 6 de los instrumentos transitorios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 25: Listado de los problemas con mayor prioridad acumulada de la familia A y familia B en conjunto. Se usaron las siguientes ponderaciones de los problemas: 5 para la 1era prioridad, 4 para la 2da, 3 para la 3era, 2 para la 4ª y 1 para la 5ª prioridad.

Problemas familia A: Los Habilitadores de nuevos negocios (1 a 6) & Problemas familia B: Los nuevos modelos de negocios (7 a 13)	Votos asistentes					Suma ponderada prioridades
	1era	2da	3era	4ta	5ta	
5. Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable).	21	7	3	1	4	148
1. Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente.	9	8	2	4	3	94
2. El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la cantidad de energía consumida por los usuarios.	5	5	3	3	2	62
7. Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.	2	6	7	2	1	60
10. Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores.	1	3	4	7	4	47
3. Falta avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido en esto.	1	2	4	8	2	43
11. Falta establecer una plataforma de información que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. Los nuevos negocios, la mayor competencia y los beneficios que se generen de ello no se aprovecharán si no existe toda la información y educación a los actores.	0	3	5	3	6	39
9. Falta eliminar las barreras que hoy existen a la eficiencia energética y falta crear incentivos para su implementación.	0	2	5	3	7	36
4. Se deben desarrollar tarifas más flexibles , con precios que podrían cambiar en el tiempo , en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas.	1	0	6	1	6	31
8. Falta desbloquear o habilitar los nuevos modelos de negocios utilizados para desarrollar la generación distribuida reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar.	1	3	1	4	1	29
13. Falta regular la integración vertical en la distribución.	0	1	0	3	1	11
12. Falta definir si se permitirá la integración horizontal en la industria.	0	0	1	1	3	8
6. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.	0	0	0	2	1	5

Debido a que el ranking anterior está basado en la suma ponderada de las 5 primeras prioridades, lo que es una decisión arbitraria (se pudo haber escogido cualquier otra forma de ordenar como por ejemplo haber sumado directamente las 5 primeras prioridades, lo que habría cambiado el orden), se presenta a continuación la información completa para cada problema (la cantidad de acuerdos y desacuerdos y sus respectivas votaciones).

El problema con mayor grado de acuerdo (que a su vez es el problema con primera prioridad) corresponde al N°5 sobre la necesidad de una regulación flexible que habilite la entrada de



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

nuevos agentes y nuevos servicios sustentables con 37 votos de acuerdo y 0 en desacuerdo. Le sigue el problema N° 10 que busca habilitar o incentivar la instalación de medidores más inteligentes y su recambio (con 35 acuerdos y 1 desacuerdo). Por último, se destaca que el problema que obtuvo un mayor desacuerdo respecto de todos es el problema N°6 sobre creación de instrumentos transitorios con 24 acuerdos y 12 desacuerdos. A continuación, se presenta en la Tabla 26 y Tabla 27 la lista completa (para ambas familias) de problemas, con los números de acuerdo y desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 26: Priorización de los problemas de la familia A.

Problemas familia A: Los Habilitadores de nuevos negocios	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad													Suma de prioridad			
	N°	A	D	Alta			Media			Baja							Alta	Media	Baja
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-13
1. Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente.	1	34	2	9	8	2	4	3	3	2	3	2	1	1	0	0	19	10	9
2. El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la cantidad de energía consumida por los usuarios.	2	29	8	5	5	3	3	2	1	1	4	2	1	2	3	1	13	6	14
3. Falta avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido en esto.	3	33	3	1	2	4	8	2	2	2	3	3	0	2	2	3	7	12	15
4. Se deben desarrollar tarifas más flexibles , con precios que podrían cambiar en el tiempo , en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas.	4	32	3	1	0	6	1	6	5	4	2	3	4	2	2	0	7	12	17
5. Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable).	5	37	0	21	7	3	1	4	2	0	0	0	0	0	1	0	31	7	1
6. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.	6	24	12	0	0	0	2	1	6	5	2	2	2	0	1	2	0	9	14



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 27: Priorización de los problemas de la familia B.

Problemas familia B: Los nuevos modelos de negocios	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad											Suma de prioridad					
	N°	A	D	Alta			Media			Baja					Alta	Media	Baja		
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-8
7. Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.	7	30	9	2	6	7	2	1	3	2	2	2	4	1	0	0	15	6	11
8. Falta desbloquear o habilitar los nuevos modelos de negocios utilizados para desarrollar la generación distribuida reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar.	8	34	2	1	3	1	4	1	5	9	4	3	2	1	1	0	5	10	20
9. Falta eliminar las barreras que hoy existen a la eficiencia energética y falta crear incentivos para su implementación.	9	34	2	0	2	5	3	7	0	3	4	3	2	3	0	0	7	10	15
10. Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores.	10	35	1	1	3	4	7	4	3	1	4	0	3	2	3	1	8	14	14
11. Falta establecer una plataforma de información que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. Los nuevos negocios, la mayor competencia y los beneficios que se generen de ello no se aprovecharán si no existe toda la información y educación a los actores.	11	33	3	0	3	5	3	6	4	3	1	4	4	1	1	1	8	13	15
12. Falta definir si se permitirá la integración horizontal en la industria.	12	32	1	0	0	1	1	3	4	3	4	6	2	7	3	0	1	8	25
13. Falta regular la integración vertical en la distribución.	13	23	10	0	1	0	3	1	2	2	3	3	6	2	2	3	1	6	21

2.3.2 VALIDACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS CON SUS DIMENSIONES

Al agrupar problemas similares en solo uno, se generaron una serie de variantes del mismo problema, las que en adelante se llaman **dimensiones**. Cada uno de los **13 problemas consolidados** presentados anteriormente, ofrece ahora una serie de **dimensiones**, planteadas muchas veces como variantes del mismo **problema** o como alternativas de **solución**, pues muchas veces los participantes de los talleres formularon problemas acompañados de su propuesta de solución.

La lista completa de problemas consolidados (enumerados del 1 a 13) con todas sus dimensiones (identificados con las letras a, b, c...) se presenta a continuación.

PROBLEMAS FAMILIA A) LOS HABILITADORES DE NUEVOS NEGOCIOS

- **Nuevo Paradigma: Separar mercados monopólicos de mercados competitivos**
- 1) Falta reconocer que **existen mercados de servicios** que son inherentemente **monopólicos y otros** que no, pudiendo ser **competitivos** dentro de los sistemas de distribución. En estos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

últimos podría ser económicamente **eficiente fomentar la competencia** a través de nuevos **modelos de negocio** donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente.

- a) Desbloquear el desarrollo de **nuevos modelos de negocio** al **separar** el servicio (básico) de distribución de energía de la **red** de los **nuevos servicios** energéticos como generación distribuida, comercialización, agregación, cogeneración, transporte eléctrico, microrredes, etc.
 - b) Muchos de los **nuevos modelos de negocio** pueden desarrollarse en **mercados competitivos**, aunque deben ser monitoreados.
 - c) **Liberalizar** todo lo que pueda hacerse con **mayor competencia** (antiguos y nuevos servicios).
 - d) Reconocer que parte de los **servicios** ofrecidos por la **red** de distribución deben **seguir** regulándose **como monopolios**.
 - e) Crear **mecanismos** que **incentiven** o premien el desarrollo de **nuevos modelos de negocio**.
 - f) Generar una **plataforma** de **servicios** que **habilite la competencia** y permita el desarrollo de nuevos **modelos de negocio** con una amplia gama de elección de tarifas y significativa transparente.
 - g) **Desbloquear** la **competencia** para **clientes libres** que se encuentran dentro de las áreas de concesión.
 - h) **Definir** el **rol** de la **distribuidora** en la futura regulación con múltiples servicios.
 - i) En un esquema desregulado faltaría realizar un **seguimiento** de la **oferta y** de la **demand**a para ver el comportamiento de los mercados de los nuevos servicios. (Servicio de monitoreo de mercado).
- 2) El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la **cantidad de energía consumida** por los usuarios.
- a) Desarrollar **mecanismos** para **reducir**, mitigar o eliminar este **riesgo** de **financiamiento** (ejemplo: actualización más frecuente de la tarifa ante cambios importantes de los supuestos de integración de generadores distribuidos).
 - b) **Incorporar** el aporte de la **generación distribuida** a la **remuneración de las redes** incluyendo los servicios por los que debe pagar.
 - c) **Desacoplar** de las **ganancias** de la distribuidora las **ventas de energía**.
- **Libertad para fijar Tarifas**
- 3) Falta avanzar más en temas de **flexibilidad tarifaria** para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido en esto.
- a) Las **empresas** deberían tener la **flexibilidad** de **proponer** al regulador **proyectos, programas y planes** tanto pilotos como permanentes para explorar oportunidades y capitalizar sus beneficios.
 - b) Las **empresas** deberían **proponer nuevas tarifas** que se ajusten mejor a sus clientes y/o realidades particulares.
 - c) Desarrollar mecanismos para que las empresas puedan **financiar al menos parcialmente la innovación**.
 - d) El **comercializador o distribuidora** puede **proponer opciones tarifarias adicionales a las existentes** que luego sean sometidas a una aprobación del regulador.
 - e) La regulación debe permitir a las empresas tener cierto grado de **flexibilidad** adicional para adaptarse a las **condiciones particulares** de la zona y de los clientes que sirve.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 4) Se deben desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían **cambiar en el tiempo**, en distintas **zonas** de la red o bajo ciertas condiciones críticas:
 - a) **Granularidad temporal**: Se debe crear un **portafolio de tarifas** más amplio, como en otros países, incluyendo algunas que se ajusten de mejor forma a las condiciones de oferta y demanda, **tarifas que cambian a lo largo del día** (horario peak, no-peak), **hora o condición de la red** promoviendo gestión de la demanda, etc.
 - b) **Granularidad espacial o geográfica**: avanzar en **discriminación espacial** para tarifificar distinto (ejemplo: aumentar precio donde la generación distribuida agregue más valor y reducir precio donde la generación distribuida induzca sobrecostos o mayores impactos).
 - c) **El portafolio base de tarifas lo crea o define el regulador** y el **comercializador** o la distribuidora los aplica.
 - d) **Rigidez de tarifas** actuales puede impactar en la **calidad de servicio** al **no facilitar mover carga fuera de la punta** en todas sus tarifas.
 - e) **Tarifas reflectivas**: **Permitir** que cada **tarifa corresponda** a un **servicio** (Ejemplo: el servicio que ofrece la red de distribución a sus usuarios de disponer de una cierta capacidad para retirar energía debe reflejarse en su tarifa, la cual debe ser por unidad de potencia).
- **Regulación Flexible que habilita nuevos modelos de negocio**
- 5) Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una **regulación flexible** que **habilite** la **entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables** (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de **mecanismos** que fomenten la **innovación** y la **competencia** cuando sea aplicable).
 - a) **Incentivar** la **innovación** en toda la actividad de distribución.
 - b) **Fomentar la calidad a través de nuevos modelos de negocio**.
 - c) Avanzar en temas relacionados con la **eficiencia energética** a través de **nuevos modelos de negocio** y educación de la población.
 - d) La **regulación y fiscalización** deben adaptarse y considerar la diversidad de **realidades del territorio** nacional.
 - e) **Regular** la entrada de las **figuras de comercializador y agregador**.
 - f) **Permitir la entrada de nuevos modelos de negocio** que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente (por ejemplo: movilidad eléctrica, acumuladores, microrredes u otros que puedan aparecer en el futuro).
 - g) Si debe **dotar** a la **autoridad** con personal y/o **recursos para regular, monitorear y fiscalizar** a los nuevos mercados, servicios y agentes, que se desarrollen a través de nuevos modelos de negocio.
 - h) Permitir el **desarrollo de nuevos modelos de negocio** para la **electrificación de comunidades aisladas** como un mecanismo posible, complementado quizás a través de **licitaciones y subsidios** (programa de electrificación rural).
 - i) Incentivar la **generación distribuida** sustentable al penalizar la emisión de contaminantes con **impuestos verdes**.
- 6) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a) **Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos** que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos modelos de negocio a escala industrial.
- b) **Promover y financiar la innovación y el desarrollo de concursos tecnológicos** que permitan el desarrollo competitivo y de muy bajo costo de nuevos modelos de negocio desde su conceptualización temprana.
- c) Facilitar el **acceso al crédito a bajas tasas** para la inversión inicial o prueba de **nuevos modelos de negocio** en la distribución.
- d) **Subsidiar temporalmente tecnologías específicas** de alto beneficio social o que permita habilitar otros servicios y modelos de negocio.
- e) **Crear instrumentos que favorezcan** transitoriamente a **ciertos actores**, tecnologías y/o servicios **resulta arbitrario, injusto** con el resto del mercado e ineficiente y debe evitarse.

PROBLEMAS FAMILIA B) LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

- **Comercialización, Generación Distribuida (GD) y Eficiencia energética (EE)**

- 7) Falta **introducir el comercializador** para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.
 - a) La **comercialización** puede ser un segmento que **vaya más allá de** las **ola compra/venta** de energía, habilitando la oferta de nuevos servicios, como por ejemplo, desconexión de carga, servicios de confiabilidad de red (servicios complementarios), gestión de demanda, etc.
 - b) Se debe buscar una manera en que el potencial nuevo esquema de **comercialización respete** los **contratos de suministro ya firmados**.
 - c) Falta que el **cliente** pueda elegir el **tipo de generación que desea consumir** a través del comercializador. Algunas personas podrían estar dispuestas a pagar más sólo energías específicas, como por ejemplo, no contaminantes.
 - d) Permitir que los **comercializadores** realicen la **agregación de demanda** para desbloquear este negocio y permitirles integrar su tecnología, modelos de negocio y valor agregado. Caso clásico, agregando cadenas de supermercados o grandes consumidores para negociar precios y viabilizar despliegue de su tecnología (Ej.: Desconexión rápida de carga).
 - e) Si se piensa incluir **comercializadores**, la **SEC** debe tener los **recursos** para llevar a cabo la fiscalización de estos nuevos agentes.
 - f) La regulación debería permitir que los **municipios** u otros actores del sector **público** participen de la **comercialización**.
- 8) Falta desbloquear o habilitar los nuevos **modelos de negocios** utilizados para desarrollar la **generación distribuida** reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar.
 - a) No solo se debe **desbloquear la GD**, sino que se debe **fomentar en el país**.
 - b) Hoy es difícil para un **consumidor acceder a energía limpia** (Ej.: paneles solares) y poder integrarla masivamente a la generación distribuida. La nueva regulación debe permitir nuevas modalidades técnicas y arreglos comerciales para generación



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- distribuida (GD): **generación en zonas comunes para múltiples usuarios** (cómo solución para departamentos y comunidades) o **GD instalada en terrenos alejados**.
- c) La **GD** podría contribuir a la **seguridad energética** y calidad de servicio. Esto debe ser reconocido, cuantificado y remunerado.
 - d) Revisar la **potencia máxima** para la generación bajo la Ley de **Netbilling de 100 kW**, ya que limita el desarrollo de nuevos negocios.
 - e) Fomentar la **Generación Distribuida** usando la **empresa que mejor precio y/o calidad** ofrezca a los clientes a través del comercializador.
 - f) El modelo de negocio de venta de energía a **precio estabilizado** al que pueden optar los PMGD crea subsidios cruzados no deseables.
- 9) Falta **eliminar** las **barreras** que hoy existen a la eficiencia energética y falta **crear incentivos** para su implementación.
- a) Crear **incentivos explícitos** a la **distribuidora** que aumenten su **remuneración** una vez que alcancen ciertas **metas** de EE preestablecidas.
 - b) Crear **incentivos a la EE a clientes finales** cuyos resultados sean trazables, medibles y verificables.
 - c) Fomentarla **educación en eficiencia energética** para motivar a la población y difundir **las mejores prácticas**.
 - d) Apoyar programas para el **recambio de equipos más eficientes** energéticamente en hogares y en la industria (ejemplos: refrigerador, luminarias, motores).
 - e) **Reconocer equipos más eficientes energéticamente en remuneración** de las **distribuidoras** aunque estos sean más caros.
 - f) Crear **iniciativas piloto** que permitan **probar nuevos modelos de negocio** que aumenten la **eficiencia energética** de los usuarios.
 - g) Fomentarla **eficiencia energética más allá de la eficiencia eléctrica**, incorporando los **sistemas térmicos** y aspectos de **construcción y arquitectura**.
 - h) Incentivar las **auditorías energéticas** para permitir **identificar oportunidades** para la eficiencia energética.
 - i) Obligar a ciertas empresas e industrias a capitalizar parte su potencial de EE, aprovechar sus oportunidades y no solo auditarlas.
 - j) Obligar a ciertas empresas o industrias a **establecer sistemas de medición** y gestión energética (para medir, verificar e identificar EE).
 - k) **Facilitar la inversión inicial, el acceso al crédito y reducir el riesgo** de las **compañías de servicios energéticos (ESCOs)** que invierten en equipos y sistemas para mejorar la eficiencia de sus clientes y obtienen utilidades como parte de los ahorros logrados.
 - l) **Desacoplar las ventas de los ingresos de las distribuidoras** ya que desincentiva la eficiencia energética.
 - m) Generar un sistema de **certificados blancos** para que los clientes (industriales, comerciales, etc.) puedan vender/comprar sus proyectos de EE. (similar a los certificados de reducción de emisiones) y generar un mercado competitivo de EE.
- **Información, medidor y tecnología de la información**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 10) Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de **medidores más inteligentes** y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y **levantar mayor información** que permita planificar la red y ofrecer **nuevos servicios** a los consumidores.
- a) Los **medidores más avanzados o inteligentes** deberían **actualizarse solo en las zonas y/o tipos de clientes donde su utilización los beneficia directamente**. Se debe estudiar cuando y bajo qué condiciones el cambio se hace conveniente.
 - b) La **propiedad del medidor** debe quedar en manos de la **empresa** que realice la lectura (**comercializador/ distribuidora**) y responsable de la información para facturación y la calidad de servicio comercial.
 - c) La **propiedad del medidor** debe quedar en manos de **cliente** quien debe poder elegir entre varias tecnologías y proveedores certificados. Esto permite generar competencia y posibles nuevos servicios asociados al mismo medidor.
 - d) Las **características mínimas** que deben tener los **medidores más avanzados o inteligentes** deben estudiarse y quedar establecidas en la regulación (ej.: medición de potencia y energía, medición horaria de consumo, armónicos, capacidad de lectura remota, capacidad de corte y reposición remoto, etc.) para poder garantizar ciertas prestaciones mínimas además de permitir mejorar la calidad de servicio.
 - e) Existe el desafío de avanzar hacia **medidores inteligentes**, estableciendo metas claras para el **recambio de medidores en todo el país**.
 - f) La **instalación de medidores inteligentes** debe hacerse con la **aprobación** de las **personas** y el **servicio básico** de energía se debe **mantener** con el **medidor actual** para no introducir mayores costos a personas vulnerables.
- 11) Falta establecer una **plataforma de información** que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. Los nuevos negocios, la mayor competencia y los beneficios que se generen de ello no se aprovecharán si no existe toda la información y educación a los actores.
- a) La nueva regulación debe asegurar que la información sea **veraz y oportuna y de calidad al consumidor final**. El **cliente tiene que estar informado** de cómo y cuándo consume, cuánto se le cobra, qué calidad recibe, cuántas serán sus compensaciones, a quién acudir en caso de problemas, entre otras alternativas que se definan como relevantes.
 - b) La implementación de una **plataforma de información** debe ir necesariamente acompañada por **campañas de educación a los consumidores** finales para que se pueda aprovechar al máximo dicha plataforma.
 - c) La información que manejan los distintos oferentes del mercado no es homogénea como tampoco transversal, generando dificultades para la correcta toma de decisiones. Se debe desarrollar un proceso de **homogenización de información entre instituciones y empresas**, tanto de conceptos como de formatos.
 - d) El **procesamiento, uso y la protección de datos** es relevante hoy y lo será más aun en el futuro. La regulación debe contemplar protocolos de seguridad y **seguridad informática** de la red en coordinación con la autoridad competente (quizás telecomunicaciones).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- e) La propiedad de la información generada por la generación / consumo de los usuarios debe mantenerse en los consumidores.
 - f) El procesamiento masivo de la información debe ser realizado por terceros ajenos al negocio de la distribución / generación para evitar conflictos de interés y minimizar barreras de entrada.
 - g) El costo del procesamiento de la información debe ser incorporado a la tarifa de todos los usuarios de forma transparente.
- **Integración horizontal, vertical y con otros sectores**
- 12) Falta definir si se permitirá la **integración horizontal** en la industria.
- a) Regular la **integración de la distribuidora con la medición comercial** de los consumos e inyecciones de los usuarios. (imponerla, limitarla, condicionarla, etc.).
 - b) Estudiar potenciales limitaciones a la **integración de la distribuidora con nuevos servicios** (cómo gestión de la demanda) evitando posiciones dominantes.
 - c) **Permitir la integración horizontal** aprovechando economías ámbito entre **servicios eléctricos (nuevos y existentes)**.
 - d) Incorporar en el **alcance de la distribuidora el empalme**, es decir, que el empalme sea también responsabilidad de la distribuidora.
 - e) Incorporar en el alcance de la distribuidora el empalme y **también el medidor**. El medidor debe ser de la distribuidora.
 - f) Definir si se debe **regular** a las empresas **distribuidoras como empresa consolidada (por grupo económico) o individualmente** para cada concesión.
 - g) **Permitir la integración horizontal** aprovechando economías de ámbito entre **servicios eléctricos y otros servicios** como **calor y frío (ej.: calefacción, aire acondicionado), agua o gas**.
 - h) Falta que la regulación permita **integrar el transporte y los servicios eléctricos**, habilitando tarifas especiales para autos eléctricos, transporte público eléctrico e incluso flotas de vehículos que adicionalmente presten servicios de respaldo a la red.
 - i) Permitir el **desarrollo** de una **plataforma**, basada en tecnologías de información y **comunicación**, que centralicen las **mediciones de múltiples servicios básicos** a través de medidores inteligentes multiservicios tales como: gas, agua, calor y frío, electricidad, entre otros.
 - j) **Infraestructura de distribución eléctrica debe aprovecharse para proveer internet**.
- 13) Falta regular la integración vertical en la distribución.
- a) Regular la **integración** de la **generación** con la **comercialización** (sin necesariamente tener que separarlas) cautelando una sana competencia en cada sector y evitando posible poder de mercado.
 - b) Las **empresas dueñas de activos de distribución no deberían comercializar** energía, la comercialización debería ser realizada por una empresa separada e independiente de la distribución.
 - c) Es necesario estudiar las potenciales **limitaciones** de las empresas **distribuidoras con la generación distribuida**.
 - d) Falta definir si los límites de la integración vertical exigirán sólo una **separación entre empresas** (distintos RUT) o si esta **separación** será para los **conglomerados** o grupos energéticos completos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Sobre estas mismas dimensiones de los problemas los participantes de los talleres debieron manifestar su acuerdo o desacuerdo, levantándose una estadística que se presenta a continuación.

2.3.2.1 Familia A) Los habilitadores de nuevos negocios: Validación (acuerdo/desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problemas

Tal como se menciona anteriormente, cada uno de los **problemas consolidados** tienen una serie de **dimensiones**. Un ejemplo es el problema N° 5 “Para el desarrollo de nuevos modelos de negocios se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable),” el equipo PUC presentó las siguientes 9 dimensiones:

- a. Incentivar la innovación en toda la actividad de distribución.
- b. Fomentar la calidad a través de nuevos modelos de negocio.
- c. Avanzar en temas relacionados con la eficiencia energética a través de nuevos modelos de negocios y educación de la población.
- d. La regulación y fiscalización deben adaptarse y considerar la diversidad de realidades del territorio nacional.
- e. Regular la entrada de las figuras de comercializador y agregador.
- f. Permitir la entrada de nuevos modelos de negocio que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente (por ejemplo: movilidad eléctrica, acumuladores, microrredes u otros que puedan aparecer en el futuro).
- g. Si debe dotar a la autoridad con personal y/o recursos para regular, monitorear y fiscalizar a los nuevos mercados, servicios y agentes, que se desarrollen a través de nuevos modelos de negocio.
- h. Permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio para la electrificación de comunidades aisladas como un mecanismo posible, complementado quizás a través de licitaciones y subsidios (programa de electrificación rural).
- i. Incentivar la generación distribuida sustentable al penalizar la emisión de contaminantes con impuestos verdes.

Para cada una de las dimensiones de cada problema, los participantes debieron indicar su acuerdo/desacuerdo (y no su prioridad). Así, en algunos problemas hay un gran acuerdo así como en sus dimensiones como es el caso del problema N°1 (monopolio y competencia) y el problema N°2 (riesgo financiero de distribuidoras por entrada de generación distribuida). En otros casos se encontró un gran acuerdo en el problema pero en algunas de sus dimensiones se presentó mayor desacuerdo y viceversa. De entre todos los problemas, el N° 5 (flexibilidad



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

regulatoria) destaca por ser el más votado y, en general, tener un gran acuerdo y bajo desacuerdo (37 acuerdos y 0 desacuerdos). Sin embargo, existe desacuerdo en la creación de una penalización de emisiones de contaminantes para incentivar la generación distribuida con impuestos verdes. (10 acuerdos y 14 desacuerdos).

A continuación se presenta en la Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30 el listado completo de problemas con sus respectivas dimensiones, con los números de acuerdo y desacuerdo.

Tabla 28: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (1/3)

Problemas familia A: Los habilitadores de nuevos negocios (1 de 3)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
1. Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente.		1	34	2
Ranking Prioridad 2°	a. Desbloquear el desarrollo de nuevos modelos de negocio al separar el servicio (básico) de distribución de energía de la red de los nuevos servicios energéticos como generación distribuida, comercialización, agregación, cogeneración, transporte eléctrico, microrredes, etc.	1a	29	6
	b. Muchos de los nuevos modelos de negocio pueden desarrollarse en mercados competitivos , aunque deben ser monitoreados.	1b	32	3
	c. Liberalizar todo lo que pueda hacerse con mayor competencia (antiguos y nuevos servicios).	1c	24	10
	d. Reconocer que parte de los servicios ofrecidos por la red de distribución deben seguir regulándose como monopolios .	1d	32	2
	e. Crear mecanismos que incentiven o premien el desarrollo de nuevos modelos de negocio .	1e	22	9
	f. Generar una plataforma de servicios que habilite la competencia y permita el desarrollo de nuevos modelos de negocio con una amplia gama de elección de tarifas y significativa transparente.	1f	30	2
	g. Desbloquear la competencia para clientes libres que se encuentran dentro de las áreas de concesión.	1g	23	6
	h. Definir el rol de la distribuidora en la futura regulación con múltiples servicios.	1h	27	5
	i. En un esquema desregulado faltaría realizar un seguimiento de la oferta y de la demand a para ver el comportamiento de los mercados de los nuevos servicios. (Servicio de monitoreo de mercado).	1i	27	3
	2. El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la cantidad de energía consumida por los usuarios.		2	29
Ranking Prioridad 3°	a. Desarrollar mecanismos para reducir , mitigar o eliminar este riesgo de financiamiento (ejemplo: actualización más frecuente de la tarifa ante cambios importantes de los supuestos de integración de generadores distribuidos).	2a	23	5
	b. Incorporar el aporte de la generación distribuida a la remuneración de las redes incluyendo los servicios por los que debe pagar.	2b	26	6
	c. Desacoplar de las ganancias de la distribuidora las ventas de energía .	2c	33	1



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 29: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (2/3)

Problemas familia A: Los habilitadores de nuevos negocios (2 de 3)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
3. Falta avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido en esto.		3	33	3
Ranking Prioridad 6°	a. Las empresas deberían tener la flexibilidad de proponer al regulador proyectos, programas y planes tanto pilotos como permanentes para explorar oportunidades y capitalizar sus beneficios.	3a	27	3
	b. Las empresas deberían proponer nuevas tarifas que se ajusten mejor a sus clientes y/o realidades particulares.	3b	29	4
	c. Desarrollar mecanismos para que las empresas puedan financiar al menos parcialmente la innovación .	3c	23	6
	d. El comercializador o distribuidora puede proponer opciones tarifarias adicionales a las existentes que luego sean sometidas a una aprobación del regulador.	3d	29	4
	e. La regulación debe permitir a las empresas tener cierto grado de flexibilidad adicional para adaptarse a las condiciones particulares de la zona y de los clientes que sirve.	3e	34	1
4. Se deben desarrollar tarifas más flexibles , con precios que podrían cambiar en el tiempo , en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas:		4	32	3
Ranking Prioridad 9°	a. Granularidad temporal : Se debe crear un portafolio de tarifas más amplio, como en otros países, incluyendo algunas que se ajusten de mejor forma a las condiciones de oferta y demanda, tarifas que cambian a lo largo del día (horario peak, no-peak), hora o condición de la red promoviendo gestión de la demanda, etc.	4a	32	0
	b. Granularidad espacial o geográfica : avanzar en discriminación espacial para tarifcar distinto (ejemplo: aumentar precio donde la generación distribuida agregue más valor y reducir precio donde la generación distribuida induzca sobrecostos o mayores impactos).	4b	21	8
	c. El portafolio base de tarifas lo crea o define el regulador y el comercializador o la distribuidora los aplica .	4c	9	18
	d. Rigidez de tarifas actuales puede impactar en la calidad de servicio al no facilitar mover carga fuera de la punta en todas sus tarifas.	4d	18	5
	e. Tarifas reflectivas : Permitir que cada tarifa corresponda a un servicio (Ejemplo: el servicio que ofrece la red de distribución a sus usuarios de disponer de una cierta capacidad para retirar energía debe reflejarse en su tarifa, la cual debe ser por unidad de potencia).	4e	18	4



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 30: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (3/3)

Problemas familia A: Los habilitadores de nuevos negocios (3 de 3)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
5. Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable).		5	37	0
Ranking Prioridad 1°	a. Incentivar la innovación en toda la actividad de distribución.	5a	35	0
	b. Fomentar la calidad a través de nuevos modelos de negocio.	5b	33	2
	c. Avanzar en temas relacionados con la eficiencia energética a través de nuevos modelos de negocio y educación de la población.	5c	33	1
	d. La regulación y fiscalización deben adaptarse y considerar la diversidad de realidades del territorio nacional.	5d	35	0
	e. Regular la entrada de las figuras de comercializador y agregador .	5e	25	9
	f. Permitir la entrada de nuevos modelos de negocio que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente (por ejemplo: movilidad eléctrica, acumuladores, microrredes u otros que puedan aparecer en el futuro).	5f	36	1
	g. Si debe dotar a la autoridad con personal y/o recursos para regular, monitorear y fiscalizar a los nuevos mercados, servicios y agentes, que se desarrollen a través de nuevos modelos de negocio.	5g	21	4
	h. Permitir el desarrollo de nuevos modelos de negocio para la electrificación de comunidades aisladas como un mecanismo posible, complementado quizás a través de licitaciones y subsidios (programa de electrificación rural).	5h	25	2
	i. Incentivar la generación distribuida sustentable al penalizar la emisión de contaminantes con impuestos verdes .	5i	10	14
	6. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.		6	24
Ranking Prioridad 13°	a. Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos modelos de negocio a escala industrial.	6a	16	9
	b. Promover y financiar la innovación y el desarrollo de concursos tecnológicos que permitan el desarrollo competitivo y de muy bajo costo de nuevos modelos de negocio desde su conceptualización temprana.	6b	23	4
	c. Facilitar el acceso al crédito a bajas tasas para la inversión inicial o prueba de nuevos modelos de negocio en la distribución.	6c	12	14
	d. Subsidiar temporalmente tecnologías específicas de alto beneficio social o que permita habilitar otros servicios y modelos de negocio.	6d	13	13
	e. Crear instrumentos que favorezcan transitoriamente a ciertos actores , tecnologías y/o servicios resulta arbitrario, injusto con el resto del mercado e ineficiente y debe evitarse.	6e	14	13



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.3.2.2 Familia B) Los nuevos modelos de negocio

Al igual que en la Familia A, cada uno de los problemas consolidados de la Familia B tienen una serie de dimensiones, planteadas muchas veces como alternativas de soluciones parciales al mismo problema. Por ejemplo, el Problema N°7 “Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios,” presenta las siguientes dimensiones:

- a) La comercialización puede ser un segmento que vaya más allá de la sola compra/venta de energía, habilitando la oferta de nuevos servicios, como por ejemplo, desconexión de carga, servicios de confiabilidad de red (servicios complementarios), gestión de demanda, etc.
- b) Se debe buscar una manera en que el potencial nuevo esquema de comercialización respete los contratos de suministro ya firmados.
- c) Falta que el cliente pueda elegir el tipo de generación que desea consumir a través del comercializador. Algunas personas podrían estar dispuestas a pagar más sólo energías específicas, como por ejemplo, no contaminantes.
- d) Permitir que los comercializadores realicen la agregación de demanda para desbloquear este negocio y permitirles integrar su tecnología, modelos de negocio y valor agregado. Caso clásico, agregando cadenas de supermercados o grandes consumidores para negociar precios y viabilizar despliegue de su tecnología (Ej.: Desconexión rápida de carga).
- e) Si se piensa incluir comercializadores, la SEC debe tener los recursos para llevar a cabo la fiscalización de estos nuevos agentes.
- f) La regulación debería permitir que los municipios u otros actores del sector público participen de la comercialización

Para la familia B) se destaca el problema 10 que tiene relación con la necesidad de habilitar o instalar medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores. Este problema es el segundo con más acuerdo (35 acuerdos y 1 desacuerdo). Sin embargo, existe polémica respecto a la propiedad del medidor (21 acuerdos y 10 desacuerdos) y la necesidad de aprobación del usuario para su instalación (10 acuerdos y 21 desacuerdos). Todo esto refleja la discusión que también se dio durante el taller.

A continuación se presenta en las Tabla 31, Tabla 32, Tabla 33 y Tabla 34 el listado completo de problemas con sus dimensiones y números de acuerdo y desacuerdo para cada una de ellas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 31: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B (1/4).

Problemas familia B: Los nuevos modelos de negocio (1 de 4)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
7. Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.		7	30	9
Ranking Prioridad 4°	a. La comercialización puede ser un segmento que vaya más allá de la sola compra/venta de energía, habilitando la oferta de nuevos servicios, como por ejemplo, desconexión de carga, servicios de confiabilidad de red (servicios complementarios), gestión de demanda, etc.	7a	29	4
	b. Se debe buscar una manera en que el potencial nuevo esquema de comercialización respete los contratos de suministro ya firmados .	7b	29	3
	c. Falta que el cliente pueda elegir el tipo de generación que desea consumir a través del comercializador. Algunas personas podrían estar dispuestas a pagar más sólo energías específicas, como por ejemplo, no contaminantes.	7c	28	5
	d. Permitir que los comercializadores realicen la agregación de demanda para desbloquear este negocio y permitirles integrar su tecnología, modelos de negocio y valor agregado. Caso clásico, agregando cadenas de supermercados o grandes consumidores para negociar precios y viabilizar despliegue de su tecnología (Ej.: Desconexión rápida de carga).	7d	23	4
	e. Si se piensa incluir comercializadores , la SEC debe tener los recursos para llevar a cabo la fiscalización de estos nuevos agentes.	7e	31	1
	f. La regulación debería permitir que los municipios u otros actores del sector público participen de la comercialización .	7f	13	16
8. Falta desbloquear o habilitar los nuevos modelos de negocios utilizados para desarrollar la generación distribuida reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar.		8	34	2
Ranking Prioridad 10°	a. No solo se debe desbloquear la GD , sino que se debe fomentar en el país .	8a	17	8
	b. Hoy es difícil para un consumidor acceder a energía limpia (Ej.: paneles solares) y poder integrarla masivamente a la generación distribuida. La nueva regulación debe permitir nuevas modalidades técnicas y arreglos comerciales para generación distribuida (GD): generación en zonas comunes para múltiples usuarios (cómo solución para departamentos y comunidades) o GD instalada en terrenos alejados .	8b	24	2
	c. La GD podría contribuir a la seguridad energética y calidad de servicio. Esto debe ser reconocido, cuantificado y remunerado.	8c	20	5
	d. Revisar la potencia máxima para la generación bajo la Ley de Netbilling de 100 kW , ya que limita el desarrollo de nuevos negocios.	8d	16	9
	e. Fomentar la Generación Distribuida usando la empresa que mejor precio y/o calidad ofrezca a los clientes a través del comercializador.	8e	11	11
	f. El modelo de negocio de venta de energía a precio estabilizado al que pueden optar los PMGD crea subsidios cruzados no deseables.	8f	10	11



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 32: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B (2/4).

Problemas familia B: Los nuevos modelos de negocio (2 de 4)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
9. Falta eliminar las barreras que hoy existen a la eficiencia energética y falta crear incentivos para su implementación.		9	34	2
Ranking Prioridad 8°	a. Crear incentivos explícitos a la distribuidora que aumenten su remuneración una vez que alcancen ciertas metas de EE preestablecidas.	9a	18	10
	b. Crear incentivos a la EE a clientes finales cuyos resultados sean trazables, medibles y verificables.	9b	25	5
	c. Fomentarla educación en eficiencia energética para motivar a la población y difundir las mejores prácticas .	9c	31	0
	d. Apoyar programas para el recambio de equipos más eficientes energéticamente en hogares y en la industria (ejemplos: refrigerador, luminarias, motores).	9d	23	8
	e. Reconocer equipos más eficientes energéticamente en remuneración de las distribuidoras aunque estos sean más caros.	9e	16	12
	f. Crear iniciativas piloto que permitan probar nuevos modelos de negocio que aumenten la eficiencia energética de los usuarios.	9f	25	3
	g. Fomentarla eficiencia energética más allá de la eficiencia eléctrica , incorporando los sistemas térmicos y aspectos de construcción y arquitectura .	9g	29	1
	h. Incentivar las auditorías energéticas para permitir identificar oportunidades para la eficiencia energética.	9h	22	5
	i. Obligar a ciertas empresas e industrias a capitalizar parte su potencial de EE, aprovechar sus oportunidades y no solo auditarlas.	9i	13	15
	j. Obligar a ciertas empresas o industrias a establecer sistemas de medición y gestión energética (para medir, verificar e identificar EE).	9j	18	11
	k. Facilitar la inversión inicial, el acceso al crédito y reducir el riesgo de las compañías de servicios energéticos (ESCOs) que invierten en equipos y sistemas para mejorar la eficiencia de sus clientes y obtienen utilidades como parte de los ahorros logrados.	9k	16	11
	l. Desacoplar las ventas de los ingresos de las distribuidoras ya que desincentiva la eficiencia energética.	9l	26	0
	m. Generar un sistema de certificados blancos para que los clientes (industriales, comerciales, etc.) puedan vender/comprar sus proyectos de EE. (similar a los certificados de reducción de emisiones) y generar un mercado competitivo de EE.	9m	14	9



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 33: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B (3/4)

Problemas familia B: Los nuevos modelos de negocio (3 de 4)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
10. Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores.		10	35	1
Ranking Prioridad 5°	a. Los medidores más avanzados o inteligentes deberían actualizarse solo en las zonas y/o tipos de clientes donde su utilización los beneficia directamente . Se debe estudiar cuando y bajo qué condiciones el cambio se hace conveniente.	10a	16	12
	b. La propiedad del medidor debe quedar en manos de la empresa que realice la lectura (comercializador/ distribuidora) y responsable de la información para facturación y la calidad de servicio comercial.	10b	21	10
	c. La propiedad del medidor debe quedar en manos de cliente quien debe poder elegir entre varias tecnologías y proveedores certificados. Esto permite generar competencia y posibles nuevos servicios asociados al mismo medidor.	10c	10	21
	d. Las características mínimas que deben tener los medidores más avanzados o inteligentes deben estudiarse y quedar establecidas en la regulación (ej.: medición de potencia y energía, medición horaria de consumo, armónicos, capacidad de lectura remota, capacidad de corte y reposición remoto, etc.) para poder garantizar ciertas prestaciones mínimas además de permitir mejorar la calidad de servicio.	10d	26	4
	e. Existe el desafío de avanzar hacia medidores inteligentes , estableciendo metas claras para el recambio de medidores en todo el país .	10e	22	4
	f. La instalación de medidores inteligentes debe hacerse con la aprobación de las personas y el servicio básico de energía se debe mantener con el medidor actual para no introducir mayores costos a personas vulnerables.	10f	13	14
11. Falta establecer una plataforma de información que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. Los nuevos negocios, la mayor competencia y los beneficios que se generen de ello no se aprovecharán si no existe toda la información y educación a los actores.		11	33	3
Ranking Prioridad 7°	a. La nueva regulación debe asegurar que la información sea veraz y oportuna y de calidad al consumidor final . El cliente tiene que estar informado de cómo y cuándo consume, cuánto se le cobra, qué calidad recibe, cuántas serán sus compensaciones, a quién acudir en caso de problemas, entre otras alternativas que se definan como relevantes.	11a	29	1
	b. La implementación de una plataforma de información debe ir necesariamente acompañada por campañas de educación a los consumidores finales para que se pueda aprovechar al máximo dicha plataforma.	11b	25	2
	c. La información que manejan los distintos oferentes del mercado no es homogénea como tampoco transversal, generando dificultades para la correcta toma de decisiones. Se debe desarrollar un proceso de homogenización de información entre instituciones y empresas , tanto de conceptos como de formatos.	11c	22	4
	d. El procesamiento, uso y la protección de datos es relevante hoy y lo será más aun en el futuro. La regulación debe contemplar protocolos de seguridad y seguridad informática de la red en coordinación con la autoridad competente (quizás telecomunicaciones).	11d	26	1
	e. La propiedad de la información generada por la generación / consumo de los usuarios debe mantenerse en los consumidores.	11e	16	8
	f. El procesamiento masivo de la información debe ser realizado por terceros ajenos al negocio de la distribución / generación para evitar conflictos de interés y minimizar barreras de entrada.	11f	14	12
	g. El costo del procesamiento de la información debe ser incorporado a la tarifa de todos los usuarios de forma transparente.	11g	18	6



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 34: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B (4/4).

Problemas familia B: Los nuevos modelos de negocio (4 de 4)		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
12. Falta definir si se permitirá la integración horizontal en la industria.		12	32	1
Ranking Prioridad 12°	a. Regular la integración de la distribuidora con la medición comercial de los consumos e inyecciones de los usuarios. (imponerla, limitarla, condicionarla, etc.).	12a	20	5
	b. Estudiar potenciales limitaciones a la integración de la distribuidora con nuevos servicios (cómo gestión de la demanda) evitando posiciones dominantes.	12b	22	5
	c. Permitir la integración horizontal aprovechando economías ámbito entre servicios eléctricos (nuevos y existentes) .	12c	20	4
	d. Incorporar en el alcance de la distribuidora el empalme , es decir, que el empalme sea también responsabilidad de la distribuidora.	12d	19	4
	e. Incorporar en el alcance de la distribuidora el empalme y también el medidor . El medidor debe ser de la distribuidora.	12e	17	10
	f. Definir si se debe regular a las empresas distribuidoras como empresa consolidada (por grupo económico) o individualmente para cada concesión.	12f	22	7
	g. Permitir la integración horizontal aprovechando economías de ámbito entre servicios eléctricos y otros servicios como calor y frío (ej.: calefacción, aire acondicionado), agua o gas .	12g	23	3
	h. Falta que la regulación permita integrar el transporte y los servicios eléctricos , habilitando tarifas especiales para autos eléctricos, transporte público eléctrico e incluso flotas de vehículos que adicionalmente presten servicios de respaldo a la red.	12h	24	2
	i. Permitir el desarrollo de una plataforma , basada en tecnologías de información y comunicación , que centralicen las mediciones de múltiples servicios básicos a través de medidores inteligentes multiservicios tales como: gas, agua, calor y frío, electricidad, entre otros.	12i	23	3
	j. Infraestructura de distribución eléctrica debe aprovecharse para proveer internet .	12j	20	5
13. Falta regular la integración vertical en la distribución.		13	23	10
Ranking Prioridad 11°	a. Regular la integración de la generación con la comercialización (sin necesariamente tener que separarlas) cautelando una sana competencia en cada sector y evitando posible poder de mercado.	13a	19	7
	b. Las empresas dueñas de activos de distribución no deberían comercializar energía, la comercialización debería ser realizada por una empresa separada e independiente de la distribución.	13b	10	17
	c. Es necesario estudiar las potenciales limitaciones de las empresas distribuidoras con la generación distribuida .	13c	18	7
	d. Falta definir si los límites de la integración vertical exigirán sólo una separación entre empresas (distintos RUT) o si esta separación será para los conglomerados o grupos energéticos completos.	13d	20	6



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.4 Validación y priorización de problemas consolidados del Grupo 4

En esta subsección se presentan para el grupo N°4 los resultados de los problemas con mayor prioridad, los problemas con más acuerdos y los problemas con más desacuerdos. Esto resultados mantienen las familias de problemas definidas para el grupo N°4 durante el taller N°1. Familia A) “Planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios”, Familia B) “Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición” y Familia C) “Futuro Lejano: Gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica”. Estas 3 familias fueron tratadas conjuntamente en la priorización.

2.4.1 RANKING DE PRIORIDAD FAMILIA A, FAMILIA B Y FAMILIA C

A continuación se presenta la Tabla 35 con los problemas de las 3 familias (familia A, familia B y familia C) ordenados en forma decreciente en función de la suma ponderada de las 5 mayores prioridades (se muestran las más prioritarias primero). Esta ponderación se hizo de tal forma de asignar un peso a cada problema que sea mayor a medida que sea más prioritario (más relevante). Particularmente se definió que al problema con primera prioridad se le asignó un peso de 5, al problema con segunda prioridad un peso de 4 y así sucesivamente hasta llegar al problema con quinta prioridad al que se le asigna un peso de uno.

El problema N°4, que busca una regulación flexible para la entrada de nuevos servicios y agentes, resulta con la mayor prioridad. Muy por debajo vienen los problema N°3 sobre el reconocimiento que no todos los servicios de distribución tienen carácter monopólico, y en tercer lugar está el problema N°6 sobre la falta de incentivos a la GD y la autogeneración. Cabe señalar que el Problema N°4 sobre flexibilidad de la regulación obtiene una suma ponderada de prioridades muy por sobre el segundo lugar (134 y 94) lo que muestra que es una temática que los participantes consideran fundamental.

A su vez, el problema de menor prioridad corresponde al N° 12 sobre permitir a la agregación de demanda ofrecer servicios al servicio mayorista con una suma ponderada de prioridades muy baja (10). Se destaca que otra temática de baja prioridad para los participantes es la mejora en los canales de comunicación y participación. Se debe tener en cuenta que esta baja prioridad podría explicarse debido a que los participantes consideran este tema no apto para tratarlo a nivel legal.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 35: Listado de los problemas con mayor prioridad acumulada de la familia A, familia B y familia C en conjunto. Se usaron las siguientes ponderaciones de los problemas: 5 para la 1era prioridad, 4 para la 2da, 3 para la 3era, 2 para la 4ª y 1 para la 5ª prioridad.

Familia A: Planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios (1 a 5) Familia B: Futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición (6 a 10) Familia C: Futuro lejano: gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica (11 a 13)	Votos asistentes					Suma ponderada prioridades
	1era	2da	3era	4ta	5ta	
4. Se requiere una regulación flexible que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para	15	11	3	2	2	134
3. Reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).	9	7	4	2	3	92
6. Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.	5	3	10	6	3	82
8. Las tarifas y precios deben ser lo suficientemente flexibles para adaptarse a las necesidades de los clientes en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes.	2	6	4	10	5	71
1. Falta integrar la regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial (urbana y rural) y de otros sectores como por ejemplo urbanismo, arquitectura y	7	4	1	4	4	66
9. Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores.	1	1	8	6	4	49
5. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.	2	3	5	2	3	44
7. La entrada masiva de GD orientada a autoabastecimiento aumenta el riesgo de financiamiento de la red, provocando que los usuarios sin GD deban financiarla cada vez más. La futura regulación debe corregir esta situación.	2	3	3	5	3	44
10. La regulación debe incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación , desde el consumidor final hasta las mismas redes.	0	4	3	3	5	36
13. Falta Desarrollo de una regulación que habilite y facilite la entrada de movilidad	3	1	3	2	4	36
11. Falta facilitar la gestión de demanda eléctrica a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la “respuesta de la demanda” .	0	0	1	4	7	18
2. Falta mejorar los canales de comunicación y participación entre la ciudadanía y los agentes de los sistemas de distribución eléctrica.	0	2	2	1	1	17
12. Permitir la agregación de la demanda para ofrecer servicios al sistema mayorista (sistema interconectado) y mejorar el acceso y generar nuevos servicios en la red.	1	0	1	0	2	10

Debido a que el ranking anterior está basado en la suma ponderada de las primeras 5 primeras prioridades, lo que es una decisión arbitraria (podría haberse escogido cualquier otra forma de priorizar como por ejemplo haber sumado directamente las 5 primeras prioridades, lo que hubiera cambiado el orden), se presenta a continuación la información completa para cada problema (la cantidad de acuerdos y desacuerdos y las votaciones para cada prioridad).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Cabe destacar que todos los problemas de la familia A muestran un alto grado de acuerdo, incluso el problema N°1 acerca de la integración con la regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial que obtuvo una prioridad menor comparado con el problema N° 4 acerca de la necesidad de una regulación flexible (que obtuvo la más alta prioridad con 29 votaciones de alta prioridad). De forma similar, en la familia B hay un alto grado de acuerdo, destacando el Problema N° 8 sobre la flexibilidad de las tarifas con 36 acuerdos y 0 desacuerdos y el Problema N° 6 sobre incentivos a la GD que 36 acuerdos y 2 desacuerdos. Finalmente la familia C también muestra un alto grado de acuerdo, pero al mismo tiempo problemas de baja prioridad en general lo que parece ser razonable dado que la familia C corresponde a temáticas asociadas al futuro más lejano (respuesta de la demanda, agregación de demanda y movilidad eléctrica). A continuación se presenta en la Tabla 36, Tabla 37 y Tabla 38 la lista completa (para las 3 familias) de problemas, con los números de acuerdo y desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 36: Priorización de los problemas de la familia A.

Problemas familia A: Planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios	N°	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad													Suma de prioridad		
		A	D	Alta			Media			Baja							Alta	Media	Baja
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13			
1. Falta integrar la regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial (urbana y rural) y de otros sectores como por ejemplo urbanismo, arquitectura y construcción.	1	38	1	7	4	1	4	4	3	3	3	2	2	0	1	3	12	11	14
2. Falta mejorar los canales de comunicación y participación entre la ciudadanía y los agentes de los sistemas de distribución eléctrica.	2	29	2	0	2	2	1	1	3	0	2	3	8	7	2	2	4	5	24
3. Reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).	3	27	4	9	7	4	2	3	1	2	2	2	2	2	1	1	20	6	12
4. Se requiere una regulación flexible que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para ello.	4	36	2	15	11	3	2	2	3	2	1	2	0	1	0	0	29	7	6
5. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.	5	25	5	2	3	5	2	3	2	2	4	2	0	1	6	2	10	7	17



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 37: Priorización de los problemas de la familia B.

Problemas familia B: Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición	N°	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad													Suma de prioridad		
		A	D	Alta			Media			Baja							Alta	Media	Baja
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-8
6. Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.	6	36	2	5	3	10	6	3	2	1	1	1	2	4	1	0	18	11	10
7. La entrada masiva de GD orientada a autoabastecimiento aumenta el riesgo de financiamiento de la red, provocando que los usuarios sin GD deban financiarla cada vez más. La futura regulación debe corregir esta situación.	7	30	6	2	3	3	5	3	1	3	2	0	2	3	2	5	8	9	17
8. Las tarifas y precios deben ser lo suficientemente flexibles para adaptarse a las necesidades de los clientes en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.	8	36	0	2	6	4	10	5	3	4	0	0	4	0	1	0	12	18	9
9. Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores.	9	31	2	1	1	8	6	4	3	3	2	2	1	2	1	1	10	13	12
10. La regulación debe incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación, desde el consumidor final hasta las mismas redes.	10	32	3	0	4	3	3	5	2	2	6	5	0	2	1	1	7	10	17

Tabla 38: Priorización de los problemas de la familia C.

Problemas familia C: Futuro lejano: gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica	N°	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad													Suma de prioridad		
		A	D	Alta			Media			Baja							Alta	Media	Baja
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-8
11. Falta facilitar la gestión de demanda eléctrica a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la “respuesta de la demanda”.	11	30	3	0	0	1	4	7	7	5	1	2	2	3	2	2	1	18	17
12. Permitir la agregación de la demanda para ofrecer servicios al sistema mayorista (sistema interconectado) y mejorar el acceso y generar nuevos servicios en la red.	12	24	3	1	0	1	0	2	1	4	5	6	3	3	3	3	2	3	27
13. Falta Desarrollo de una regulación que habilite y facilite la entrada de movilidad eléctrica.	13	28	3	3	1	3	2	4	4	1	1	2	3	1	5	2	7	10	15

2.4.2 VALIDACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS CON SUS DIMENSIONES

Al agrupar problemas similares en solo uno, se generaron una serie de variantes del mismo problema, las que en adelante se llaman **dimensiones**. Cada uno de los **13 problemas consolidados** presentados anteriormente, ofrece ahora una serie de **dimensiones**, planteadas muchas veces como variantes del mismo **problema** o como alternativas de **solución**, pues



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

muchas veces los participantes de los talleres formularon problemas acompañados de su propuesta de solución.

La lista completa de problemas consolidados (enumerados del 1 a 13) con todas sus dimensiones (identificados con las letras a, b, c...) se presenta a continuación.

PROBLEMAS FAMILIA A) PLANIFICACIÓN TERRITORIAL, URBANISMO, INTEGRACIÓN DE LA CIUDADANÍA Y DESAFÍOS REGULATORIOS

- **Integración con otros sectores y relación con la ciudadanía**

1) Falta integrar la **regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial** (urbana y rural) y de otros sectores como por ejemplo urbanismo, arquitectura y construcción.

- a) Incorporar a la **planificación y expansión de las redes** de distribución eléctrica **restricciones y consideraciones** que se relacionen con las regulaciones de **urbanismo y planificación territorial** tanto en zonas urbanas como rurales (ejemplos: planes regionales de ordenamiento territorial, plan de borde costero, planes de desarrollo comunal y planos reguladores). Esto permite que su desarrollo no afecte a sectores económicos locales claves como por ejemplo el turismo. Asimismo, se deben armonizar procesos de otros sectores para conversar de mejor forma el sistema de distribución.
- b) Incorporar **nuevas normativas eléctricas** en la regulación del **crecimiento de las ciudades** (municipalidades) o armonizarlas. Por ejemplo, incorporar diseños resilientes ante catástrofes naturales (tsunami).
- c) Permitir la ampliación a múltiples giros de las empresas de infraestructura (electricidad, gas, comunicaciones, etc.) para permitir resolver múltiples problemas de manera integrada
- d) Facilitar en la **construcción de nuevas viviendas** la adopción de tecnologías sustentables de generación (ej.: permitir, por ejemplo, integrar sistemas de generación a créditos hipotecarios, dimensionar nuevos alimentadores e infraestructura teniendo presente el desarrollo de GD, etc.)
- e) Incluir planes de suministro eléctrico para **comunidades aisladas en los planes de ordenamiento regional y planes de desarrollo comunal** a través de la extensión de los sistemas eléctricos de distribución o a través de microredes locales.
- f) Al reformar la **Ley General Urbanismo y Construcción** se deben **incorporar** profesionales que sepan de los **temas energéticos** y viceversa.
- g) **Regular el uso y pago del apoyo en poste** en casos en que la infraestructura se ve afectada, como es el caso del **tendido masivo de conductores de telecomunicaciones**.
- h) **Facilitar la integración de ductos entre distintos sectores** económicos para reducir y facilitar las faenas de instalación, reparación y mejoras (ejemplo: ducto integrado entre sanitarias, telecomunicaciones y eléctricas).

- **Participación, comunicación y sistema de reclamos**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2) Falta mejorar los **canales de comunicación y participación** entre la ciudadanía y los agentes de los sistemas de distribución eléctrica.

- a) Desarrollar **participación pública** a través de las instancias que defina la **planificación territorial**.
- b) Desarrollo de instancias de **participación para temas específicos y de gran relevancia** para los sistemas de distribución eléctrica.
- c) **Simplificar el lenguaje** asociado al sector eléctrico que pretenda informar o difundir contenidos de interés público o educar al público en general, haciéndolo comprensible y accesible. Para este fin se requiere aplicar una simplificación léxica, estandarización de conceptos, desde la generadora a la distribuidora. Se debe evitar siglas, términos en inglés (netbilling, netmetering), uso de números de Ley, etc.
- d) Mejorar la **información en la boleta** de los **usuarios que inyectan** a la red. Indicar cuantitativamente las inyección en la boleta.
- e) Permitir y facilitar la **integración de múltiples servicios en una boleta** (integrando por ejemplo electricidad, agua, gas y otros servicios básicos)
- f) **Mejorar las mediciones de satisfacción de los clientes**, incorporando más indicadores, y estableciendo incentivos a las distribuidoras o comercializadores para mejorarlos.
- g) Mejorar la resolución de reclamos o conflictos, tales como errores en el cobro e implementar **mecanismos de compensación** rápidos y eficientes.
- h) **Educar** a la población en temas relacionados con **eficiencia energética** para facilitar su adopción.

• Regulación para la habilitación de servicios del futuro

3) Reconocer que **no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopolístico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).

- a) Se debe incentivar el desarrollo de mercados libres y abiertos para **todos los servicios donde pueda existir competencia** y la distribuidora no debe estar vinculada **de ninguna manera** a estos nuevos agentes y servicios, pues esta es la única manera de evitar conflictos de interés, eliminar barreras de entrada y asegurar un mercado competitivo y eficiente.
- b) La **comercialización** de los servicios básicos (venta de energía y potencia) **debe mantenerse exclusivamente en las distribuidoras** pues la complejidad y costos de introducir múltiples comercializadores no se justifica ya que con el actual modelo de licitaciones con grandes volúmenes de energía difícilmente los comercializadores podrán ofrecer menores precios de energía para el usuario. Los **nuevos servicios** que agregan valor al usuario deben ser entregados por nuevos agentes diferentes a la distribuidora.
- c) La **comercialización debe separarse de las distribuidoras** y al mismo tiempo se debe **mantener el modelo de licitaciones** actual que permite obtener bajos precios. Estos grandes contratos de energía, en vez de transferirse a las distribuidoras se deben transferir a los nuevos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

comercializadores, aprovechando la energía renovable a bajo costo y desbloqueando el desarrollo de nuevos negocios a partir de la comercialización.

- d) Licitación para construir a menores costos: La **nueva infraestructura de la red de distribución** puede ser provista por terceros agentes para lograr reducir costos (en la práctica son muchas veces contratistas los que hacen las obras). Por ejemplo, si se realiza una planificación vinculante la **nueva infraestructura podría licitarse**, como se hace hoy exitosamente en la transmisión o si se requiere la instalación de un regulador de voltaje en algún punto de la red también puede ser licitado al menor precio y se tarifica según pliego CNE o de otra forma.
- e) Los nuevos servicios y **tecnologías podrían licitarse** en coordinación con la distribuidora y el regulador trabajando bases de licitación conjuntamente para asegurar el beneficio de los usuarios.
- f) La nueva regulación **debe desbloquear la competencia** para clientes libres que se encuentran dentro de las áreas de concesión.
- g) En un esquema desregulado faltaría **realizar un seguimiento de la oferta y de la demanda** para ver el comportamiento de los mercados de todos los nuevos servicios y asegurar que los servicios supuestamente competitivos efectivamente lo sean y tomar acciones oportunas en caso contrario (Servicio de monitoreo de mercado realizado por una entidad independiente y pagado por todos los usuarios).

4) Se requiere una **regulación flexible** que permita la entrada paulatina en el tiempo de **nuevos servicios y nuevos agentes** sin que se requieran cambios de orden legal para ello

- a) Una regulación flexible debe **definir mecanismos y procedimientos para habilitar nuevos servicios** y modelos de negocios, **sin llegar a definir o reglar dichos servicios**. Es decir, más allá del servicio base o tradicional, la Ley no debe definir qué negocios son permitidos sino que establecer el proceso por el cual estas iniciativas son aprobadas/rechazadas y cómo deberían establecerse las condiciones de operación.
- b) La regulación flexible **no debe definir todos los agentes**, sino que esto debe estar en los reglamentos de manera de hacer más rápido y simple agregar nuevos tipos de agentes o definirlos de manera más general.
- c) La definición **legal** debe limitarse a los **agentes básicos, como el gestor de los fierros**, la comercialización básica (compra / venta de energía y potencia) y agentes adicionales genéricos o nuevo agentes, que se detallan en el reglamento.
- d) Dar cierta posibilidad de **autogestión a las regiones**, puesto que las realidades y necesidades de las distintas zonas son a veces muy diferentes y los locales tienen mejor conocimiento de ellas, permitiendo reglas más aterrizadas a sus realidades.
- e) La nueva regulación debe partir habilitando la revisión y eventual **eliminación de las rigideces de la actual regulación** (ej.: definición de niveles de media tensión de distribución, potencia límites o umbrales, tiempo para cambiarse de tipo de tarifa o de tipo de cliente, etc.)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- f) Una regulación flexible tiene que ser **simple**, que genere una **base estructural** de cómo debe desarrollarse el negocio distribución. Se debe poder actualizar rápidamente, y debe evitar regular hasta el extremo detalle los componentes del mercado. Se debe definir el rol del distribuidor como mantenedor de la red, y reglamentar de manera simple cómo se puede participar de esta red.
- g) Una regulación flexible debe **establecer incentivos a la distribuidora** para que estas posibiliten los nuevos servicios y negocios.
- h) La regulación debe forzar el **levantamiento de información** por parte de la distribuidora (y reconocer los costos de dicho levantamiento en la tarifa), pero al mismo tiempo **forzar la liberalización y apertura de dicha información**. Esto facilita la entrada de nuevos agentes y servicios.

5) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.

- a) **Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos** que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos modelos de negocio a escala industrial.
- b) Se debe planificar una migración **hacia sistemas inteligentes** iniciando por los puntos donde sea más beneficioso tanto económica como socialmente. Debe ser un proceso largo, pero se debe buscar que la red sea 100% “Smart” al largo plazo. La red inteligente permitirá la digitalización de mercado y con eso obtener grandes eficiencias y posibilidades de nuevos negocio.
- c) **Promover y financiar la innovación** y el desarrollo de concursos tecnológicos que permitan el desarrollo competitivo y de muy bajo costo de nuevos modelos de negocio desde su conceptualización temprana.
- d) Facilitar el **acceso al crédito a bajas tasas** para la inversión inicial o **prueba de nuevos modelos de negocio** en la distribución.
- e) **Subsidiar temporalmente tecnologías** específicas con potencialmente alto beneficio social que permita habilitar otros servicios.
- f) **No favorecer a ciertos actores, tecnologías y/o servicios**, pues sería arbitrario, injusto con el resto del mercado e ineficiente y debe evitarse.

PROBLEMAS FAMILIA B) LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO CERCANO: GENERACIÓN DISTRIBUIDA, TARIFAS Y MEDICIÓN

- **Faltan incentivos a la generación distribuida (GD)**

6) Falta **incentivar la GD** y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.

- a) No sólo se debe **desbloquear la GD (simplificar trámites, regular los estudios y sus costos, etc.)** sino que se debe **fomentar en todo el país**, valorando su aporte a la red en todo ámbito (energía,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

menores emisiones, seguridad energética, provisión de potencia, servicios complementarios, etc.).

- b) Se deben desarrollar mecanismos que **incentiven** la GD **donde se necesite** y la habilite (sin incentivar) en las demás zonas. Esto podría hacerse mediante diferentes mecanismos. Por ejemplo, mediante diferenciaciones especiales en los costos de conexión y uso del sistema, incluso teniendo un costo negativo (se premia por conectarse) en lugares donde los beneficios del GD reduzcan pérdidas, mejoren la estabilidad, provea de servicios complementarios, etc.
 - c) Permitir que la generación distribuida pueda acceder a todo tipo de **contratos** para comercializar la energía de **largo plazo, mediano plazo o incluso en tiempo real y** accediendo a diferentes compradores (clientes libres, comercializadores, etc.).
 - d) La nueva regulación debe permitir nuevas modalidades técnicas y arreglos comerciales para potenciar la generación distribuida (GD) limpia. Ejemplos: facilitar la generación de un tercero, **generación comunitaria** (cómo solución para departamentos y comunidades), **etc.**
 - e) **Fomentar herramientas o plataformas educativas y colaborativas** para que la ciudadanía se informe, aprenda, se asocie y desarrolle proyectos comunitarios.
 - f) Algunos **clientes libres en el área de concesión** de la distribuidora **difícilmente acceden a ofertas competitivas de suministro de GD** pues su información técnica y comercial no está disponible y los desarrolladores tienen dificultades accediendo a ellos.
 - g) Se debe permitir el desarrollo de **subastas/licitaciones de servicios** de red otorgados por la **GD** a nivel de distribución.
 - h) Promover el desarrollo de **subastas o licitaciones comunitarias** para entregarles a los vecinos la **opción de instalar techos solares** a muy bajo costo y cumpliendo un buen estándar de calidad y seguridad.
- **Generación distribuida y financiamiento de la red**
 - 7) La **entrada masiva de GD** orientada a autoabastecimiento aumenta el riesgo de financiamiento de la red, provocando que los usuarios sin GD deban financiarla cada vez más. La futura regulación debe corregir esta situación.
 - a) Se requiere **desacoplar las ganancias de la distribuidora de las ventas de energía** a medida que el universo de los que participan de la remuneración de las redes se reduce.
 - b) El timing del desacople debe estudiarse cuidadosamente, pues si se realiza hoy los usuarios de menor consumo (y probablemente lo más vulnerables) podrían ver aumentados sus pagos.
 - c) **Evitar** dentro de lo posible los **subsidios cruzados** que impiden que los precios coincidan con los costos. Hoy tenemos varios subsidios cruzados, por ejemplo los cargos unitarios, el cálculo de los costos promedio de distribución y la equidad tarifaria.
 - d) Incorporar la **generación distribuida** en los **procedimientos y estudios** que definan la **remuneración** de la red y las **tarifas** a usuarios finales.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- e) Los **generadores distribuidos residenciales (BT1)** deberían pagar un **cargo de distribución adicional** para compensar a las distribuidoras que los conecta y remunerar así la red que usa, evitando el traspaso de este agujero económico a sus vecinos.
 - f) Falta establecer un **cobro por uso de la red a todos los GD** (en función de su potencia conectada, inyectada, energía u otra).
 - g) La distribuidora debería **desarrollar alimentadores más robustos** y de mayor capacidad en las zonas con alto potencial **para generadores renovables** (PMGDs solares, eólicos, hidráulicos, etc.) para integrarlos a bajo costo.
 - h) Cuando existe **poca capacidad de red**, sólo se debería **tramitar la conexión de generadores (PMGD) que tienen todos sus permisos y financiamiento listos**, para evitar que proyectos inmaduros o no viables entorpezcan el desarrollo de mejores proyectos.
- **Más y mejores opciones tarifarias**
 - 8) Las **tarifas y precios** deben ser lo **suficientemente flexibles** para **adaptarse** a las **necesidades de los clientes** en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos
 - a) Fomentar **múltiples esquemas tarifarios** eliminando la rigidez actual.
 - b) Al **liberalizar la comercialización** se deben **liberalizar las tarifas** también, para dejar actuar la competencia por la provisión de nuevos servicios
 - c) Al liberalizar la comercialización se debe **mantener una tarifa básica regulada** (tarifa de último recurso) para proteger a quien no quiera cambios de tarifas ni de suministrador.
 - d) Deben existir **tarifas que incentiven al cliente a mover carga** fuera de punta de tal forma de aprovechar la infraestructura de red disponible.
 - e) Presentar a cada cliente la **descomposición del precio final** que paga de acuerdo a los servicios que se le presta (servicio de transporte de la energía en la red de distribución hasta la MT, servicio adicional de transporte hasta la BT, servicio de medición, servicio de facturación, y servicio de comercialización, etc.).
 - f) Las **tarifas debe entregar señales a los usuarios** y a los dueños de generación distribuida para ubicar sus instalaciones (por ejemplo, donde exista congestión y no donde ya exista exceso de oferta).
 - g) **Mantener tarifas constantes y estables** en el tiempo para permitir estabilidad suficiente para las inversiones de largo plazo en generación (tanto de gran escala como de pequeña escala).
 - h) **Incluir un cobro a las personas** que permita financiar a lo menos parcialmente la innovación. Este cobro podría estar dirigido a las personas con **mayor consumo** o las que utilizan más tecnología
 - i) Permitirle a las tarifas y precios adaptarse a las necesidades y realidades de cada zona del país, evitando la estandarización completa del pliego tarifario (no necesariamente todas las distribuidoras deben ofrecer las mismas tarifas).
 - **Medición inteligente**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 9) Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de **medidores más inteligentes** y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y **levantar mayor información** que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer **nuevos servicios** a los consumidores.
- a) Avanzar hacia un **medidor que al menos mida potencia y energía** para dimensionar el impacto del uso real en las redes.
 - b) La **instalación de medidores inteligentes** debe hacerse con la **aprobación** de las **personas** y el **servicio básico** de energía se debe **mantener** con el **medidor actual** para no introducir mayores costos a personas vulnerables.
 - c) Se debe avanzar hacia **medidores inteligentes para todos los clientes**, estableciendo metas claras para el **recambio de medidores en todo el país**. Esta es la única forma de digitalizar la red y levantar información completa. Los clientes vulnerables que no se benefician de estas medidas deben ser subsidiados para compensar su pérdida.
 - d) Los **medidores más avanzados** o inteligentes deberían actualizarse **solo en las zonas y clientes** donde su utilización **los beneficia directamente**. Se debe estudiar cuando y bajo qué condiciones el cambio se hace conveniente.
 - e) Las **características mínimas** que deben tener los **medidores más avanzados o inteligentes** deben estudiarse y quedar establecidas en la regulación (ej.: medición de potencia y energía, medición horaria de consumo, armónicos, capacidad de lectura remota, capacidad de corte y reposición remoto, etc.) para garantizar ciertas prestaciones mínimas además de permitir mejorar la calidad de servicio.
 - f) La **propiedad del medidor** debe quedar en manos de la **empresa** que realice la lectura (**comercializador/ distribuidora**) y responsable de la información para facturación y la calidad de servicio comercial.
 - g) La **propiedad del medidor** debe quedar en manos del **cliente**, quien debe poder elegir entre varias tecnologías y proveedores certificados. Esto permite generar competencia y posibles nuevos servicios asociados al mismo medidor.
 - h) Permitir el desarrollo de una **plataforma de información** que **integre los servicios básicos de edificios y viviendas** (electricidad, gas, agua, calefacción entre otros) aprovechando las economías de ámbito y habilitando nuevos servicios.
 - i) Regular para **evitar una monopolización de la información** de los datos de los smart meters. El acceso a esa información deberían estar disponibles para todos los usuarios y no sólo para algunos.
- 10) La regulación debe **incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación**, desde el consumidor final hasta las mismas redes
- a) Promover la **innovación a través de la creación de un “Innovation hub”** que involucre tanto a las **distribuidoras, universidades, instituciones gubernamentales y también al ciudadano** en



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

desafíos de innovación. De esta manera la innovación se instala en el mundo eléctrico y no es sólo por una temporada, sino que llega para quedarse.

- b) Incentivar a **consumidores libres o de consumo significativo (agregado)** a controlar demanda en periodos específicos de forma dinámica usando esquemas de **desconexión automática de carga (EDAC)**.
- c) Incentivar **inversión en monitoreo de activos** para detectar rápidamente la ubicación de fallas, reduciendo costos de mantenimiento y aumentando la disponibilidad de la red (monitoreo remoto transformadores AT, MT, BT; Monitoreo remoto de reconectores, interruptores, fusibles, etc.).
- d) Regular e **incentivar innovaciones en las redes de distribución** (ej.: tecnologías tipo Dynamic Line Rating) para optimizar uso de la red, reducir costos distribución y aumentar estabilidad (robustez) de la red.
- e) Corfo debe implementar **programas para el financiamiento de innovación** en el sector distribución.

PROBLEMAS FAMILIA C) FUTURO LEJANO: GESTIÓN DE LA DEMANDA, AGREGACIÓN Y MOVILIDAD ELÉCTRICA

- **Control y gestión de la demanda**

11) Falta facilitar la **gestión de demanda eléctrica** a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la **“respuesta de la demanda”**

- a) Facilitar al consumidor el acceso a la **información necesaria para gestionar su consumo** (por ejemplo para que el usuario identifique cuándo consume más y qué opción tarifaria reduce sus costos).
- b) Incentivar, a través de tarifa, a clientes a **mover su consumo en el tiempo** para **utilizar más eficientemente la infraestructura** de distribución.
- c) Las distribuidoras podrían eventualmente **invertir en baterías para gestionar la demanda**. Esto podría verse como generación, lo que no es permitido. Lo mismo ocurre con la GD. Estos casos debiesen revisarse y ver su posible inclusión en la remuneración (al menos en el caso de las baterías).
- d) Las distribuidoras no deben poder instalar GD o sistemas de baterías, pues no se desea ampliar su negocio, sino que abrir este negocio a nuevos actores. De esta forma la GD y el almacenamiento se desarrollan competitivamente, ya sea en un mercado o simplemente porque la distribuidora licita esta necesidad.
- e) Permitir que todos los usuarios, incluidos los residenciales puedan participar en un **mercado de venta de reducción de demanda** que les permita beneficiarse de dicha reducción (ej.: en el mercado de PJM en EEUU existe un agente denominado Curtailment Service Provider que accede al mercado mayorista y recibe pagos que transfiere a sus clientes por reducciones de demanda)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- f) Permitir la **gestión de carga remota** de ciertos artefactos por parte de algún agente especializado y remunerar a los usuarios por dichos servicios (ej: ante un inminente riesgo de caída de la red, limitar la potencia o desconectar los A/C de ciertos usuarios).

- **El rol del agregador**

12) Permitir la **agregación de la demanda para ofrecer servicios** al sistema mayorista (sistema interconectado) y mejorar el acceso y generar nuevos servicios en la red.

- a) La **agregación de demanda no permite reducir costos** porque las licitaciones de suministro ya cumplen este rol agregando grandes bloques de una forma altamente competitiva.
- b) La **agregación permite habilitar nuevos servicios** para ventas a nivel mayorista tales como desconexión de cargas o gestión de la demanda que pueden ser nuevos recursos de operación para el coordinador del Sistema Nacional
- c) Permitir la **agregación de la demanda** para viabilizar la **electrificación** de más **viviendas rurales** que se encuentran cerca del área de concesión pero que hoy no tienen acceso a la electricidad. Esta electrificación se logra a través de la extensión de la red con líneas de mayor capacidad, **análogamente a los polos de desarrollo** (para viviendas aisladas con un empalme la rentabilidad no alcanza).
- d) Facilitar la **agregación de una serie de puntos de retiro** de distintos tamaños, **dispersos a nivel nacional** y que pertenecen a **un único cliente**.
- e) Permitir y facilitar que **clientes libres puedan agregarse para negociar precios o nuevos servicios** (Ej.: Desconexión rápida de carga).

- **Movilidad eléctrica y otros servicios**

13) Falta Desarrollo de una **regulación que habilite y facilite la entrada de movilidad** eléctrica.

- a) Permitir la **carga de la movilidad eléctrica en lugares públicos** incorporando tarifas especiales (ejemplo: cancelando sólo el precio de la energía en la estación de carga e incorporar la inversión en cargadores y su costo de mantenimiento en el VAD para incentivar su uso).
- b) Se debe definir claramente la propiedad de las instalaciones de recarga y cómo se financiarán, o las diferentes alternativas permitidas (público - reguladas, privadas - libres, u otros arreglos.)
- c) Las estaciones de recarga de vehículos eléctricos **debiesen ser de parte de la distribuidora**, ya que es esta la que monitorea y gestiona la demanda. Además, legalmente la distribuidora es quien tiene la concesión de venta de energía, por lo cual, es la única que puede distribuir en zonas de concesión.
- d) Las estaciones de recarga de vehículos eléctricos **no debiesen ser de parte de la distribuidora**, y el monitoreo y gestión de la demanda lo debe hacer un tercero, no necesariamente la distribuidora, facilitando la gestión y coordinación de múltiples agentes.
- e) Incentivar el desarrollo de movilidad eléctrica entregando **concesiones de terrenos para las instalaciones de recarga**
- f) Permitir y facilitar el desarrollo de **tarifas especiales para la movilidad eléctrica** que acompañe al vehículo **independientemente de su conexión a la red** (puede conectarse en lugares distintos).
- g) Permitir, facilitar y remunerar el **almacenamiento eléctrico** aportado por **vehículos eléctricos**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- h) **Habilitar** el desarrollo de **transporte eléctrico público y privado** integrando las **regulaciones del transporte y de la electricidad**.

Sobre estas mismas dimensiones de los problemas los participantes de los talleres debieron manifestar su acuerdo o desacuerdo, levantándose una estadística que se presenta a continuación.

2.4.2.1 Familia A) Planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios.

Tal como se menciona anteriormente, cada uno de los **problemas consolidados** tienen una serie de **dimensiones**. Un ejemplo es el problema N° 5 “*Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio*” en el que el equipo PUC presentó las siguientes 6 dimensiones:

- a. Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos modelos de negocio a escala industrial.
- b. Se debe planificar una migración hacia sistemas inteligentes iniciando por los puntos donde sea más beneficioso tanto económica como socialmente. Debe ser un proceso largo, pero se debe buscar que la red sea 100% “Smart” al largo plazo. La red inteligente permitirá la digitalización de mercado y con eso obtener grandes eficiencias y posibilidades de nuevos negocio.
- c. Promover y financiar la innovación y el desarrollo de concursos tecnológicos que permitan el desarrollo competitivo y de muy bajo costo de nuevos modelos de negocio desde su conceptualización temprana.
- d. Facilitar el acceso al crédito a bajas tasas para la inversión inicial o prueba de nuevos modelos de negocio en la distribución.
- e. Subsidiar temporalmente tecnologías específicas con potencialmente alto beneficio social que permita habilitar otros servicios.
- f. No favorecer a ciertos actores, tecnologías y/o servicios, pues sería arbitrario, injusto con el resto del mercado e ineficiente y debe evitarse

Para cada una las dimensiones de cada problema los participantes debieron indicar su acuerdo/desacuerdo (y no su prioridad). Así, en algunos problemas hay un gran acuerdo pero entre sus dimensiones pueden encontrarse tanto acuerdos como desacuerdos.

Se destacan para la familia A) los problemas 1, 3 y 4. El problema 4 (regulación flexible) tiene prioridad 1 y en general presenta un gran acuerdo (36 acuerdos y 2 desacuerdos). Sin embargo se destaca que entre las dimensiones no existe acuerdo en la posibilidad de dar a las regiones cierto grado de autogestión (18 acuerdos y 15 desacuerdos). El Problema 5 (instrumentos transitorios) es el que tiene mayor acuerdo sin embargo no es prioritario. En una de sus



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

dimensiones presenta un importante desacuerdo, específicamente en la integración de la electricidad con otros servicios como agua, gas, telecomunicaciones, etc.). Finalmente se destaca el problema 3 (monopolio y competencia) que fue votado en 2ª prioridad y que en términos generales presenta acuerdo. Sin embargo, entre sus dimensiones existen grandes desacuerdos, tal como se pudo recoger luego en la socialización de las ideas en sala. Destacan los desacuerdos en los siguientes temas: i) si la distribuidora debe hacerse cargo de la comercialización, ii) si la distribuidora debe desvincularse de los servicios que puedan desarrollarse en mercados competitivos, iii) si la comercialización debe separarse de las distribuidoras y se deben mantener las licitaciones de suministro y iv) si nueva infraestructura deba ser provista por terceros por ejemplo a través de licitaciones.

A continuación se presenta en la Tabla 39, Tabla 40 y Tabla 41 el listado completo de problemas con sus respectivas dimensiones, con los números de acuerdo y desacuerdo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 39: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (1/3)

Problemas familia A: Planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
1. Falta integrar la regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial (urbana y rural) y de otros sectores como por ejemplo urbanismo, arquitectura y construcción.		1	38	1
Ranking prioridad 5°	a. Incorporar a la planificación y expansión de las redes de distribución eléctrica restricciones y consideraciones que se relacionen con las regulaciones de urbanismo y planificación territorial tanto en zonas urbanas como rurales (ejemplos: planes regionales de ordenamiento territorial, plan de borde costero, planes de desarrollo comunal y planos reguladores). Esto permite que su desarrollo no afecte a sectores económicos locales claves como por ejemplo el turismo. Asimismo, se deben armonizar procesos de otros sectores para conversar de mejor forma el sistema de distribución.	1a	32	4
	b. Incorporar nuevas normativas eléctricas en la regulación del crecimiento de las ciudades (municipalidades) o armonizarlas. Por ejemplo, incorporar diseños resilientes ante catástrofes naturales (tsunami).	1b	34	2
	c. Permitir la ampliación a múltiples giros de las empresas de infraestructura (electricidad, gas, comunicaciones, etc.) para permitir resolver múltiples problemas de manera integrada.	1c	18	16
	d. Facilitar en la construcción de nuevas viviendas la adopción de tecnologías sustentables de generación (ej.: permitir, por ejemplo, integrar sistemas de generación a créditos hipotecarios, dimensionar nuevos alimentadores e infraestructura teniendo presente el desarrollo de GD, etc.).	1d	34	2
	e. Incluir planes de suministro eléctrico para comunidades aisladas en los planes de ordenamiento regional y planes de desarrollo comunal a través de la extensión de los sistemas eléctricos de distribución o a través de microredes locales.	1e	29	4
	f. Al reformar la Ley General Urbanismo y Construcción se deben incorporar profesionales que sepan de los temas energéticos y viceversa.	1f	30	2
	g. Regular el uso y pago del apoyo en poste en casos en que la infraestructura se ve afectada, como es el caso del tendido masivo de conductores de telecomunicaciones .	1g	30	2
	h. Facilitar la integración de ductos entre distintos sectores económicos para reducir y facilitar las faenas de instalación, reparación y mejoras (ejemplo: ducto integrado entre sanitarias, telecomunicaciones y eléctricas).	1h	32	4
	2. Falta mejorar los canales de comunicación y participación entre la ciudadanía y los agentes de los sistemas de distribución eléctrica.		2	29
Ranking prioridad 12°	a. Desarrollar participación pública a través de las instancias que defina la planificación territorial .	2a	18	9
	b. Desarrollo de instancias de participación para temas específicos y de gran relevancia para los sistemas de distribución eléctrica.	2b	24	6
	c. Simplificar el lenguaje asociado al sector eléctrico que pretenda informar o difundir contenidos de interés público o educar al público en general, haciéndolo comprensible y accesible. Para este fin se requiere aplicar una simplificación léxica, estandarización de conceptos, desde la generadora a la distribuidora. Se debe evitar siglas, términos en inglés (netbilling, netmetering), uso de números de Ley, etc.	2c	26	5
	d. Mejorar la información en la boleta de los usuarios que inyectan a la red. Indicar cuantitativamente las inyección en la boleta.	2d	27	4
	e. Permitir y facilitar la integración de múltiples servicios en una boleta (integrando por ejemplo electricidad, agua, gas y otros servicios básicos).	2e	10	19
	f. Mejorar las mediciones de satisfacción de los clientes , incorporando más indicadores, y estableciendo incentivos a las distribuidoras o comercializadores para mejorarlos .	2f	23	5
	g. Mejorar la resolución de reclamos o conflictos, tales como errores en el cobro e implementar mecanismos de compensación rápidos y eficientes.	2g	25	4
	h. Educar a la población en temas relacionados con eficiencia energética para facilitar su adopción.	2h	29	2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 40: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (2/3)

Problemas familia A: Planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
3. Reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).		3	27	4
Ranking prioridad 2°	a. Se debe incentivar el desarrollo de mercados libres y abiertos para todos los servicios donde pueda existir competencia y la distribuidora no debe estar vinculada de ninguna manera a estos nuevos agentes y servicios, pues esta es la única manera de evitar conflictos de interés, eliminar barreras de entrada y asegurar un mercado competitivo y eficiente.	3a	22	12
	b. La comercialización de los servicios básicos (venta de energía y potencia) debe mantenerse exclusivamente en las distribuidoras pues la complejidad y costos de introducir múltiples comercializadores no se justifica ya que con el actual modelo de licitaciones con grandes volúmenes de energía difícilmente los comercializadores podrán ofrecer menores precios de energía para el usuario. Los nuevos servicios que agregan valor al usuario deben ser entregados por nuevos agentes diferentes a la distribuidora.	3b	16	19
	c. La comercialización debe separarse de las distribuidoras y al mismo tiempo se debe mantener el modelo de licitaciones actual que permite obtener bajos precios. Estos grandes contratos de energía, en vez de transferirse a las distribuidoras se deben transferir a los nuevos comercializadores, aprovechando la energía renovable a bajo costo y desbloqueando el desarrollo de nuevos negocios a partir de la comercialización.	3c	25	10
	d. Licitación para construir a menores costos: La nueva infraestructura de la red de distribución puede ser provista por terceros agentes para lograr reducir costos (en la práctica son muchas veces contratistas los que hacen las obras). Por ejemplo, si se realiza una planificación vinculante la nueva infraestructura podría licitarse , como se hace hoy exitosamente en la transmisión o si se requiere la instalación de un regulador de voltaje en algún punto de la red también puede ser licitado al menor precio y se tarifica según pliego CNE o de otra forma.	3d	23	13
	e. Los nuevos servicios y tecnologías podrían licitarse en coordinación con la distribuidora y el regulador trabajando bases de licitación conjuntamente para asegurar el beneficio de los usuarios.	3e	26	8
	f. La nueva regulación debe desbloquear la competencia para clientes libres que se encuentran dentro de las áreas de concesión.	3f	25	5
	g. En un esquema desregulado faltaría realizar un seguimiento de la oferta y de la demanda para ver el comportamiento de los mercados de todos los nuevos servicios y asegurar que los servicios supuestamente competitivos efectivamente lo sean y tomar acciones oportunas en caso contrario (Servicio de monitoreo de mercado realizado por una entidad independiente y pagado por todos los usuarios).	3g	32	2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 41: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (3/3)

Problemas familia A: Planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
4. Se requiere una regulación flexible que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para ello.		4	36	2
Ranking prioridad 1°	a. Una regulación flexible debe definir mecanismos y procedimientos para habilitar nuevos servicios y modelos de negocios, sin llegar a definir o reglar dichos servicios . Es decir, más allá del servicio base o tradicional, la Ley no debe definir qué negocios son permitidos sino que establecer el proceso por el cual estas iniciativas son aprobadas/rechazadas y cómo deberían establecerse las condiciones de operación.	4a	35	3
	b. La regulación flexible no debe definir todos los agentes , sino que esto debe estar en los reglamentos de manera de hacer más rápido y simple agregar nuevos tipos de agentes o definirlos de manera más general.	4b	31	5
	c. La definición legal debe limitarse a los agentes básicos, como el gestor de los fierros , la comercialización básica (compra / venta de energía y potencia) y agentes adicionales genéricos o nuevo agentes, que se detallan en el reglamento.	4c	27	7
	d. Dar cierta posibilidad de autogestión a las regiones , puesto que las realidades y necesidades de las distintas zonas son a veces muy diferentes y los locales tienen mejor conocimiento de ellas, permitiendo reglas más aterrizadas a sus realidades.	4d	18	15
	e. La nueva regulación debe partir habilitando la revisión y eventual eliminación de las rigideces de la actual regulación (ej.: definición de niveles de media tensión de distribución, potencia límites o umbrales, tiempo para cambiarse de tipo de tarifa o de tipo de cliente, etc.).	4e	31	5
	f. Una regulación flexible tiene que ser simple , que genere una base estructural de cómo debe desarrollarse el negocio distribución. Se debe poder actualizar rápidamente, y debe evitar regular hasta el extremo detalle los componentes del mercado. Se debe definir el rol del distribuidor como mantenedor de la red, y reglamentar de manera simple cómo se puede participar de esta red.	4f	35	1
	g. Una regulación flexible debe establecer incentivos a la distribuidora para que estas posibiliten los nuevos servicios y negocios.	4g	33	5
	h. La regulación debe forzar el levantamiento de información por parte de la distribuidora (y reconocer los costos de dicho levantamiento en la tarifa), pero al mismo tiempo forzar la liberalización y apertura de dicha información . Esto facilita la entrada de nuevos agentes y servicios.	4h	32	3
5. Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.		5	25	5
Ranking prioridad 7°	a. Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos modelos de negocio a escala industrial.	5a	24	7
	b. Se debe planificar una migración hacia sistemas inteligentes iniciando por los puntos donde sea más beneficioso tanto económica como socialmente. Debe ser un proceso largo, pero se debe buscar que la red sea 100% “Smart” al largo plazo. La red inteligente permitirá la digitalización de mercado y con eso obtener grandes eficiencias y posibilidades de nuevos negocio.	5b	28	5
	c. Promover y financiar la innovación y el desarrollo de concursos tecnológicos que permitan el desarrollo competitivo y de muy bajo costo de nuevos modelos de negocio desde su conceptualización temprana.	5c	32	1
	d. Facilitar el acceso al crédito a bajas tasas para la inversión inicial o prueba de nuevos modelos de negocio en la distribución.	5d	24	6
	e. Subsidiar temporalmente tecnologías específicas con potencialmente alto beneficio social que permita habilitar otros servicios.	5e	17	14
	f. No favorecer a ciertos actores, tecnologías y/o servicios , pues sería arbitrario, injusto con el resto del mercado e ineficiente y debe evitarse.	5f	23	7



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.4.2.1 Familias B) Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición, y C) Futuro Lejano: Gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica

Al igual que en la Familia A de problemas, cada uno de los problemas consolidados de la Familia B) y C) tienen una serie de dimensiones, planteadas muchas veces como alternativas de soluciones parciales al mismo problema. Por ejemplo, el Problema N°6 “Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema” presenta las siguientes dimensiones:

- a) No sólo se debe desbloquear la GD (simplificar trámites, regular los estudios y sus costos, etc.) sino que se debe fomentar en todo el país, valorando su aporte a la red en todo ámbito (energía, menores emisiones, seguridad energética, provisión de potencia, servicios complementarios, etc.).
- b) Se deben desarrollar mecanismos que incentiven la GD donde se necesite y la habilite (sin incentivar) en las demás zonas. Esto podría hacerse mediante diferentes mecanismos. Por ejemplo, mediante diferenciaciones especiales en los costos de conexión y uso del sistema, incluso teniendo un costo negativo (se premia por conectarse) en lugares donde los beneficios del GD reduzcan pérdidas, mejoren la estabilidad, provea de servicios complementarios, etc.
- c) Permitir que la generación distribuida pueda acceder a todo tipo de contratos para comercializar la energía de largo plazo, mediano plazo o incluso en tiempo real y accediendo a diferentes compradores (clientes libres, comercializadores, etc.).
- d) La nueva regulación debe permitir nuevas modalidades técnicas y arreglos comerciales para potenciar la generación distribuida (GD) limpia. Ejemplos: facilitar la generación de un tercero, generación comunitaria (cómo solución para departamentos y comunidades), etc.
- e) Fomentar herramientas o plataformas educativas y colaborativas para que la ciudadanía se informe, aprenda, se asocie y desarrolle proyectos comunitarios.
- f) Algunos clientes libres en el área de concesión de la distribuidora difícilmente acceden a ofertas competitivas de suministro de GD pues su información técnica y comercial no está disponible y los desarrolladores tienen dificultades accediendo a ellos.
- g) Se debe permitir el desarrollo de subastas/licitaciones de servicios de red otorgados por la GD a nivel de distribución.
- h) Promover el desarrollo de subastas o licitaciones comunitarias para entregarles a los vecinos la opción de instalar techos solares a muy bajo costo y cumpliendo un buen estándar de calidad y seguridad.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Para las familias B) y C) se destaca el problema N°6 que tiene relación con los incentivos de la GD y la autogeneración. Este problema con (36 acuerdos y 2 desacuerdos) está empatado con el problema N°8 en acuerdos (36 acuerdos y 0 desacuerdos), sin embargo es superior en el ranking de prioridad. Además, existe polémica respecto al nivel de ofertas competitivas de GD en el área de concesión de las distribuidoras para los clientes libres (19 acuerdos, 14 desacuerdos).

A continuación se presenta en la Tabla 42,

Tabla 43, Tabla 44, Tabla 45 y Tabla 46 el listado completo de problemas con sus dimensiones y números de acuerdo y desacuerdo para cada una de ellas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 42: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B. (1/3)

Problemas familia B: Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
6. Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.		6	36	2
Ranking prioridad 3°	a. No sólo se debe desbloquear la GD (simplificar trámites, regular los estudios y sus costos, etc.) sino que se debe fomentar en todo el país , valorando su aporte a la red en todo ámbito (energía, menores emisiones, seguridad energética, provisión de potencia, servicios complementarios, etc.).	6a	34	6
	b. Se deben desarrollar mecanismos que incentiven la GD donde se necesite y la habilite (sin incentivar) en las demás zonas. Esto podría hacerse mediante diferentes mecanismos. Por ejemplo, mediante diferenciaciones especiales en los costos de conexión y uso del sistema, incluso teniendo un costo negativo (se premia por conectarse) en lugares donde los beneficios del GD reduzcan pérdidas, mejoren la estabilidad, provea de servicios complementarios, etc.	6b	28	6
	c. Permitir que la generación distribuida pueda acceder a todo tipo de contratos para comercializar la energía de largo plazo, mediano plazo o incluso en tiempo real y accediendo a diferentes compradores (clientes libres, comercializadores, etc.).	6c	29	8
	d. La nueva regulación debe permitir nuevas modalidades técnicas y arreglos comerciales para potenciar la generación distribuida (GD) limpia. Ejemplos: facilitar la generación de un tercero, generación comunitaria (cómo solución para departamentos y comunidades), etc.	6d	36	2
	e. Fomentar herramientas o plataformas educativas y colaborativas para que la ciudadanía se informe, aprenda, se asocie y desarrolle proyectos comunitarios.	6e	34	4
	f. Algunos clientes libres en el área de concesión de la distribuidora difícilmente acceden a ofertas competitivas de suministro de GD pues su información técnica y comercial no está disponible y los desarrolladores tienen dificultades accediendo a ellos.	6f	19	14
	g. Se debe permitir el desarrollo de subastas/licitaciones de servicios de red otorgados por la GD a nivel de distribución.	6g	23	9
	h. Promover el desarrollo de subastas o licitaciones comunitarias para entregarles a los vecinos la opción de instalar techos solares a muy bajo costo y cumpliendo un buen estándar de calidad y seguridad.	6h	26	7



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 43: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B. (2/3)

Problemas familia B: Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
7. La entrada masiva de GD orientada a autoabastecimiento aumenta el riesgo de financiamiento de la red, provocando que los usuarios sin GD deban financiarla cada vez más. La futura regulación debe corregir esta situación.		7	30	6
Ranking prioridad 8°	a. Se requiere desacoplar las ganancias de la distribuidora de las ventas de energía a medida que el universo de los que participan de la remuneración de las redes se reduce.	7a	23	2
	b. El timing del desacople debe estudiarse cuidadosamente, pues si se realiza hoy los usuarios de menor consumo (y probablemente lo más vulnerables) podrían ver aumentados sus pagos.	7b	20	4
	c. Evitar dentro de lo posible los subsidios cruzados que impiden que los precios coincidan con los costos. Hoy tenemos varios subsidios cruzados, por ejemplo los cargos unitarios, el cálculo de los costos promedio de distribución y la equidad tarifaria.	7c	18	8
	d. Incorporar la generación distribuida en los procedimientos y estudios que definan la remuneración de la red y las tarifas a usuarios finales.	7d	23	1
	e. Los generadores distribuidos residenciales (BT1) deberían pagar un cargo de distribución adicional para compensar a las distribuidoras que los conecta y remunerar así la red que usa, evitando el traspaso de este agujero económico a sus vecinos.	7e	14	11
	f. Falta establecer un cobro por uso de la red a todos los GD (en función de su potencia conectada, inyectada, energía u otra).	7f	18	6
	g. La distribuidora debería desarrollar alimentadores más robustos y de mayor capacidad en las zonas con alto potencial para generadores renovables (PMGDs solares, eólicos, hidráulicos, etc.) para integrarlos a bajo costo.	7g	21	6
	h. Cuando existe poca capacidad de red , sólo se debería tramitar la conexión de generadores (PMGD) que tienen todos sus permisos y financiamiento listos , para evitar que proyectos inmaduros o no viables entorpezcan el desarrollo de mejores proyectos.	7h	11	13
	8. Las tarifas y precios deben ser lo suficientemente flexibles para adaptarse a las necesidades de los clientes en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.		8	36
Ranking prioridad 4°	a. Fomentar múltiples esquemas tarifarios eliminando la rigidez actual.	8a	30	2
	b. Al liberalizar la comercialización se deben liberalizar las tarifas también, para dejar actuar la competencia por la provisión de nuevos servicios.	8b	17	9
	c. Al liberalizar la comercialización se debe mantener una tarifa básica regulada (tarifa de último recurso) para proteger a quien no quiera cambios de tarifas ni de suministrador.	8c	25	4
	d. Deben existir tarifas que incentiven al cliente a mover carga fuera de punta de tal forma de aprovechar la infraestructura de red disponible.	8d	31	1
	e. Presentar a cada cliente la descomposición del precio final que paga de acuerdo a los servicios que se le presta (servicio de transporte de la energía en la red de distribución hasta la MT, servicio adicional de transporte hasta la BT, servicio de medición, servicio de facturación, y servicio de comercialización, etc.).	8e	20	9
	f. Las tarifas debe entregar señales a los usuarios y a los dueños de generación distribuida para ubicar sus instalaciones (por ejemplo, donde exista congestión y no donde ya exista exceso de oferta).	8f	18	8
	g. Mantener tarifas constantes y estables en el tiempo para permitir estabilidad suficiente para las inversiones de largo plazo en generación (tanto de gran escala como de pequeña escala).	8g	14	16
	h. Incluir un cobro a las personas que permita financiar a lo menos parcialmente la innovación. Este cobro podría estar dirigido a las personas con mayor consumo o las que utilizan más tecnología.	8h	9	18
	i. Permitirle a las tarifas y precios adaptarse a las necesidades y realidades de cada zona del país, evitando la estandarización completa del pliego tarifario (no necesariamente todas las distribuidoras deben ofrecer las mismas tarifas).	8i	23	6



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 44: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B. (3/3)

Problemas familia B: Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
9. Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores.		9	31	2
Ranking prioridad 6°	a. Avanzar hacia un medidor que al menos mida potencia y energía para dimensionar el impacto del uso real en las redes.	9a	30	3
	b. La instalación de medidores inteligentes debe hacerse con la aprobación de las personas y el servicio básico de energía se debe mantener con el medidor actual para no introducir mayores costos a personas vulnerables.	9b	15	17
	c. Se debe avanzar hacia medidores inteligentes para todos los clientes , estableciendo metas claras para el recambio de medidores en todo el país . Esta es la única forma de digitalizar la red y levantar información completa. Los clientes vulnerables que no se benefician de estas medidas deben ser subsidiados para compensar su pérdida.	9c	23	6
	d. Los medidores más avanzados o inteligentes deberían actualizarse solo en las zonas y clientes donde su utilización los beneficia directamente . Se debe estudiar cuando y bajo qué condiciones el cambio se hace conveniente.	9d	13	10
	e. Las características mínimas que deben tener los medidores más avanzados o inteligentes deben estudiarse y quedar establecidas en la regulación (ej.: medición de potencia y energía, medición horaria de consumo, armónicos, capacidad de lectura remota, capacidad de corte y reposición remoto, etc.) para garantizar ciertas prestaciones mínimas además de permitir mejorar la calidad de servicio.	9e	30	2
	f. La propiedad del medidor debe quedar en manos de la empresa que realice la lectura (comercializador/ distribuidora) y responsable de la información para facturación y la calidad de servicio comercial.	9f	19	13
	g. La propiedad del medidor debe quedar en manos del cliente , quien debe poder elegir entre varias tecnologías y proveedores certificados. Esto permite generar competencia y posibles nuevos servicios asociados al mismo medidor.	9g	11	22
	h. Permitir el desarrollo de una plataforma de información que integre los servicios básicos de edificios y viviendas (electricidad, gas, agua, calefacción entre otros) aprovechando las economías de ámbito y habilitando nuevos servicios.	9h	18	9
	i. Regular para evitar una monopolización de la información de los datos de los smart meters. El acceso a esa información deberían estar disponibles para todos los usuarios y no sólo para	9i	28	3
10. La regulación debe incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación , desde el consumidor final hasta las mismas redes.		10	32	3
Ranking prioridad 9°	a. Promover la innovación a través de la creación de un “Innovation hub” que involucre tanto a las distribuidoras, universidades, instituciones gubernamentales y también al ciudadano en desafíos de innovación. De esta manera la innovación se instala en el mundo eléctrico y no es sólo por una temporada, sino que llega para quedarse.	10a	22	3
	b. Incentivar a consumidores libres o de consumo significativo (agregado) a controlar demanda en periodos específicos de forma dinámica usando esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) .	10b	21	6
	c. Incentivar inversión en monitoreo de activos para detectar rápidamente la ubicación de fallas, reduciendo costos de mantenimiento y aumentando la disponibilidad de la red (monitoreo remoto transformadores AT, MT, BT; Monitoreo remoto de reconectores, interruptores, fusibles, etc.).	10c	20	4
	d. Regular e incentivar innovaciones en las redes de distribución (ej.: tecnologías tipo Dinamic Line Rating) para optimizar uso de la red, reducir costos distribución y aumentar estabilidad (robustez) de la red.	10d	24	1
	e. Corfo debe implementar programas para el financiamiento de innovación en el sector distribución.	10e	21	4



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 45: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia C. (1/2)

Problemas familia C: Futuro lejano: gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
11. Falta facilitar la gestión de demanda eléctrica a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la “respuesta de la demanda” .		11	30	3
Ranking prioridad 11°	a. Facilitar al consumidor el acceso a la información necesaria para gestionar su consumo (por ejemplo para que el usuario identifique cuándo consume más y qué opción tarifaria reduce sus costos).	11a	28	0
	b. Incentivar, a través de tarifa, a clientes a mover su consumo en el tiempo para utilizar más eficientemente la infraestructura de distribución.	11b	29	0
	c. Las distribuidoras podrían eventualmente invertir en baterías para gestionar la demanda . Esto podría verse como generación, lo que no es permitido. Lo mismo ocurre con la GD. Estos casos debiesen revisarse y ver su posible inclusión en la remuneración (al menos en el caso de las baterías).	11c	13	12
	d. Las distribuidoras no deben poder instalar GD o sistemas de baterías, pues no se desea ampliar su negocio, sino que abrir este negocio a nuevos actores. De esta forma la GD y el almacenamiento se desarrollan competitivamente, ya sea en un mercado o simplemente porque la distribuidora licita esta necesidad.	11d	12	13
	e. Permitir que todos los usuarios, incluidos los residenciales puedan participar en un mercado de venta de reducción de demanda que les permita beneficiarse de dicha reducción (ej.: en el mercado de PJM en EEUU existe un agente denominado Curtailment Service Provider que accede al mercado mayorista y recibe pagos que transfiere a sus clientes por reducciones de demanda).	11e	24	2
	f. Permitir la gestión de carga remota de ciertos artefactos por parte de algún agente especializado y remunerar a los usuarios por dicho servicios (ej: ante un inminente riesgo de caída de la red, limitar la potencia o desconectar los A/C de ciertos usuarios).	11f	22	5
	12. Permitir la agregación de la demanda para ofrecer servicios al sistema mayorista (sistema interconectado) y mejorar el acceso y generar nuevos servicios en la red.		12	24
Ranking prioridad 13°	a. La agregación de demanda no permite reducir costos porque las licitaciones de suministro ya cumplen este rol agregando grandes bloques de una forma altamente competitiva.	12a	12	13
	b. La agregación permite habilitar nuevos servicios para ventas a nivel mayorista tales como desconexión de cargas o gestión de la demanda que pueden ser nuevos recursos de operación para el coordinador del Sistema Nacional.	12b	23	2
	c. Permitir la agregación de la demanda para viabilizar la electrificación de más viviendas rurales que se encuentran cerca del área de concesión pero que hoy no tienen acceso a la electricidad. Esta electrificación se logra se a través de la extensión de la red con líneas de mayor capacidad, análogamente a los polos de desarrollo (para viviendas aisladas con un empalme la rentabilidad no alcanza).	12c	14	7
	d. Facilitar la agregación de una serie de puntos de retiro de distintos tamaños, dispersos a nivel nacional y que pertenecen a un único cliente .	12d	13	8
	e. Permitir y facilitar que clientes libres puedan agregarse para negociar precios o nuevos servicios (Ej.: Desconexión rápida de carga).	12e	20	3



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 46: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia C. (2/2)

Problemas familia C: Futuro lejano: gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica		N°	Acuerdo / Desacuerdo	
			A	D
13. Falta Desarrollo de una regulación que habilite y facilite la entrada de movilidad eléctrica.		13	28	3
Ranking prioridad 10°	a. Permitir la carga de la movilidad eléctrica en lugares públicos incorporando tarifas especiales (ejemplo: cancelando sólo el precio de la energía en la estación de carga e incorporar la inversión en cargadores y su costo de mantenimiento en el VAD para incentivar su uso).	13a	18	6
	b. Se debe definir claramente la propiedad de las instalaciones de recarga y cómo se financiarán, o las diferentes alternativas permitidas (público - reguladas, privadas - libres, u otros arreglos.).	13b	23	3
	c. Las estaciones de recarga de vehículos eléctricos debiesen ser de parte de la distribuidora , ya que es esta la que monitorea y gestiona la demanda. Además, legalmente la distribuidora es quien tiene la concesión de venta de energía, por lo cual, es la único que puede distribuir en zonas de concesión.	13c	5	16
	d. Las estaciones de recarga de vehículos eléctricos no debiesen ser de parte de la distribuidora , y el monitoreo y gestión de la demanda lo debe hacer un tercero, no necesariamente la distribuidora, facilitando la gestión y coordinación de múltiples agentes.	13d	18	4
	e. Incentivar el desarrollo de movilidad eléctrica entregando concesiones de terrenos para las instalaciones de recarga.	13e	9	7
	f. Permitir y facilitar el desarrollo de tarifas especiales para la movilidad eléctrica que acompañe al vehículo independientemente de su conexión a la red (puede conectarse en lugares distintos).	13f	20	2
	g. Permitir, facilitar y remunerar el almacenamiento eléctrico aportado por vehículos eléctricos.	13g	22	3
	h. Habilitar el desarrollo de transporte eléctrico público y privado integrando las regulaciones del transporte y de la electricidad.	13h	25	0



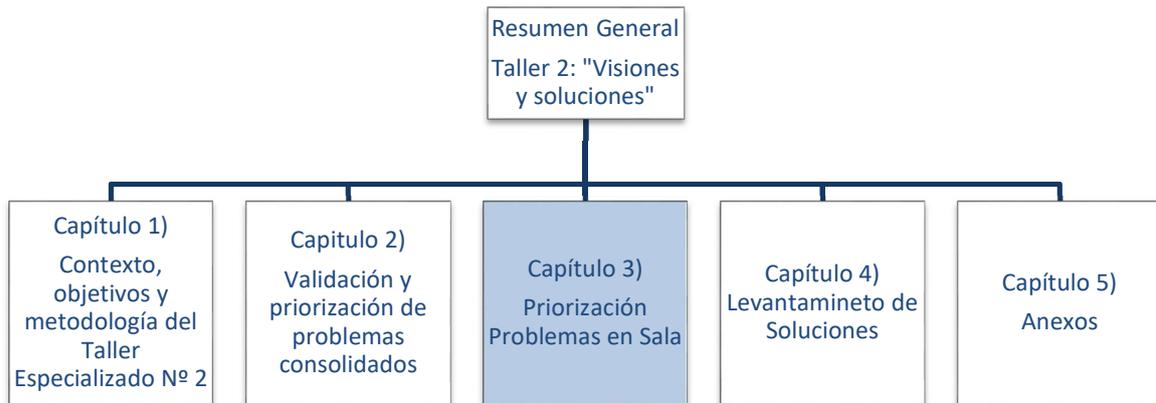
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 3: PRIORIZACIÓN PROBLEMAS EN SALA

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N° 3 que resume las priorización desarrollada en sala por los participantes del taller para los problemas consolidados es decir, la agregación de problemas levantados en esta serie de talleres y en otros talleres desarrollados por el equipo PUC - CNE.



3.1 Priorización de los problemas consolidados: trabajo en sala

Durante la dinámica en sala y luego de haberse enfrentado a la serie de problemas consolidados levantados por el equipo PUC en el Formulario N° 1 “Validación y Priorización de Problemas consolidados”, los participantes tuvieron la oportunidad de indicar sus priorizaciones en la sala, votando por tres problemas que consideran prioritarios. Para esto se dividieron los participantes en 2 grupos (uno al lado derecho y otro lado izquierdo de la sala). A cada uno de estos grupos se le asignó un papelógrafo donde para cada problema se fue registrando la cantidad de personas que votaron para cada problema como 1era, 2da y 3era prioridad.

El objetivo de la priorización en sala es que los participantes puedan compartir durante el mismo taller con los demás participantes los problemas que consideran más importantes sin tener que esperar las respuestas del levantamiento exhaustivo y completo de los formularios que el equipo PUC realiza después del taller. De esta forma se logra levantar y socializar rápidamente cuales son los problemas prioritarios para los participantes permitiendo comenzar la búsqueda de soluciones para estos problemas en la misma sala.

Debido a que el tiempo es limitado en la sala se enumeran todos los problemas solicitando a cada uno de los participantes que indique, alzando su mano, cuando el problema mencionado lo ha seleccionado ya sea en primera, segundo o tercera prioridad. Las prioridades más allá de la tercera no se levantan en sala, pero si se levantan una vez terminado el taller a través de los formularios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

3.2 Resultados Priorizaciones de Problemas en Sala

Los resultados de la priorización en sala de los problemas consolidados durante el taller por los participantes se anotaron en una tabla resumen par cada uno de los 2 papelógrafos. Esta tabla indica cuántos participantes votaron como primera (1era), segunda (2ª) y tercera (3era) prioridad cada uno de los problemas consolidados que se trabajaron en esta sesión. En la sala se utilizó la suma (Σ) horizontal de las 3 primeras prioridades como un indicador que permitiera visualizar rápidamente los problemas prioritarios. Así, el problema con una mayor suma de las 3 primeras prioridades sería el tema más prioritario para posteriormente comenzar a trabajar.

3.2.1 PRIORIZACIONES DE PROBLEMAS EN SALA GRUPO 1

Para el grupo 1 se registraron las prioridades para los 16 problemas consolidados. Se puede ver que para la familia A) los principales problemas tienen relación con la eficiencia económica y con los efectos de nuevos agentes y tecnologías. Además, para la familia B) los principales problemas tienen relación con Las distintas realidades, el acceso y cobertura, y con el uso de TICs. A continuación se muestran los las priorizaciones levantadas durante el taller en la Tabla 47 y Tabla 48.

NOTA: Se debe destacar que para trabajar más rápido en el papelógrafo no se presenta el título o descripción completo del problema, sino que su número y un título resumido de 2 a 5 palabras.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 47: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado derecho de la sala.

Familia A: Expansión de la red de distribución	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
1. Eficiencia económica	6	6	4	16
2. Diversidad distintas zonas geográficas	1	5	1	7
3. Eficiencia energética	2	2	0	4
4. Efectos de nuevos agentes y tecnologías	8	2	4	14
5. Aprovechar la digitalización	1	2	5	8
6. Operador técnico y/o de mercado	0	1	2	3
7. Planificación coordinada	0	1	2	3
8. Cobertura eléctrica comunidades	1	1	0	2
9. Integración de procesos de planificación	1	1	2	4
10. Coherencia con otras industrias	1	2	1	4
Familia B: Calidad de la red de distribución				
1. Realidades distintas zonas geográficas	10	4	2	16
2. Definición: acceso, cobertura y confiabilidad	3	7	7	17
3. Resolución de conflictos	0	1	4	5
4. Monitoreo y fiscalización usando TIC's	4	5	2	11
5. Información de servicio y de red	5	2	3	10
6. Propiedad del medidor y su información	0	3	2	5



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 48: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado izquierdo de la sala

Familia A: Expansión de la red de distribución	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
1. Eficiencia económica	5	5	3	13
2. Diversidad distintas zonas geográficas	3	2	4	9
3. Eficiencia energética	1	1	3	5
4. Efectos de nuevos agentes y tecnologías	3	4	4	11
5. Aprovechar la digitalización	1	2	0	3
6. Operador técnico y/o de mercado	1	0	0	1
7. Planificación coordinada	0	2	2	4
8. Cobertura eléctrica comunidades	2	1	0	3
9. Integración de procesos de planificación	0	0	3	3
10. Coherencia con otras industrias	0	1	1	2
Familia B: Calidad de la red de distribución				
1. Realidades distintas zonas geográficas	9	3	2	14
2. Definición: acceso, cobertura y confiabilidad	2	6	2	10
3. Resolución de conflictos	0	0	1	1
4. Monitoreo y fiscalización usando TIC's	2	5	6	13
5. Información de servicio y de red	2	3	2	7
6. Propiedad del medidor y su información	2	2	5	9

Adicionalmente y por transparencia se presenta un registro fotográfico de los papelógrafos utilizados en la sala.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

TALLER 2, GRUPO 1: Desarrollo De La Red
PRIORIZACIÓN PROBLEMAS CONSOLIDADOS

FAMILIA A) Expansión De La Red De Distribución ^{1 2 3 4 5 6}

1) EFICIENCIA económica	5	6	4	16
2) DIVERSIDAD DISTINTAS ZONAS GEOGRÁFICAS	1	5	1	7
3) EFICIENCIA ENERGÉTICA	2	2	0	4
4) EFECTOS DE NUEVOS ALCANCES Y TECNOLOGÍAS	8	2	4	14
5) APROVECHAR LA DIGITALIZACIÓN	1	2	5	8
6) OPERADOR TÉCNICO Y/O DE MERCADO	0	1	2	3
7) PLANIFICACIÓN COORDINADA	0	1	2	3
8) COBERTURA ELÉCTRICA COMUNIDADES	1	1	0	2
9) INTEGRACIÓN DE PROCESOS DE PLANIFICACIÓN	1	1	2	4
10) COHERENCIA CON OTRAS INDUSTRIAS	1	2	1	4

FAMILIA B)

1) REALIDADES DISTINTAS ZONAS GEOGRÁFICAS	10	4	2	16
2) DEFINICIÓN DE: ACCESO, COBERTURA, CONFIABILIDAD	2	7	7	16
3) RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS	0	1	4	5
4) MONITOREO Y FISCALIZACIÓN USANDO TIC'S	4	5	2	11
5) INFORMACIÓN DE SERVICIO Y DE RED	5	2	3	10
6) PROPIEDAD DEL MEDIDOR Y SU INFORMACIÓN	0	3	2	5

TALLER 2, GRUPO 1: Desarrollo De La Red
PRIORIZACIÓN PROBLEMAS CONSOLIDADOS

FAMILIA A) Expansión De La Red De Distribución ^{1 2 3 4 5 6}

1) EFICIENCIA económica	5	5	3	13
2) DIVERSIDAD DISTINTAS ZONAS GEOGRÁFICAS	3	2	4	9
3) EFICIENCIA ENERGÉTICA	1	1	3	5
4) EFECTOS DE NUEVOS ALCANCES Y TECNOLOGÍAS	3	4	4	11
5) APROVECHAR LA DIGITALIZACIÓN	1	2	0	3
6) OPERADOR TÉCNICO Y/O DE MERCADO	1	0	0	1
7) PLANIFICACIÓN COORDINADA	0	2	2	4
8) COBERTURA ELÉCTRICA COMUNIDADES AISLADAS	2	1	0	3
9) INTEGRACIÓN DE PROCESOS DE PLANIFICACIÓN DE RED	0	0	3	3
10) COHERENCIA CON OTRAS INDUSTRIAS	0	1	1	2

FAMILIA B) Calidad De La Red De Distribución ^{1 2 3 4 5 6}

1) REALIDADES DISTINTAS ZONAS GEOGRÁFICAS	1	3	2	6
2) DEFINICIÓN DE: ACCESO, COBERTURA, CONFIABILIDAD	2	6	2	10
3) RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS	2	5	6	13
4) MONITOREO Y FISCALIZACIÓN USANDO TIC'S	2	3	2	7
5) INFORMACIÓN DE SERVICIO Y DE RED	2	2	5	9
6) PROPIEDAD DEL MEDIDOR Y SU INFORMACIÓN	2	2	5	9



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



3.2.2 PRIORIZACIONES DE PROBLEMAS EN SALA GRUPO 2

Para el grupo 2 se registraron las prioridades para los 19 problemas consolidados. Se puede ver que para la familia A) los principales problemas tienen relación con el área típica y con la evolución del proceso tarifario. Además, para la familia B) los principales problemas tienen relación con los incentivos para el cambio de paradigma y con los riesgos por menor venta que enfrentan las distribuidoras por la eventual entrada de la generación distribuida. A continuación se muestran las priorizaciones levantadas durante el taller en la Tabla 49 y Tabla 50.

NOTA: Se debe destacar que para trabajar en forma más eficiente en el papelógrafo no se presenta el título o descripción completo del problema, sino que su número y un título resumido de 2 a 5 palabras. Sin embargo, cada participante del taller tiene en sus manos el formulario con el título completo del problema en cuestión.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 49: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado derecho de la sala.

	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
Familia A:				
1. Área típica & Empresa modelo: reflejar más realidades	4	2	3	9
2. Búsqueda de eficiencia económica	3	3	3	9
3. Evolución del proceso tarifario	1	7	2	10
4. Conflicto y divergencia	1	0	0	1
5. Flexibilidad en tasa de costo de capital	4	1	1	6
6. Mejoras al proceso del VAD	2	2	1	5
7. VAD y costo real de la inversión	0	0	0	0
8. Avanzar en flexibilidad tarifaria	0	3	2	5
9. Desarrollar tarifas flexibles	2	0	4	6
10. Criterios técnicos y límites arbitrarios	2	0	3	5
11. Avanzar en equidad	0	0	0	0
Familias B y C:				
1. Incentivos para cambio de paradigma	3	6	3	12
2. Incorporar a emp. Modelo los nuevos servicios	2	2	2	6
3. Riesgo por menor venta de energía (GD)	4	2	2	8
4. Medición para habilitar nuevas tarifas	3	2	3	8
5. Desarrollo de mercado de servicios	0	3	3	6
6. Disponibilidad de información para tarifar	2	2	1	5
7. Permitir entrada de nuevos agentes	5	0	1	6
8. Instrumentos transitorios: permitir nuevos agentes	0	3	3	6



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 50: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado izquierdo de la sala.

	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
Familia A:				
1. Área típica & Empresa modelo: reflejar más realidades	3	5	1	9
2. Búsqueda de eficiencia económica	3	2	3	8
3. Evolución del proceso tarifario	3	2	1	6
4. Conflicto y divergencia	2	0	1	3
5. Flexibilidad en tasa de costo de capital	0	1	2	3
6. Mejoras al proceso del VAD	1	0	2	3
7. VAD y costo real de la inversión	0	1	1	2
8. Avanzar en flexibilidad tarifaria	0	0	0	0
9. Desarrollar tarifas flexibles	0	1	1	2
10. Criterios técnicos y límites arbitrarios	0	1	0	1
11. Avanzar en equidad	1	0	1	2
Familias B y C:				
1. Incentivos para cambio de paradigma	5	6	1	12
2. Incorporar a emp. Modelo los nuevos servicios	2	2	0	4
3. Riesgo por menor venta de energía (GD)	4	2	1	7
4. Medición para habilitar nuevas tarifas	1	1	4	6
5. Desarrollo de mercado de servicios	1	0	3	4
6. Disponibilidad de información para tarifar	0	1	3	4
7. Permitir entrada de nuevos agentes	1	2	2	5
8. Instrumentos transitorios: permitir nuevos agentes	0	0	0	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Adicionalmente y por transparencia se presenta un registro fotográfico de los papelógrafos utilizados en la sala.

PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS				
GRUPO 2				
FAMILIA A)				
	PRIORIDAD			
	1	2	3	Σ
1) Área Típica & Emp. Modelo: reflejar más realidades	4	2	3	9
2) Búsqueda de Eficiencia Económica	3	3	3	9
3) Evolución del Proceso Tarifario	1	7	2	10
4) Conflicto y Divergencia	1	0	0	1
5) Flexibilidad en Tasa de Costo de Capital	4	1	1	6
6) Mejoras al Proceso del VAD	2	2	1	5
7) VAD y Costo real de la Inversión	0	0	0	0
8) Avanzar en Flexibilidad Tarifaria	0	3	2	5
9) Desarrollar Tarifas Flexibles	2	0	4	6
10) Criterios Técnicos y Límites arbitrarios	2	0	3	5
11) Avanzar en Equidad	0	0	0	0
FAMILIAS C) Y B)				
1) Incentivos para Cambios de Paradigma	3	6	3	12
2) Incorporar a Emp. Modelo los nuevos servicios	2	2	2	6
3) Riesgo por menor Venta de Energía (ED)	4	2	2	8
4) Medición para habilitar Nuevas Tarifas	3	2	3	8
5) Desarrollo de Mercado de Servicios	0	3	3	6
6) Disponibilidad de Información para Tarifas	2	2	1	5
7) Permitir entrada de nuevos Agentes	5	0	1	6
8) Instrumentos transitorios: permitir Nuevos Agentes	0	3	3	6

PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS				
GRUPO 2				
FAMILIA A)				
	PRIORIDAD			
	1	2	3	Σ
1) Área Típica y Emp. Modelo: reflejar más realidades	3	5	1	9
2) Búsqueda de Eficiencia Económica	3	2	3	8
3) Evolución del proceso tarifario	3	2	1	6
4) Conflicto y Divergencia	2	0	1	3
5) Flexibilidad en Tasa de Costo de Capital	0	1	2	3
6) Mejoras al proceso del VAD	1	0	2	3
7) VAD y Costo Real de Inversión	0	1	1	2
8) Avanzar en flexibilidad Tarifaria	0	0	0	0
9) Desarrollar Tarifas Flexibles	0	1	1	2
10) Criterios Técnicos y Límites arbitrarios	0	1	0	1
11) Avanzar en Equidad	1	0	1	2
FAMILIAS B) Y C)				
1) Incentivos para Cambios de Paradigma	5	6	1	12
2) Incorporar Nuevos Servicios a Empresa Modelo	2	2	0	4
3) Riesgo por menos Ventas de Energía (ED)	4	2	1	7
4) Medición para habilitar Nuevas Tarifas	1	1	4	6
5) Desarrollo de Mercado de Servicios	1	0	3	4
6) Disponibilidad de Información para Tarifas	0	1	3	4
7) Permitir entrada de Nuevos Agentes	1	2	2	5
8) Instrumentos transitorios: permitir Nuevos Agentes	0	0	0	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

3.2.3 PRIORIZACIONES DE PROBLEMAS EN SALA GRUPO 3

Para el grupo N°3 se registraron las prioridades para los 13 problemas consolidados. El problema 5 que trata sobre la regulación flexible para nuevos negocios, fue votado como el más relevante en la sala. En segundo lugar se votó sobre la necesidad de reconocer y fomentar mercados competitivos. En ambos grupos o papelógrafos la 1era y la 2ª prioridades coincidieron, lo cual muestra la importancia que tienen estas problemáticas para los participantes al taller. A continuación se muestran las priorizaciones levantadas durante el taller en la Tabla 51 y Tabla 52.

NOTA: Se debe destacar que para trabajar más rápido en el papelógrafo no se presenta el título o descripción completo del problema, sino que su número y un título resumido de 2 a 5 palabras.

Tabla 51: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado derecho de la sala.

Familias A y B:	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
1. Reconocer y fomentar mercados competitivos	5	4	1	10
2. Riesgo financiamiento red por GD	1	3	2	6
3. Flexibilidad tarifaria para empresas	1	1	1	3
4. Tarifas flexibles (en tiempo, espacio, etc.)	1	0	4	5
5. Regulación flexible para nuevos negocios	10	1	1	12
6. Instrumentos transitorios para nuevos negocios	0	0	0	0
7. Introducir comercializador	0	4	4	8
8. Desbloquear nuevos modelos de negocio para GD	0	3	0	3
9. Eficiencia energética: barreras e incentivos	0	0	2	2
10. Medidores inteligentes: habilitar e incentivar	0	1	2	3
11. Plataforma de información clara, precisa, trazable	0	2	3	5
12. Integración horizontal: permitir?	0	0	0	0
13. Regular integración vertical	0	0	0	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 52: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado izquierdo de la sala.

Familias A y B:	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
1. Reconocer y fomentar mercados competitivos	5	4	1	10
2. Riesgo financiamiento red por GD	3	2	1	6
3. Flexibilidad tarifaria para empresas	0	2	2	4
4. Tarifas flexibles (en tiempo, espacio, etc.)	0	0	2	2
5. Regulación flexible para nuevos negocios	10	6	2	18
6. Instrumentos transitorios para nuevos negocios	0	0	0	0
7. Introducir comercializador	1	2	4	7
8. Desbloquear nuevos modelos de negocio para GD	1	1	1	3
9. Eficiencia energética: barreras e incentivos	0	1	5	6
10. Medidores inteligentes: habilitar e incentivar	1	2	2	5
11. Plataforma de información clara, precisa, trazable	0	1	2	3
12. Integración horizontal: permitir?	0	0	1	1
13. Regular integración vertical	0	0	0	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Adicionalmente y por transparencia se presenta un registro fotográfico de los papelografos utilizados en la sala.

PRIORIZACIÓN PROBLEMAS CONSOLIDADOS		GRUPO 3 FAMILIAS A, B			
		1	2	3	Σ
1	Reconocer y fomentar Mercados Competitivos	5	4	1	10
2	Riesgo financiamiento Red por GD.	3	2	1	6
3	Flexibilidad Tarifaria para Empresas	0	2	2	4
4	Tarifas Flexibles (en tiempo, espacio, etc.)	0	0	2	2
5	Regulación Flexible para Nuevos Negocios	10	6	2	18
6	Instrumentos Transitorios para Nvos. Negocios	0	0	0	0
7	Introducir Comercializador	1	2	4	7
8	Desbloquear Nuevos Modelos de Negocio para GD	1	1	1	3
9	Eficiencia Energética: Barreras e incentivos	0	1	5	6
10	Medidores Inteligentes: Habilitar e incentivar	1	2	2	5
11	Plataforma de Info: Clara, precisa, trazable	0	1	2	3
12	Integración Horizontal: Permitir?	0	0	1	1
13	Regular Integración Vertical.	0	0	0	0

PRIORIZACION PROBLEMAS CONSOLIDADOS		GRUPO 3 FAMILIAS A) y B)			
		1	2	3	Σ
1	Reconocer y fomentar Mercados competitivos	5	4	1	10
2	Riesgo Financiamiento Red por GD	1	3	2	6
3	Flexibilidad Tarifaria para Empresas	1	1	1	3
4	Tarifas Flexibles (en Tiempo, Espacio, etc.)	1	0	4	5
5	Regulación Flexible para nuevos Negocios	10	1	1	12
6	Instrumentos Transitorios para Nvos. Negocios	0	0	0	0
7	Introducir Comercializador	0	4	4	8
8	Desbloquear Nuevos Modelos de Negocio para G.D.	0	3	0	3
9	Eficiencia Energética: Barreras e Incentivos	0	0	2	2
10	Medidores Inteligentes: habilitar e incentivar	0	1	2	3
11	Plataforma de Info: Clara, Precisa, Trazable	0	2	3	5
12	Integración Horizontal: Permitir?	0	0	0	0
13	Regular Integración Vertical.	0	0	0	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

3.2.4 PRIORIZACIONES DE PROBLEMAS EN SALA GRUPO 4

Para el grupo N°4 se registraron las prioridades para los 13 problemas consolidados. El problema 4 de la regulación flexible que permita entrada de nuevos servicios fue votado como 1era prioridad en la sala. En segunda prioridad se votó acerca de la identificación de los servicios monopólicos. En ambos grupos o papelógrafos la 1era y la 2ª prioridades coincidieron, lo cual muestra la importancia que tienen para los participantes al taller. A continuación se muestran las prioridades levantadas durante el taller en la Tabla 53 y Tabla 54.

NOTA: Se debe destacar que para trabajar más rápido en el papelógrafo no se presenta el título o descripción completo del problema, sino que su número y un título resumido de 2 a 5 palabras.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
 Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 53: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado izquierdo de la sala.

Familias A y B:	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
1. Integrar planificación territorial	3	2	0	5
2. Ciudadanía: comunicación y participación	0	2	0	2
3. Servicios monopólicos y competitivos	5	3	1	9
4. Regulación flexible: nuevos servicios	9	7	0	16
5. Instrumentos transitorios	0	1	4	5
6. Incentivar GD y autogeneración	1	0	5	6
7. GD y financiamiento de la red	1	2	1	4
8. Precios flexibles y transparentes	0	1	3	4
9. Medidores inteligentes & información	1	1	2	4
10. Incentivar nuevas tecnologías	0	1	1	2
11. Facilitar gestión de la demanda	0	0	0	0
12. Agregación demanda: nuevos servicios	0	0	2	2
13. Habilitar movilidad eléctrica	0	0	1	1

Tabla 54: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado derecho de la sala.

Familias A y B:	Prioridad			Suma
	1	2	3	Σ
1. Integrar planificación territorial	4	2	0	6
2. Ciudadanía: comunicación y participación	0	0	1	1
3. Servicios monopólicos y competitivos	3	4	3	10
4. Regulación flexible: nuevos servicios	5	5	2	12
5. Instrumentos transitorios	2	2	0	4
6. Incentivar GD y autogeneración	4	1	5	10
7. GD y financiamiento de la red	1	2	2	5
8. Precios flexibles y transparentes	2	4	2	8
9. Medidores inteligentes & información	0	0	6	6
10. Incentivar nuevas tecnologías	0	2	2	4
11. Facilitar gestión de la demanda	0	0	1	1
12. Agregación demanda: nuevos servicios	1	0	0	1
13. Habilitar movilidad eléctrica	1	1	2	4



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: "Visión y soluciones" Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Adicionalmente y por transparencia se presenta un registro fotográfico de los papelógrafos utilizados en la sala. A la derecha se encuentra el papelógrafo usado por los participantes del lado derecho de la sala y a la izquierda el papelógrafo usado por los participantes del lado izquierdo de la sala.

GRUPO 4: PRIORIZACIÓN PROBLEMAS CONSOLIDADOS		1	2	3	Σ
Integrar Planificación Territorial		3	2	0	5
Ciudadanía: Comunicación y Participación		0	2	0	2
Servicios Monopólicos y Competitivos		5	3	1	9
Regulación Flexible: nuevos servicios		9	7	0	16
Instrumentos Transitorios:		0	1	4	5
Incentivar GD y Autogeneración		1	0	5	6
GD y financiamiento de la red.		1	2	1	4
Precios Flexibles y Transparentes		0	1	3	4
Medidores Inteligentes & Información		1	1	2	4
Incentivar nuevas Tecnologías		0	1	1	2
Facilitar Gestión de la Demanda		0	0	0	0
Agregación Demanda: Nvos. Servicios		0	0	2	0
Habilitar Movilidad Eléctrica		0	0	1	1

GRUPO 4: PRIORIZACIÓN PROBLEMAS FF CONSOLIDADOS		1	2	3	Σ
1 Integrar Planificación Territorial		4	2	0	6
2 Ciudadanía: Comunicación y Participación		0	0	1	1
3 Servicios Monopólicos y Competitivos		3	4	3	10
4 Regulación Flexible: Nuevos Servicios		5	5	2	12
5 Instrumentos Transitorios		2	2	0	4
6 Incentivar GD y Autogeneración		4	1	5	10
7 GD y financiamiento de la Red		1	2	2	5
8 Precios Flexibles y Transparentes		2	4	2	8
9 Medidores Inteligentes & Información		0	0	6	6
10 Incentivar Nuevas Tecnologías		0	2	2	4
11 Facilitar Gestión de la Demanda		0	0	1	1
12 Agregación Demanda: Nvos. Servicios		1	0	0	1
13 Habilitar Movilidad Eléctrica		1	1	2	4



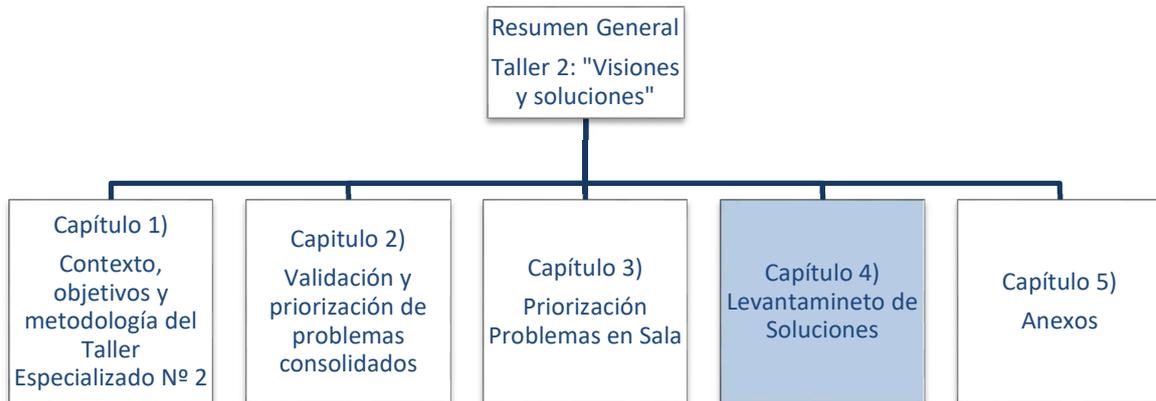
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 4: LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N° 4 que resume las soluciones presentadas por los participantes para los problemas consolidados.



Durante el segundo bloque del taller (después del coffee-break) se levantaron las primeras ideas asociadas a las potenciales vías de solución de los problemas. Esto se realiza a través del trabajo individual de los participantes con Formulario N° 2 “Levantamiento de soluciones” y luego durante la socialización enfocada en las soluciones para los problemas prioritarios.

4.1 Levantamiento de soluciones Grupo 1

A continuación se detallan para el grupo 1 las soluciones propuestas para los 4 problemas con más alta prioridad según se ha determinado en el capítulo 2 y luego se detalla la discusión realizada en sala por los subgrupos de trabajo.

4.1.1 SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS PRIORITARIOS

Para la familia A) “Expansión de la red de distribución” los dos problemas prioritarios están asociados a la eficiencia económica y a la incorporación de los nuevos agentes, tecnologías y servicios en la expansión. Estos son los siguientes en orden de prioridad.

- Familia A, Problema 4) Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética.
- Familia A, Problema 1) Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Para la familia B) “Calidad de la red de distribución” los dos problemas prioritarios están asociados a reconocer las distintas realidades y a mejorar el monitoreo y fiscalización usando TICs. Estos son los siguientes en orden de prioridad.

- Familia B, Problema 4) Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.
- Familia B, Problema 1) Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.

A continuación se describen las soluciones para los 2 problemas prioritarios asociados a la expansión (Familia A) y los 2 problemas prioritarios asociados a la calidad de servicio (Familia B).

Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 4) Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética.

Las soluciones tienen relación con buscar la mejor forma de incorporar la generación distribuida en el proceso de expansión, planificación y remuneración de la red. Se mencionan mejoras al modelo actual (empresa de referencia) pero incorporando las GD, además de estudios que determinen su penetración. Otra alternativa es planificar centralizadamente la expansión análogamente a cómo se realiza en la transmisión. También se menciona el modelo Inglés (que es una alternativa al concepto de empresa modelo e incorpora incentivos a la eficiencia económica, la calidad y la innovación). Adicionalmente se menciona el modelo Alemán como una opción donde se determina, dependiendo de una función, si los costos de la expansión la pagan todos los usuarios o sólo los generadores. Es interesante notar la necesidad de identificar polos para nuevos servicios así como el levantamiento de zonas y potencial de desarrollo en generación distribuida.

Por otra parte se mencionan criterios que podrían considerarse en la planificación de la distribución. Entre estos se destaca que ésta pudiera ser abierta y participativa, revisada periódicamente, vinculante a través de licitaciones, flexible y que permita el acceso no discriminatorio. Adicionalmente la planificación podría considerar normas técnicas mínimas de conexión y servicios, dar prioridades a las ERNC y permitir el diseño de redes robustas que incorporen tecnologías Smartgrid.

Otro criterio que pareciera ser importante se relaciona con la información, su disponibilidad, socialización y exigibilidad.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Se destaca la diferencia que existe entre quienes quieren socializar los costos de la GD y quienes buscan que los costos asociados a su conexión y su impacto en la red sea pagada por estos generadores.

Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 1) Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).

Si bien la eficiencia económica va mucho más allá de la reducción de costos, en general las soluciones planteadas fueron efectivamente mejoras incrementales que reducen costos en la distribución. La solución que plantea el cambio más fundamental tiene relación con la idea de migrar al modelo Inglés, el cual se basa en una empresa real con incentivos a la eficiencia económica, la calidad y la innovación.

Las soluciones más relevantes que tienen relación con reducción de costos son: i) definir modelos de redes en función de la zona geográfica y la densidad del consumo de clientes, ii) licitar los activos para reducir costos, iii) aunar procesos de COMA, iv) integrar los servicios de energía (gas, agua, etc.), v) incorporar tecnología como Smartgrids, vi) enmallar las redes e vii) incorporar esquemas más sofisticados de protecciones.

Se destaca la importancia que le dieron los participantes a la inclusión de nuevas tecnologías y de la Smartgrid, las que permitirán tener mayor información y control sobre la red a través de una red de comunicación que sea independiente y con una base de información transversal a nivel de estado y de los agentes de mercado.

Soluciones propuestas para el problema: Familia B, Problema 4) Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente

A pesar de que el Problema N°4 resultó de alta prioridad, no hay un gran número de soluciones u opiniones al respecto (14 soluciones).

Las soluciones propuestas pasan en su mayoría por la fuerte incorporación de tecnología en la medición, facilitando la penetración de medidores inteligentes. Algunos participantes proponen sumar nuevos agentes que gestionen la red de comunicaciones y la información. Una propuesta diferente para integrar mayor tecnología indica que se debe realizar un concurso público incorporando a la comunidad tecnológica (start-ups, pymes, etc.) para implementar soluciones como pilotos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Soluciones propuestas para el problema: Familia B, Problema 1) Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.

En este problema se desarrollan una gran cantidad de soluciones y opiniones (22 soluciones / opiniones). Existen visiones muy marcadas: una buena parte establece que se requieren estudios para caracterizar las zonas en función de diversos factores (uso de electricidad, demografía, clima, exigencia de los clientes, entre otros) y en base a ello proponer el tipo de red requerida en dicha zona reconociendo esto en la tarifa. Por otro lado se propone crear un marco regulatorio de servicio básico y de acceso universal como una base y de otros servicios de mayor calidad y confiabilidad con tarifas diferenciadas por tales características. Finalmente, algunos participantes no están de acuerdo en diferenciar calidades de servicios y proponen una única calidad igual para todos (exceptuando lugares críticos).

En cuanto a la remuneración se proponen varios modelos, uno de ellos es eliminar la tarificación de empresa por referencia y pasar a un modelo de empresa real que incorpore incentivos a la eficiencia y calidad de servicio. Otros proponen clasificar las empresas distribuidoras y cooperativas según cantidad y tipos de clientes para poder evaluar en forma independiente cada una de ellas, y que esta evaluación (Ranking de calidad) sea reflejado en las tarifas. También se proponen definir un estándar único de calidad y que en aquellos alimentadores o zonas que no se logre, los usuarios conectados en esa zona reciban descuentos.

4.1.2 SOCIALIZACIÓN DE POTENCIALES SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS PRIORITARIOS

Durante la dinámica en sala y luego de haberse enfrentado a la serie de problemas consolidados levantados por el equipo PUC, los participantes tuvieron la oportunidad de socializar las potenciales soluciones a los problemas más relevantes.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, se dividió al grupo en dos subgrupos, liderados por los coordinadores David Watts y Danilo Zurita.

A continuación se describe la dinámica que se desarrolló en cada uno de los 2 subgrupos.

Subgrupo liderado por David Watts

En el subgrupo liderado por el Prof. David Watts se alcanzaron a discutir los 3 problemas con mayor prioridad identificados por los participantes. En orden de prioridad estos fueron los siguientes:

- Familia A, Problema 1) Asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Familia B, Problema 2) Falta de **definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad** más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.
- Familia B, Problema 1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio.



Se debe notar que los 3 problemas con mayor prioridad que se identifican arriba corresponden a las prioridades levantadas durante el taller y por tanto no corresponden estrictamente a los problemas identificados de todos los formularios en el capítulo 2. A continuación se describen las soluciones planeadas y el intercambio de ideas desarrollado durante el taller para estos problemas.

Problema Familia A, Problema 1) Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).

Para este problema se plantean 7 potenciales soluciones. En general se planteó una gran gama de soluciones, desde cambios paradigmáticos de la expansión de la red (por ejemplo cambiando al modelo inglés o cambiando a una planificación centralizada) hasta mejoras técnicas incrementales como aumentar el voltaje de la red. Todos los demás cambios se relacionaron con necesidades de incorporar más tecnología y levantar más información

- 1) **Monitorear la red:** Se planteó que para gestionar las redes de distribución esta se debe monitorear. Lo primero que se necesita es una red de comunicaciones adecuada e independiente para resolver los problemas de distribución. Para esto se propuso que se llame a concurso público para financiar un proyecto piloto que pueda replicarse en todo Chile y quizás en Latinoamérica y así definir la red de comunicaciones que se requiere. El objetivo sería que se presenten ideas y que las mejores se les financie hacer un piloto.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Se opinó que en general son pocos los datos que se transmitirían por la red. El piloto sería implementado como una prueba de concepto y se reconoció que no se conocía una experiencia internacional similar. También se argumentó que el llamado lo debía hacer idealmente la CNE o el Ministerio de Energía, en cuyo caso si lo hace el regulador probablemente podría hacerse con fondos de Conicyt, Corfo u otro fondo público. Sin embargo, si las distribuidoras siguen teniendo todo el control sobre la red eléctrica entonces deberían ser estas empresas las que hagan el llamado.

- 2) Integrar servicios básicos: Se planteó que se obtienen mayores ganancias cuando se integran todos los servicios en una empresa de hardware. (gas, agua, electricidad, etc.). Es decir, los fierros de las distribuidoras deberían integrarse con otras industrias. Adicionalmente, debería integrarse al plan regulador. Los comercializadores de cada uno de los servicios podría ofrecer distintas tarifas para distintas zonas urbanas y para los distintos servicios. Se argumentó que esto podría proveer a la red de comunicaciones con un buen nivel de utilización, además de aprovechar la canalización común y probablemente otras economías. Si bien se distinguió como una muy buena aspiración, se reconoció que es una idea difícil de llevar adelante.
- 3) Límite de voltaje para mayores flujos de potencia: Se planteó la necesidad de definir los tramos de distribución por su uso y no por el voltaje. Esto significa revisar el límite de 23 kV para la distribución. Un mayor voltaje permitiría aumentar transferencia de potencia. Hoy, con el desarrollo de tecnologías de menor costo, existen cables de más de 23 kV que pueden ser canalizados por ductos con lo que se puede transferir más potencia.
- 4) Red enmallada: Hacer una red enmallada permitiría transferir más potencia siempre que sea económicamente eficiente. Esto se logra introduciendo Smartgrids (aumentar las tecnologías de comunicación) y mejorando las protecciones de la red. Actualmente las protecciones son sólo radiales.
- 5) Modelar la red para caracterizarla: Se requiere modelar la red de distribución para identificar donde se producen las fallas, y para identificar donde se presenta mayor demanda. Si se quiere expandir la red se necesita saber cómo va a evolucionar la demanda, donde incide, etc. Para eso se necesita modelar la red como se hace en transmisión.

Con respecto a esta idea se hicieron varios comentarios los cuales se detallan:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a. Es más difícil modelar que en transmisión: Es verdad que en transmisión se modelan las redes, pero esto se hace más o menos. En distribución, sin embargo, hay más redes por lo que es un esfuerzo mucho mayor.
 - b. Ya existe esta información para modelar: Hoy existe la información para modelar. El regulador le pide a la distribuidora toda la información de consumo e inyección en cada uno de los puntos de conexión de los usuarios. Toda esa información se modela en Digsilent y se modelan para determinar los flujos de potencia y la modelación económica. Se hace para los estudios de tarifa. Esta información está a disposición de la auditoría. También hay procesos con la SEC que son mensuales en que se les informa toda la red, pero sin flujos (conductores, empalmes, etc.). Esta información está sin embargo, sólo para la empresa referencia. También está otro proceso de facturación de los clientes. Toda la información la tiene la CNE y la SEC.
 - c. Cada distribuidora debería tener su propio modelo: Se planteó que cada distribuidora debería modelar su red para poder ofrecer calidad de servicio y optimizar la red. Sin embargo, se contra argumentó que a veces la mejor solución es no modelar porque es muy caro y por tanto difícil de justificar. No necesariamente en todos lados la modelación agrega valor. Además no todas la distribuidoras tienen la misma capacidad para modelar
- 6) Planificar la distribución análogamente a la transmisión: Se propone que el regulador defina los procesos de planificación y programación de la red para asegurar la eficiencia económica. Hay que definir qué es de planificación y qué de operación. Quizás la modelación es necesaria para la planificación y quizás para la operación. Quizás modelar primero la planificación. Esto debe hacerse pensando en maximizar el beneficio social

Este punto plantó opiniones divergentes. Algunos participantes plantearon que esto no se hace en distribución porque modelar la expansión de la red con su dinamismo es muy difícil y lo más probable es que uno simplemente se equivoque. Por eso se entregan señales, indicadores o metas a las distribuidoras para que cumplan con ciertos objetivos. Además, se dijo que en la medida en que uno se acerca a los consumos los supuestos son más dinámicos lo que dificultaría aún más la modelación. Otros participantes plantearon que esto se hace así en otros países y que se hace cada vez más. En estos casos el esquema de pago sería distinto, donde se reconocen las obras. Sería un cambio mayor pero no es algo que se debería desechar. Se planteó que sería uno de los temas a discutir en este taller, reconociendo que sería un cambio radical

- 7) Usar el modelo inglés: Se propuso desechar el modelo de área típica por algo más parecido al modelo inglés por empresa (RPI-X) con las modificaciones que este país ha



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

ido incorporando para dar espacio a otras iniciativas que se quieran desarrollar. Es decir, un modelo donde hayan incentivos a la eficiencia económica pero también se incorporen otros incentivos para la calidad, para las distintas realidades geográficas y que permita la incorporación de nuevas tecnologías como eficiencia energética, PMGD, GD y nuevos comportamientos de la demanda (gatillados por ejemplo por vehículos eléctricos, DR). Se aclara que habría que adecuar el modelo inglés a la realidad Chilena.

Se comenta que el modelo inglés ya ha optimizado importantemente sus costos y que hoy busca la satisfacción del cliente. En este modelo las empresas se relacionan con el regulador y las empresas presentan sus planes.

Problema Familia B, Problema 2) Falta de definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.

Para este problema el diagnóstico parece ser compartido pero no hubo consenso en cómo remunerar una mayor cobertura, un mayor acceso y una mayor confiabilidad. El diagnóstico es que en Chile la cobertura y el acceso son casi del 100% y que se debe avanzar en completarlos en su totalidad. En Chile se avanzó muy rápidamente en la electrificación en el último tiempo pero aún falta. Ahora existe la posibilidad de avanzar más con el surgimiento de nuevas tecnológicas mucho más baratas. Al final de la discusión se mencionó que la política energética tiene como meta un 100% de cobertura para año 2050.

Entre las opiniones se destacan las siguientes:

- 1) Es muy caro obligar a las distribuidoras a alcanzar el 100% de cobertura: Se plantea que no tiene sentido económico obligar a las distribuidoras a dar la cobertura que falta bajo el marco actual, a cualquier costo. Además, tendría que pagarlo toda la población. Mi propuesta es estudiar soluciones distintas, individuales o Microrredes. Las distribuidoras o terceros podrían hacerse cargo de esto (O&M) pero con una tarifa regulada.
- 2) Instrumento para avanzar en cobertura: Considerando las nuevas tecnologías y sus costos a la baja es posible pensar en un instrumento que ayude a avanzar mucho más allá sin siquiera hacer un cambio de ley.
- 3) Costo total de mejorar cobertura es bajo: Al ser pocos los casos en que falta mejorar la cobertura el costo total no es significativo a pesar de tener un costo por persona alto. Una alternativa sería incorporar esto como subsidio cruzado y otra que éstas se hagan cargo directamente (subsidio tradicional). Sin embargo, se menciona que en países en desarrollo no hay tanto recurso y suele ser necesario demostrar un modelo de negocio donde el privado ponga la plata. También se plantea que quizás no se necesita un subsidio completo del 100%.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 4) Mejorar fondos existentes: Se mencionó que hoy existen fondos para electrificar y quizás estos fondos deberían simplemente aumentarse.
- 5) Índice costo-calidad: Se debería generar un índice de costo y calidad por zona y diferenciar niveles por zona geográfica.
- 6) Política 2050 no reconoce trade-off costo-calidad: Se mencionó que meta e la política energética al 2050 no reconoce el trade-off entre costo y calidad, y que sí hay que reconocerlo

Problema Familia B, Problema 1) Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.

Para este tema se planearon soluciones con una amplia gama de profundidad. La más destacada quizás sea la propuesta de cambiar la forma de remunerar a las distribuidoras ya no por los cables sino por los servicios (calidad) prestada. Además se destaca la posibilidad propuesta de diferenciar calidades por zona geográfica.

- 1) Remunerar servicio, no red: Se propone que la calidad no esté determinado por la distribuidora sino que ella pueda proveer distintas calidades con distintas tecnologías como por ejemplo con microrredes, no solo con cables que dependen de la realidad geográfica. Que se pague por servicio no por el cable y que se remunere por el resultado (o performance).
- 2) Índice costo-calidad: se plantea crear un índice costo-calidad para la distribución por zona para establecer límites de calidad.
- 3) Calidad por zona: se plantea categorizar distintas zonas de acuerdo a uso de la energía, variables demográficas de forma de determinar la calidad adecuada para estas zonas para segmentar todo el país. Revisar esta categorización de la calidad con una periodicidad de 5 años.
- 4) Normas técnicas aborden temas comerciales: Se propone que las normas técnicas aborden los procesos comerciales considerando las realidades comerciales (SSAA, facturación, lectura de medidor, O&M, etc.). Hay por ejemplo zonas en las que las casas se ocupan unos meses en al año (cabañas de vacaciones) y no se necesita ir a leer el medidor todos los meses.

Subgrupo liderado por Danilo Zurita

En el subgrupo liderado por el Danilo Zurita se alcanzaron a discutir los 5 problemas con mayor prioridad identificados por los participantes. En orden de prioridad estos fueron los siguientes:

- Familia A, Problema 1) Asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Familia A, Problema 4) Incorporar formal, explícita y transparentemente en la **planificación** de la red potenciales efectos de **nuevos agentes, tecnologías y servicios** (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética.
- Familia B, Problema 1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio.
- Familia B, Problema 4) Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.



Se debe notar que los 5 problemas con mayor prioridad que se identifican arriba corresponden a las prioridades levantadas durante el taller y por tanto no corresponden estrictamente a los problemas identificados de todos los formularios en el capítulo 2. A continuación se describen las soluciones planeadas y el intercambio de ideas desarrollado durante el taller para estos problemas.

Familia A, Problema 1) Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICs, etc.).

En general las soluciones al problema de la eficiencia se centraron en mejorar la coherencia de los permisos entre distintos sectores, en flexibilizar la regulación para poder habilitar los distintos servicios que puedan surgir en el futuro, mejorar la información disponible para los agentes y en permitir la inversión en nuevas tecnologías. A continuación se describen las principales soluciones planteadas.

- 1) Permisología: Se acuñó el término “permisología” para indicar las dificultades para obtener los permisos que exigen las autoridades en distintos sectores. Se planteó la necesidad de una mayor flexibilidad y coherencia de parte de las autoridades. Diferentes organismos (municipales u otros) actúan de diferente forma. La relación con



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

eficiencia económica está en que los permisos afectan los costos finales de una solución. La eventual incompatibilidad entre legislaciones de eléctrica y de otros servicios se implica pagar más y tiempos más largos.

- 2) Regulación flexibilidad: Se planteó la necesidad de un marco legal flexible para la expansión y también para los modelos de negocios. Se planteó la necesidad de una regulación que estableciera el norte y no impusiera el cómo. Esto es necesario para un mundo cambiante. Hoy es GD, mañana el auto eléctrico y en el futuro pueden venir muchas otras cosas. Se planteó la necesidad de una legislación que nos rigidice y que no se transforme en una camisa de fuerza que permita adaptar las redes.
- 3) Sistemas de información: Agregar sistemas de información, como información de la red, tasas de falla, holguras y proyectos en ejecución para permitir que el mercado sepa con que se enfrenta.
- 4) Garantizar la rentabilidad a la innovación: Se planteó que se considere en los criterios de desarrollo y expansión una rentabilidad garantizada para quienes se arriesguen a introducir tecnologías nuevas.

Familia A, problema 4: Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/ PV comercial/ PMGD/ CHP/ GD/ Prosumers/ Eficiencia Energética.

Se discutió ampliamente entorno a la posibilidad de socializar los costos de la GD si llegar a un consenso. Además se plantearon varias alternativas para poder incorporar mejor la GD en la planificación y la modelación de las redes de distribución, e incluso en las redes de transmisión. Se planteó que es importante incorporar más flexibilidad en las redes al existir más GD y que sería importante redefinir el voltaje máximo de distribución.

- 1) PMGD y planificación de la transmisión. Los PMGD influyen la transmisión, por lo que deberían incorporarse en su planificación. Quizás se deba redefinir la potencia máxima de los PMGD. Se debería estudiar.
- 2) Flexibilidad para GD: Flexibilidad en Modelación para incorporar nuevos con nuevos servicios: se planteó la necesidad de incorporar en la modelación de la red explícitamente flexibilidad para permitir estos servicios.
- 3) Socializar costo de conexión de GD: Se propuso seguir el modelo alemán. Se afirmó que este modelo estableció una fórmula que establece cuándo la generación distribuida paga su conexión a la red y cuando los pagan todos los consumidores buscando el beneficio social. Hoy la GD (PMGD y generación residencial) paga su conexión a la red:
 - a. Se argumentó que en Alemania hay una política pública para disminuir los gases de efecto invernadero y por eso financian estos proyectos. En Chile se debe



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- definir si se quiere financiar a la GD para disminuir los gases de efecto invernadero. ¿Es lo más eficiente?
- b. Se planteó que GD deberían ser clientes de las distribuidoras.
 - c. Se contesta que eso no quiere decir que todos. El hecho debe ser cliente no implica que la distribuidora deba hacerse cargo de expandir y socializar los costos. Alocar los costos es una decisión de política pública. Ejemplo: Ley de equidad tarifaria es una decisión política. ¿Hay algún motivo para subvencionar los costos a GD? Si es así, entonces se subvenciona y socializa el costo si no, entonces no.
- 4) Estudio para proyectar potenciales de generación: Se propuso que debería haber un estudio para proyectar potenciales de generación,
- a. Se complementó diciendo que se debe estudiarse el modelo de Inglaterra donde hay mapas públicos por alimentador que le permiten a los generadores saber dónde será más difícil conectarse.
- 5) Redefinir voltaje máximo de distribución: En el mundo los voltajes máximos son más altos que en Chile, donde el límite está en 23kV. En la distribución la tensión límite la define la norma, pero esta definición tiene impacto en las tarifas. Se le entrega a la norma una definición que es muy importante. Se agrega que la Ley (no la norma) sí define el límite superior de la transmisión zonal.
- a. Se comenta que la decisión debiera ser técnica. Hay un voltaje óptimo que minimiza la función de costos. PMGD originales: disminuir consumos y aprovechar red existente. Es un cliente de la distribuidora.

Familia B, Problema 1) Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio

Este problema se juntó durante la discusión con el problema 2 de la familia uno que relaciona la diversidad de las distintas zonas geográficas con la planificación.

Se planteó que el nivel socioeconómica debiera eliminarlo discusión, salvo con disposiciones a pagar por calidades diversas. Los costos de la red tienen que ver con las densidades. Eso no es eficiente. No se pueden tener en una misma cuadra diferentes sectores.

Se planteó la idea de definir 2 estándares: urbanos y rural. Si ese alimentador no cumple con el estándar de calidad, se traduce en la tarifa a los usuarios. No como en el actual modelo de compensaciones. Se descartó el agregar los niveles socioeconómicos porque esto no sería eficiente. Los costos de la red tienen que ver con las densidades. No se pueden tener en una misma cuadra diferentes sectores.

Se planteó también que las necesidades de calidad tienen que ver con zonas y realidades. Hoy en día hay zonas donde una interrupción de 20 minutos genera reclamos. En otras zonas 2 horas



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

de corte no produce nada. Hay zonas que reclamen más. Hay zonas donde no se puede tener la misma red que en otras. Se comentó que esto está más o menos resuelto en clientes libres.

Finalmente en este tema se plantea que la política energética de largo plazo, establece 4 horas de interrupción en cualquier localidad de Chile (2035) y una hora en 2050. Se planteó que toda localidad debería aspirar a equidad en la calidad. La ley de equidad tarifaria socializa esos costos. Se afirmó que se debería establecer un objetivo vinculante de calidad de servicio obligando a y reconocer las realidades diversas.

Familia B, problema 4: Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente

Se argumentó que se debe apuntar a una medición inteligente para todos los clientes, para poder hacer gestión de red y para que los clientes hagan gestión y se desarrolle de plataformas públicas. Eso tendría que ir acompañado de tarifas que permitan a los usuarios tomar decisiones.

Además, se planteó liberalizar absolutamente el tema tarifario, total libertad para ofrecer tarifas. Se contra-argumentó que los alemanes demostraron que la medición inteligente no aporta beneficios reales a todos los usuarios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

4.2 Levantamiento de soluciones Grupo 2

A continuación se detallan para el grupo 2 las soluciones propuestas para los 4 problemas con más alta prioridad según se ha determinado en el capítulo 2 y luego se detalla la discusión realizada en sala por los subgrupos de trabajo.

4.2.1 SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS PRIORITARIOS

Para la familia A) “Problemas actuales de la tarificación vía área típica” los dos problemas prioritarios están asociados a las áreas típicas y a la evolución de la tarificación en concordancia con el desarrollo institucional. Estos son los siguientes en orden de relevancia:

- Familia A, Problema 1) Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución.
- Familia A, Problema 3) Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados.

Para la familia B) “Remuneración para la distribución del futuro” y la Familia C) “Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro” los dos problemas prioritarios están asociados a viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes, así como el riesgo de financiamiento de la red que podría incrementarse al reducirse la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y servicios. Estos son los siguientes en orden de importancia:

- Familia B, Problema 1): Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios
- Familia B, Problema 3): El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.)

A continuación se describen las soluciones para los 2 problemas más relevantes asociados a la expansión (Familia A) y los 2 problemas prioritarios asociados a la calidad de servicio (Familia B).

Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 1) Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución

Se han levantado 17 soluciones propuestas por los participantes a través del Formulario N° 2 “Levantamiento de soluciones.” Una gran cantidad (11) proponen migrar hacia una tarificación por empresa para capturar todas las realidades e incluso se propone una segmentación por



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

comuna. Por otro lado, para limitar la cantidad de estudios, se sugiere agrupar empresas muy pequeñas o similares (cooperativas por ejemplo) cuando lo amerite.

Con el mismo objetivo de mejorar la segmentación para la remuneración de la distribución, otros participantes proponen aumentar el número de áreas típicas. Esto realizando estudios de clasificación de los sectores de distribución en unidades homogéneas (nuevas áreas típicas) en función de factores climáticos, sociales, de servicios, de costos de suministro e incluyendo estudios de comportamiento de la demanda, entre otros.

Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 3) Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados

De las 18 propuestas de solución planteadas hay una gran coincidencia en que se debe avanzar hacia incluir al Panel Expertos para resolver controversias, especialmente en el proceso de tarificación. Se menciona que los estudios tarifarios deberían incluir la fijación de las tarifas finales, con la opción de acudir al Panel antes de su publicación mediante decreto. Hay una propuesta sobre crear a un Panel, diferente al actual Panel de Expertos, que sea representativo de la sociedad y sus actores, con periodicidad y transparente.

Respecto del proceso tarifario una de las sugerencia que se repite es la mayor participación: incluir a la ciudadanía, hacer el proceso público y transparente, hacer un registro de personas o instituciones interesadas, abrir el proceso para considerar más opiniones, dudas y sugerencias de mejoras, incluir audiencia pública al final e instancias iniciales / intermedias para plantear observaciones.

Soluciones propuestas Familia B, Problema 1): Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.

Las soluciones propuestas mencionan una gran cantidad de tópicos entre los cuales se destacan el desacople de las ventas de energía y los ingresos de la distribuidora, incluir más tecnologías, smart grid y medición inteligente y establecer metas e incentivos en la regulación para fomentar la innovación en las empresas.

El desacople apunta hacia la provisión de nuevos servicios en el sentido que permite separar al dueño de los “fierros” y así incluir servicios relacionados con la mayor eficiencia energética, la generación distribuida, etc. Se indica también que la inclusión de tecnologías, automatismos y sobretodo la medición inteligente permitirá viabilizar la introducción de nuevos agentes y servicios. La tecnología actual permitiría mayor flexibilidad. En cuanto a los incentivos en la regulación se propone establecer metas explícitamente para el desarrollo de innovación e



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

implementación de estas. Por otro lado, se recomienda incorporar incentivos económicos de competencia entre las compañías.

Soluciones propuestas Familia B, Problema 3): El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.).

La principal solución propuesta es el desacople en diferentes grados, partiendo desde “reducir el peso relativo del pago por energía, en beneficio de un pago por conexión” hasta, “desacoplar completamente las ventas de energía de los ingresos”. Asimismo, se propone definir metodologías simples para estimar el uso de la red para los distintos tipos de usuarios. En el caso de GD, se propone que paguen por la capacidad necesaria para evacuar la energía. En esta misma línea sobre que la GD pague por la red, se sugiere que lo vayan asumiendo de manera paulatina, pues el sistema actualmente no está diseñado para recibir GD.

Por otro lado, se plantea que si la tecnología volviera obsoleta las redes, simplemente debieran dejar de pagarse, siendo esto el riesgo de todo negocio, más aun cuando se le garantiza el 10%.

4.2.2 SOCIALIZACIÓN DE POTENCIALES SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS PRIORITARIOS

Durante la dinámica en sala y luego de haber enfrentado la serie de problemas consolidados por el equipo PUC, los participantes tuvieron la oportunidad de socializar las potenciales soluciones a los problemas más relevantes.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, se dividió al grupo en dos subgrupos, liderados por los coordinadores David Watts y Rodrigo Gutiérrez.

A continuación se describe la dinámica que se desarrolló en cada uno de los 2 subgrupos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR



Subgrupo liderado por David Watts

En el subgrupo liderado por el Prof. David Watts se alcanzaron a discutir los 2 problemas con mayor importancia identificados por los participantes, un problema de la familia A y uno de la familia B que se enuncian a continuación:

- Familia A, Problema 1) Las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente y con la eficiencia correspondiente.
- Familia B, Problema 1) Identificar **incentivos para viabilizar los cambios de paradigma** que experimentará el sector (que consiste en **separar** la remuneración de los “fierros” con la de los **servicios**).

Se debe notar que los dos problemas con mayor prioridad que se identifican arriba corresponden a las prioridades levantadas durante el taller y, por tanto, no corresponden estrictamente a los problemas identificados de todos los formularios en el capítulo 2. A continuación se describen las soluciones planeadas y el intercambio de ideas desarrollado durante el taller para estos problemas.

Familia A, Problema 1) Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente y con la eficiencia correspondiente.

Para este problema se plantean seis potenciales soluciones, las cuales se resumen a continuación. Las principales ideas se centraron en torno a la definición de área típica por empresa concesionaria, la búsqueda de eficiencia económica y el riesgo regulatorio que implican distintas alternativas de estudios tarifarios. Las divergencias de opinión se



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

concentraron sobre todo en cuántas áreas típicas definir y que nivel de complejidad asumir para los estudios tarifarios.

- 1) Área típica por empresa: Gran parte de la discusión se centró en la propuesta de hacer un área típica por empresa para reflejar mejor la realidad de cada empresa. En torno a este tema hubo opiniones que prefieren profundizar e incluso tener o varias áreas típicas por empresas. Por otro lado, hubo quienes opinaron que puede ser un poco engorroso hacer 30 o más estudios tarifarios (uno por empresa). Para este último punto se planteó que a cada empresa se le deberían pedir estudios con distintas profundidades dependiendo del tamaño de la empresa. Por ejemplo, a una cooperativa se le debería pedir un estudio muy sencillo. Además, se planteó que tener un área típica por empresa no sería un problema hoy, pero que probablemente fue un problema antes.
- 2) Simplicidad versus subsidios cruzados: Se mencionó que es aceptable un cierto nivel de subsidio cruzado con el fin de mantener la transparencia de los estudios tarifarios, lo cual se logra manteniendo algún grado de simplicidad en la regulación.
- 3) Eficiencia económica: Se planteó que la eficiencia económica se logra a través de la empresa modelo que se le ajusta a la concesionaria. Se planteó que tener un área típica por empresa permite tener información de cada empresa y, por tanto, su información se puede fiscalizar y revisar más eficientemente, lo cual permite reducir los VNR. Esto también repercute en mayor eficiencia económica. También se mencionó que los estudios deberían ser más frecuentes y que esto introduciría más eficiencia. Finalmente, se podría usar algún tipo de benchmarking bien parametrizado.
- 4) Riesgo regulatorio: Se discutió entorno al riesgo que conllevan distintas alternativas de estudios tarifarios. Se mencionó que existe un trade-off entre riesgo y eficiencia económica. La alternativa de cambiar la frecuencia de los estudios o aumentarla tendría consecuencias sobre el riesgo. Implica un mayor riesgo porque las distribuidoras verían precios menos estables. Esto es lo que se hace en USA (Utility Commission). Esta comisión está permanentemente observando y controlando a las distribuidoras. Por otro lado se mencionó el caso de Inglaterra que tiene periodicidades más amplias (según un participante es de 8 años), pero al ser este un modelo nuevo no existe evidencia que lo respalde. También se mencionó que el riesgo aumenta si los estudios tarifarios parten de cero o se dejan sólo algunos parámetros libres. Adicionalmente se discutió la idea de dejar ciertas holguras.
- 5) Regular por empresa o por grupo económico: Se planteó la necesidad de estudiar si se debe regular por concesionaria o por grupo económico. Se dieron los ejemplos de los grupos CGE y Saesa que poseen varias empresas concesionarias en su holding.
- 6) Diferentes tarifas en los bordes entre concesiones: Se discutió que los clientes suelen ver las diferencias en los bordes entre concesiones. Sería bueno que hubiera



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

una superposición. Hoy están permitidas las concesiones superpuestas que permitiría suavizar las diferencias entre tarifas en una misma calle. En este sentido aparecen 2 problemas separados. Cómo se reparte la recaudación entre las concesionarias colindantes y cómo se define la tarifa en los bordes.

Problema Familia B, Problema 1) Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector (que consiste en separar la remuneración de los “fierros” con la de los servicios).

Para este problema se plantearon discusiones en torno a 3 temas. Cómo incentivar a la distribuidora a cumplir ciertas metas y si esto se justifica, mecanismos para incentivar la eficiencia energética y los fundamentos del modelo inglés para dar incentivos. Para cada tema se plantearon posibles soluciones sin necesariamente llegar a un consenso.

Entre las opiniones se destacan las siguientes:

- 1) Incentivos: Se menciona que existen 2 alternativas. Primero, apostar por la empresa pagándole a priori para que invierta en ciertos temas que se prefieran como calidad o eficiencia energética. El problema de esta alternativa es que las empresas pueden elegir no hacer nada e incrementar sustancialmente sus utilidades. La segunda alternativa consiste en exigir que inviertan y monitorear sus resultados. Esta última alternativa es más exigente y estresa más a la empresa. Se opinó que en Chile somos malos para los incentivos (como por ejemplo una meta clara de 1000 techos solares), destacando que somos más propensos a viabilizar las posibilidades. Por supuesto que en países donde hay altos incentivos las empresas reaccionan más rápidamente.
- 2) Eficiencia energética: Se discuten alternativas para incentivar la eficiencia energética. En este punto se dan opiniones en torno al desacople de la remuneración de las distribuidoras con las ventas de energía y mecanismos más específicos como certificados blancos que se transen. Se mencionó que estos últimos se han preferido en el último tiempo en el mundo.
- 3) Modelo Inglés: brevemente se alcanzó a hacer una descripción del modelo Inglés. Se mencionó que no hay experiencia del modelo inglés ya que es muy nuevo. Sin embargo, se opinó que en el caso inglés ha disminuido la presión por los costos y se ha dejado más espacio para los nuevos servicios y la satisfacción del cliente. En este modelo el regulador (Ofgem) negocia y definen metas e incentivos con las distribuidoras como por ejemplo incentivar la entrada de GD. Ellos han sido altamente transparentes en el proceso.
- 4) Benchmarking: Al final de la sesión se dejó planteada la alternativa de hacer benchmarking.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez

En el subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez se alcanzaron a discutir y proponer soluciones para cinco problemas prioritarios identificados por los participantes en sala mediante la votación pública, tres problemas de la familia A y dos problemas de la familia B que se enuncian a continuación:

- Familia A, Problema 1): Las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las diferentes **realidades nacionales** para remunerar correctamente la distribución
- Familia A, Problema 2): La búsqueda de la **eficiencia económica** en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta
- Familia A, Problema 3): Proceso de **tarificación** debería ir evolucionando, en especial acorde al **desarrollo institucional**, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados
- Familia B, Problema 1): Identificar incentivos para viabilizar los **cambios de paradigma** que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.
- Familia B, Problema 3): El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** al **reducir** la **cantidad de energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética**, etc.).

Los problemas con más discusión corresponden a los problemas 1, 2 y 3 de la familia A. Los problemas de la familia B se trataron en mucho menor detalle por la limitación del tiempo disponible.

Familia A, Problema 1): Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución

En este problema se discuten en el grupo dos tipos de soluciones, ambas con posiciones a favor y en contra entre los participantes. La primera solución, que representa un cambio más radical respecto de la situación actual, corresponde a realizar un estudio por cada empresa para efectos de remuneración. La segunda solución propuesta es mejorar las áreas típicas aumentándolas para que segmenten de mejor forma. Ambas apuntan a mejorar la representación de las diversas realidades nacionales. En este último punto, también se indica que cada empresa podría estar representada por más de un área típica, pues incluso para una misma empresa se identifican diversas realidades.

Algunos participantes opinan que se debe realizar un estudio por empresa para que la realidad de cada empresa se vea reflejada correctamente en su remuneración. Sin embargo, al mismo tiempo se indica que esto complejizaría bastante el proceso de tarificación, el regulador requeriría tener más profesionales y no realizar todos los estudios tarifarios simultáneamente.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Además se indica que otro atributo deseable de una nueva regulación es la simpleza y transparencia; y ciertamente con un estudio por empresa esto no ocurre. Adicionalmente, se cuestiona qué significa tarifificar por empresa, pues actualmente se dice que hay más de 30 empresas, pero en realidad hay grupos económicos que agrupan varias empresas (ejemplo: CGE).

Por último, se identifica una dificultad al establecer varias áreas típicas por empresa que tiene relación con las condiciones de borde y las diferencias que podrían darse entre vecinos que se encuentran en diferentes áreas. Esto se ve subsanado, en parte, con la Ley de equidad tarifaria.

Se identifica como un modelo a estudiar, la remuneración de las empresas sanitarias, que se hace para cada empresa, no se efectúa simultáneamente y se establecen comisiones de expertos para cada estudio.

Familia A, Problema 2): La búsqueda de la eficiencia económica en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta

Este problema está bastante relacionado con el problema anterior, pero se discuten varios aspectos al respecto: la distinción entre minimización de costo y la búsqueda de eficiencia económica; la búsqueda de eficiencia más allá de la entrega de suministro; la meta de calidad ya establecida en la Política 2050 y el reconocimiento en tarifa. Finalmente, la posibilidad de introducir un nuevo modelo de comparación entre empresas para incentivar la calidad.

Distinción entre minimización de costo y búsqueda de eficiencia: Lo primero que señalan los participantes, es que se debe distinguir entre minimización de costo y eficiencia. Se debe entender que la minimización de costos no es eficiencia (en el caso extremo, no invertir nada tendría cero costo, pero no habría distribución). Es decir, hay un trade-off entre la calidad que se puede ofrecer y las inversiones que se requieren.

La búsqueda de eficiencia más allá de la entrega de suministro: A su vez se señala que la calidad debe apuntar más allá de entregar el suministro (agrandar conductores), más bien en invertir en más tecnología y mejoras en calidad de atención comercial. En general, apuntar hacia el cliente realizando una optimización en conjunto con la empresa y el cliente. Sin embargo, también se señala que la calidad está muy relacionada con los “fierros”, pues con la configuración de las redes actuales, la meta de interrupciones de una hora al año no es posible. Se tiene que enmallar las redes, tener reconfiguración automática de los alimentadores, etc. Esa estructura se debe reconocer en el modelo tarifario.

La meta de calidad ya establecida en la Política 2050 y el reconocimiento en tarifa: Se recuerda que ya existe una meta de calidad a nivel país (Política 2050) y la nueva regulación debería hacerse cargo de ello. Es decir, ayudar a que lleguemos a esta meta de la manera más eficiente posible. Asimismo, se recuerda que ya que se está trabajando en una nueva norma técnica de



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

calidad de la distribución que cambia el paradigma de cómo se mide la calidad, estando orientada mucho más hacia el cliente. Por otro lado, se indica que estas metas de calidad deben alienarse con la SEC y el mundo tarifario.

Posibilidad de introducir un nuevo modelo de comparación entre empresas para incentivar la calidad: Por último se plantea la posibilidad de establecer comparaciones entre empresas de modo de premiar a la distribuidora con mejores índices de calidad. Ese es un tema que requiere mucho más estudio pues sería cambiar el modelo regulatorio del actual (yardstick o empresa modelo) a un modelo del tipo price cap o de comparación. Sin embargo, como desventaja de este último modelo se plantea que sería bastante difícil de implementar con la concentración actual (ej.: que se gana con hacer competir las diferentes distribuidoras de CGE).

Familia A, Problema 3): Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados

Para este tema se da poco tiempo a los participantes para que así también se alcancen a discutir tópicos de la familia B. Se alcanza a mencionar 3 temas en relación a la composición del panel de expertos, la tarificación actual 2/3 y un 1/3 y rol que podría tener el panel y hasta donde debe llegar el VAD.

Sobre la composición del panel se indica que hasta hace poco tiempo atrás no había nadie de distribución y que los participantes simplemente no tenían el conocimiento necesario para tomar decisiones en este ámbito. Se expone un caso específico donde una empresa de distribución tuvo que explicar mediante video cronometrado a los integrantes del panel respecto de la optimización de la cuadrilla, pero aun así el panel solicitaba disminuir los tiempos. En este caso se está de acuerdo en que el panel de expertos es un buen organismo para dirimir controversias, pero se critica su composición.

Tarificación 2/3 y 1/3 y el rol que podría tener en el panel: Si la ponderación 2/3 y 1/3 está desactualizada se debe ir a un organismo que dirima. Se señala que sería útil estudiar la tarificación de las sanitarias, donde se crean comisiones específicas que van resolviendo conflictos. A su vez, se señala que también se ha criticado bastante estas comisiones, pues se componen de 3 expertos: uno elegido por el regulador, uno elegido por la empresa y uno elegido por sorteo o de común acuerdo y, en general, lo que ocurre es que el elegido por el regulador defiende al regulador, el elegido por la empresa defiende la posición de la empresa y el tercero termina tomando la decisión.

Por último se comenta sobre el alcance del VAD y se sugiere que llegue hasta la tarifa final del cliente, pues actualmente se llega hasta un punto intermedio. Luego es la CNE la que define ciertos factores (factor de coincidencia de horas de uso) mediante los cuales se llega a la tarifa



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

final. Estos factores están fuera del estudio. Por último, se indica que si se desacoplaran las ventas de energía y se fijaran los ingresos de la distribuidora, se solucionaría este problema.

Familia B, Problema 1): Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.

Para este problema se destacó que la nueva regulación debe contemplar incentivos para el desarrollo de nuevos negocios, pero también para el sobre-cumplimiento de la calidad. Al contrario, también se mencionó que el Estado podría establecer las metas de innovación y castigar a las empresas que no lo logren.

Se destacó también que hay ciertas tecnologías que no debieran ser consideradas innovación, como los medidores inteligentes. Se propone que simplemente sean exigidos por la regulación y reconocidos en la tarifa. Otros temas como demótica, vehículos eléctricos, u otros, podrían incluirse como innovación y ser incentivados.

Hay diversos puntos de vista en la sala respecto de la propiedad del medidor. Por un lado, se plantea que el medidor debe pertenecer a la distribuidora por diversas razones como: es parte fundamental de su negocio y les permite facturar; existen economías de ámbito y de alcance; para mejorar la calidad de servicio; entre otros. Por otro lado, se plantea que podría existir un mercado competitivo respecto de los medidores pero que para ello deberían certificarse.

Familia B, Problema 3): El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.).

La solución general planteada es el desacople de las ventas de energía y los ingresos. Actualmente las distribuidoras al vender más, ganan más y, por tanto, hay un total desincentivo a promocionar la eficiencia energética. El desacople permitiría que las distribuidoras que mejor conocen a los clientes y que tiene la mejor información no la ocupen en la eficiencia energética.

Se sugiere que el riesgo de financiamiento de la red se revisara por cada uno de los elementos, separando generación distribuida de eficiencia energética. Por ejemplo, la solución para generación distribuida puede pasar por cobrar por potencia el uso de respaldo que obtienen de la red. Ante este punto, se indica también que con esto se pasaría a tener aún menos GD, pues incluso con ese subsidio cruzado hoy hay pocos generadores distribuidos.

Se menciona que el desacople puede ser parcial o total y que en cualquier caso, el desacople podría significar disminuir la tasa a las distribuidoras, pues el negocio tendría menos riesgos (baja la variabilidad de flujo por todos lados).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Por último, se señala que el desacople elimina el desincentivo, dejando a la distribuidora neutra en términos de eficiencia energética y, por lo tanto, debe ir acompañado de campañas de eficiencia energética (tipo zanahoria y garrote) para ver resultados en ese ámbito.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

4.3 Levantamiento de soluciones Grupo 3

A continuación se detallan para el grupo 3 las soluciones propuestas para los 4 problemas con más alta prioridad según se ha determinado en el capítulo 2 y luego se detalla la discusión realizada en sala por los subgrupos de trabajo.

Para este grupo en particular la coordinadora de la CNE Laura Contreras pudo asistir al taller por lo que fue en parte reemplazada por el profesor David Watts y por el profesional de la CNE Ricardo Fuentes.

4.3.1 SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS PRIORITARIOS

El en Formulario 1 se priorizaron los problemas de las familias A y B en conjunto. Los cuatro problemas más relevantes en orden de importancia están asociados a una regulación flexible, la separación de mercados competitivos de los monopolios, el riesgo para las distribuidoras por la entrada de nuevos agentes y la necesidad de introducir el comercializador. Estos son los siguientes en orden de preferencia:

- Problema 5) Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable).
- Problema 1) Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente.
- Problema 2) El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la cantidad de energía consumida por los usuarios.
- Problema 7) Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.

A continuación se describen las soluciones para las 4 problemáticas más votadas para las Familias A y B.

Soluciones propuestas para el Problema 5) Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Los participantes completan 29 propuestas de solución bastantes diversas para este problema. Algunas de las propuestas contemplan dejar la nueva Ley con mecanismos para incorporar nuevos agentes y servicios, estableciendo sólo los aspectos estructurales del sector; establecer una nueva regulación basada en incentivos; regular la transparencia de la información de las redes y desacoplar las ventas del desarrollo de las redes.

En cuanto a mecanismos para incorporar nuevos agentes y servicios en la Ley, se indica que se debe dejar abierta la posibilidad de inclusión de servicios que hagan uso de la red de distribución y establecer tarifas (no dependientes de energía) a ser pagada por quienes proveen dichos servicios al propietario de las instalaciones físicas de la distribuidora. Es decir, la Ley debe establecer los procesos o procedimiento mediante los cuales se evaluarán e integrarán nuevos servicios y sus modos de operación. En esa misma línea se sugiere que la Ley no incluya definición de agentes, sino que esta definición se realice en los reglamentos. Aun así, se indica que se debe cuidar el rol del regulador y de la autoridad, de modo de no dejar espacios para la discrecionalidad. Como un ejemplo concreto para definir agentes de una forma abierta en la Ley, se sugiere crear la figura de prestador de servicios eléctricos competitivos, sin enumerar o encasillar el tipo de servicios para no restringirlos.

Se recomienda establecer una regulación basada en incentivos, que permita establecer objetivos claros de política pública, evitando sobre-regular. Para ello se sugiere estudiar en detalle la regulación implementada en el Reino Unido para introducir innovación en el sector, pero adaptándola a la realidad de Chile. En esta misma idea de entregar incentivos, se postula que se debieran contemplar incentivos adecuados a las distribuidoras de forma que se posibilite la entrada de nuevos actores y servicios y así que las mismas distribuidoras ganen una parte de los nuevos servicios y permitan su desarrollo.

Se propone también regular la propiedad y difusión de la información de red, pues se considera clave que la información se haga pública y transparente de forma que facilite la incorporación de nuevos negocios y servicios. Por último, se sugiere a su vez que el desacople de las ventas del desarrollo de los “fierros” permitiría abrir las redes para nuevos servicios y fomentar la competencia en servicios donde sea posible.

Soluciones propuestas para el Problema 1): Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

En general hubo acuerdo en que se deben separar los servicios que puedan desarrollarse a través de mercados competitivos de los que son intrínsecamente monopólicos. Hubo consenso en que es monopólico el servicio de distribuir la energía a través de la red o el de permitir el uso de la infraestructura y pueden ser competitivos los nuevos servicios como comercialización, provisión de energía a través de generación distribuida u otros.

A pesar del acuerdo general, existen claras diferencias en torno al rol del distribuidor. Existen algunos participantes que creen que se deben dejar los espacios para que la distribuidora pueda proveer algunos servicios y que sólo se le deben dar los incentivos apropiados. También hay diferencias para definir si las distribuidoras deben invertir, operar y mantener o solo una parte de estas (por ejemplo sólo invertir).

Se destaca la importancia que exista libre acceso a las redes y a la información. Además, varios participantes mencionaron la necesidad de monitorear y estudiar si ciertos servicios se pueden desarrollar en mercados competitivos y cuál es el valor para el usuario final.

Soluciones propuestas para el Problema 2) El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la cantidad de energía consumida por los usuarios.

Con respecto al riesgo financiero a las que están expuestas las distribuidoras por una posible penetración de generación distribuida u otros servicios, existe consenso en las soluciones vertidas en los formularios. La solución de los participantes es claramente el desacople de las ventas de energía de la remuneración de las distribuidoras. Esta idea se extiende a la necesidad de entender el impacto del desacople y de la penetración de la generación distribuida en los procesos tarifarios y en la expansión de la red.

Soluciones propuestas para el problema 7) Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios

En general las soluciones en torno a este tema se centraron en el real aporte del comercializador. En este sentido, se puso en duda que pueda reducir costos, considerando que en Chile existe un mecanismo de licitación para la compra de energía para clientes regulados. Varios participantes opinaron que sería difícil que los comercializadores pudieran bajar estos precios.

Sin embargo, se afirmó que los comercializadores pueden proveer nuevos servicios al sistema como control de frecuencia al gestionar por ejemplo la demanda. Además, serían una pieza clave para poder separar los mercados competitivos de los monopólicos. Opiniones encontradas se plantearon en los formularios respecto a la ventaja de la competencia en la comercialización cuando se compite por precio.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

4.3.2 SOCIALIZACIÓN DE POTENCIALES SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS PRIORITARIOS

Durante la dinámica en sala y luego de haberse planteado la serie de problemas consolidados por el equipo PUC, los participantes tuvieron la oportunidad de socializar las potenciales soluciones a los problemas más relevantes.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, se dividió al grupo en dos subgrupos, liderados por los coordinadores David Watts y Rodrigo Gutiérrez.

A continuación se describe la dinámica que se desarrolló en cada uno de los 2 subgrupos.

Subgrupo liderado por David Watts



En el subgrupo liderado por David Watts se alcanzaron a discutir y proponer soluciones para los 4 problemas más relevantes identificados por los participantes en sala mediante la votación pública. Estos problemas se enuncian a continuación:

- Familia A, Problema 1): Falta reconocer que **existen mercados de servicios** que son inherentemente **monopólicos y otros** que no, pudiendo ser **competitivos** dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente **eficiente fomentar la competencia** a través de nuevos **modelos de negocio** donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente
- Familia A, Problema 5): Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una **regulación flexible** que **habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables** (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de **mecanismos** que fomenten la **innovación** y la **competencia** cuando sea aplicable)
- Familia B, Problema 7): Falta **introducir el comercializador** para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Familia B, Problema 8): Falta desbloquear o habilitar los nuevos **modelos de negocios** utilizados para desarrollar la **generación distribuida** reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar.

Familia A, Problema 5): Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable)

El principal tópico de discusión en esta pregunta se centra en hasta dónde debe definir la Ley los servicios, especialmente la comercialización. ¿Debe quedar definida en la Ley la actividad de distribución de forma muy específica? ¿Debe quedar definida en la Ley la comercialización? Adicionalmente, se discute como se entiende la comercialización y hasta dónde debe abarcar y si se debe mantener el rol del comercializador de la distribuidora presente hoy.

Se sugiere que en la Ley debe quedar definido explícitamente el rol de la distribución y en función de dicha definición luego se podrían abarcar otros servicios de la red. Al mismo tiempo se comenta que es importante que quede todo a nivel reglamentario, pues luego los temas se estancan ya que los reglamentos demoran bastante en desarrollarse y publicarse. Bajo esta misma lógica de definiciones legales, se discute si la comercialización debe quedar definida a nivel legal o no. En general, hay acuerdo que la definición de la comercialización debe separarse conceptualmente, pero no hay completo acuerdo en permitir o no que la distribuidora participe de la comercialización.

La separación conceptual parece razonable pues eso puede impedir que la infraestructura sea usada como obstáculo para ofrecer otros servicios como energía, telecomunicaciones, generación distribuida, etc. Hoy la red es relativamente inflexible para otros servicios porque hay incentivos incorrectos. La distribuidora no está motivada para hacerlo. Se comenta también que aún no está claro qué es el comercializador y qué servicios incorporará: venta de energía, telefonía celular, etc. Hay acuerdo en que si se va incorporar a la Ley, debe estar muy clara su definición y alcance.

En cuanto a la participación de la distribuidora en la comercialización, se señala que si se va a impedir que la distribuidora mantenga la comercialización, es por alguna ventaja y eso debe estudiarse, pues hoy no está claro. Es más, se postula que si se separa la comercialización de la distribuidora será para todos los clientes o solo para algún segmento. Por ejemplo, podría parecer razonable separar para grandes clientes dada la posible agregación de demanda, pero en la medida que aumenta la atomización de los clientes, se ven menos factible las agregaciones.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Además, los clientes más pequeños podrían requerir mayor seguridad frente a ciertos comercializadores. Por otro lado, en el caso de la separación, se cuestiona qué pasaría con la administración de los contratos de suministros que ya están asignados a las distribuidoras.

Familia A, Problema 1): Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopolísticos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente

En el grupo se comentan las siguientes formas de ir descubriendo y fomentando servicios competitivos: hacer un levantamiento formal de posibles nuevos negocios; fomentar la apertura de información de la red; incorporar al Tribunal de la Libre Competencia (TLC) para que analice nuevos mercados competitivos y/o una nueva entidad que se encargue del monitoreo; y permitir que las mismas empresas propongan nuevos servicios. Los anteriores 4 temas fueron los que se discutieron más ampliamente en la discusión del problema 1 y se describen con mayor detalle a continuación:

Hacer un levantamiento formal de posibles nuevos negocios: se propone que antes de pensar en la formulación de la Ley, es importante hacer un levantamiento formal o un estudio sobre los posibles nuevos modelos de negocios. Esto para poder ir definiendo los enfoques de posibles nuevos negocios y si deben focalizarse a nivel legal o reglamentario. En resumen, falta madurar cuales serán los servicios y como conversan con la regulación actual. Aunque se señala que ya hay algunos que están claros como por ejemplo la medición e información comercial. Hoy día esta información comercial la gestiona la comercializadora que es la misma empresa que la distribuidora.

Fomentar la apertura de información de la red: Se comenta que el sólo hecho de tener información para hacer negocios desbloquea las evaluaciones de nuevos negocios. La plataforma de información comercial de la distribuidora debe facilitar el desarrollo de nuevos negocios. Por ejemplo, puede haber empresas que no les interesa ofrecer ciertos servicios para algunas zonas por no ser comercialmente interesante o incluso técnicamente factible. Se señala que se debe entonces regular la información.

Incorporar al Tribunal de la Libre Competencia (TLC) para que analice nuevos mercados competitivos y/o una nueva entidad que se encargue del monitoreo: Se señala que es difícil visualizar a priori todos los mercados donde podría haber competencia y que una entidad apropiada podría ser el TLC. Se indica como ejemplo el caso de la telefonía y los nuevos operadores móviles. Se explica que actualmente en el sector eléctrico el esquema teórico es que los servicios asociados a la distribución se identifican individualmente y si no hay



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

condiciones de competencia, tienen que entrar a un proceso de tarificación. Esto ha permitido que se hayan ido incorporando nuevos servicios a la tarificación. Se empezó con pocos y ahora existen decenas de servicios regulados (apoyo en poste, copia de la boleta factura, medidores, instalación de medidores, revisión de medidores, arriendo de medidores, inspección de redes, alumbrado público). Sin embargo, se explica que los procesos del TLC son largos y no ha sido la mejor manera de incorporar servicios. El TLC está acotado a un cierto ámbito y habría que redefinir su rol para hacer que participe. Por último, se sugiere incorporar en la Ley un nuevo ente que monitoree los mercados competitivos, seguimiento de precios, monitoreo de la oferta, etc.

Permitir que las mismas empresas propongan nuevos servicios: Como último punto se discute si la definición de nuevos servicios puede venir de la misma empresa o debe ser el Estado el encargado. Se expone como ejemplo lo que ocurre en EEUU donde las empresas presentan un paquete completo de servicios y tarifas a Public Utility Commission. Esto significaría que en régimen las mismas empresas puedan diseñar productos y se los presenten al regulador. Este mecanismo se cuestiona, haciéndose la pregunta de para qué dejar la Ley flexible si de todas formas hay que pasar por el regulador para ofrecer nuevos servicios. Se menciona como ejemplo el caso de Inglaterra donde las empresas deben “negociar” con el regulador haciendo propuestas y donde la sociedad también puede estar involucrada. Se señala que así los clientes quedan satisfechos pues se les toma en cuenta, se sienten más involucrados y las empresas diseñan soluciones adaptadas a su realidad.

Familia B, Problema 7): Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.

Se discute ampliamente el tema de la comercialización en el problema 5 “Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable)”. Durante esta discusión la principal pregunta fue ¿hasta dónde debe definir la Ley los servicios, especialmente la comercialización? Para más detalles de esta discusión ver el problema arriba.

Familia B, Problema 8): Falta desbloquear o habilitar los nuevos modelos de negocios utilizados para desarrollar la generación distribuida reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar.

Para este problema se discutieron varias opciones para desbloquear o habilitar los nuevos modelos de negocio. Entre estos se discutieron formas de financiar los proyectos (como la venta de acciones, y el modelo de tres parte), el rol de las distribuidoras (tanto para destrabar como para proveer nuevos servicios a través de incentivos) y la necesidad de información para levantar barreras. A continuación se describen las principales ideas discutidas y socializadas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Venta de acciones: Se discute la alternativa de venta de acciones para financiar generación distribuida. En este caso la ciudadanía compra acciones y, por tanto, es dueña de la planta. La planta renta y se le va devolviendo la inversión inicial. Se afirma que este es un modelo que funciona. Adicionalmente, se reconoce la dificultad de financiar proyectos, especialmente para cooperativas. A los bancos les cuestan mucho prestar dinero para estos proyectos. Un participante menciona que tuvieron que cambiar la estructura de su proyecto de cooperativa a empresa privada para poder capitalizar.

Modelo de 3 partes: Se menciona el modelo de 3 partes para financiar proyectos, consistente en que un tercero es el dueño de las instalaciones (ni el usuario, ni la distribuidora).

Dar incentivo a las distribuidoras: Se opina que hay tendencia a favorecer a los nuevos servicios al introducir competencia en el sector y que eso no sería la realidad observable. Hay opiniones que sostienen que se debían dar incentivos a la distribuidora y que esta podría proveer los servicios de buena forma. También que la distribuidora debería dar libre acceso a la red y a la información.

Necesidad de Información y barreras de entrada: Se menciona que existe una gran necesidad de información. Actualmente ya hay libertad de instalar techos solares, pero no es fácil hacerlo. ¿Por qué actualmente no han resultado aquellas cosas que ya deberían resultar? Se sostiene que no sirven nuevos servicios espectaculares si ya hay algunos que no se han podido implementar. A esto se contesta que no basta con definir los servicios, hay que establecer las condiciones para su desarrollo saludablemente competitivo. Hay barreras de entrada. Se replica que los nuevos servicios no se han desarrollado como se esperaba, pero no necesariamente por trabas. La razón es quizás porque los precios de los paneles no han estado lo suficientemente bajos para que sea exitoso. Sin embargo, este año los clientes libres se han movido hacia este tema. Finalmente, se mencionó que una tercera empresa podría tener la información que le pueda entregar a ciertos interesados bajo ciertos estándares.

Subgrupo liderado por Hugh Rudnick

En el subgrupo liderado por Hugh Rudnick (en el que Laura Contreras es la coordinadora oficial pero no pudo asistir a esta sesión) se alcanzaron a discutir y proponer soluciones para 3 problemas prioritarios identificados por los participantes en sala mediante la votación pública que se enuncian a continuación:

- Familia A, Problema 5): Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una **regulación flexible** que **habilite** la **entrada** de **nuevos agentes** y **nuevos servicios sustentables** (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de **mecanismos** que fomenten la **innovación** y la **competencia** cuando sea aplicable)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Familia A, Problema 1): Falta reconocer que **existen mercados de servicios** que son inherentemente **monopólicos y otros** que no, pudiendo ser **competitivos** dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente **eficiente fomentar la competencia** a través de nuevos **modelos de negocio** donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente
- Familia B, Problema 7): Falta **introducir el comercializador** para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.
- Familia A, Problema 2): El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la **cantidad de energía consumida** por los usuarios.



Adicionalmente, se trató el problema de la propiedad de la medición que también se resume muy brevemente al final de esta sección.

Familia A, Problema 5): Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de la implementación de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable)

Se identifican varios mecanismos mediante los cuales se puede desarrollar una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables: que la regulación defina los mecanismos para habilitar nuevos negocios. Por ejemplo, que la distribuidora abra la información para nuevos negocios (regulando la transferencia de información) o incentivar a la distribuidora para posibilitar nuevos negocios.

Respecto a que la regulación defina mecanismos para habilitar negocios se indica que la Ley no debe definir los negocios, pero si definir los procedimientos que permitan integrar nuevos servicios y competencias. Es decir, más que regular mercados la Ley debe fijar el procedimiento para los nuevos negocios que se vayan integrando. Se agrega en este punto que se debiera regular los servicios existentes y dejar abierto a otro tipo de negocios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Como un mecanismo para viabilizar negocios se indica que necesariamente se requiere que la distribuidora abra su información completamente, para que terceros puedan analizar y ofrecer servicios. En esta última sugerencia también hay divergencias, Se observan tres posturas: por un lado se piensa que es información estratégica propia del negocio de la distribuidora, por otro que es información de los clientes y que, por lo tanto, se debe regular la propiedad y difusión de esta información. Por último, se sostiene que se debe abrir la información completamente.

Otra sugerencia es que la nueva regulación incentive a la distribuidora para que viabilice nuevos negocios y servicios, así la distribuidora podría ayudar a generarlos y crear una ganancia compartida entre la distribuidora y los consumidores. Sin embargo, se cuestiona el hecho de que la distribuidora sea que la debe tener los incentivos y no el mercado en su conjunto, pues se indica que los nuevos negocios deben estar en manos de terceros y no de la misma distribuidora. Por otro lado, se señala que esto depende del tipo de negocio, por ejemplo, en el negocio de eficiencia energética, la distribuidora sí podría tener incentivos directos, pues está muy cercana a los clientes y es la más apropiada para ello.

Familia A, Problema 1): Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente

Para este problema la discusión se centra por sobre todo en el comercializador y si separar el comercializador es una necesidad para avanzar en la creación de mercados competitivos. Como alternativa mucho menos discutida, se indica que es el regulador quien debe observar el mercado e identificar actividades que podría ofrecer de forma competitiva (ej.: respuesta de la demanda, agregación, calidad especial, otros servicios).

Primero se indica que la comercialización maneja todos los negocios y que, por tanto, necesariamente se debe separar de la distribuidora para fomentar el desarrollo de mercados competitivos. Se señala que la única actividad monopólica es el mantenimiento y la operación de la red y que es con la que debe quedarse la distribuidora. Al mismo tiempo se cuestiona si es conveniente dejar la venta de energía en manos de la distribuidora y los nuevos servicios (agregación, respuesta de demanda, etc.) dejarlos en manos de un tercero. Finalmente, se indica que también mantiene el problema del desincentivo a la eficiencia energética.

Como argumento en contra de la posición anterior se comenta que independiente que la comercialización este en manos de la distribuidora, hay otros servicios que se pueden desarrollar de manera competitiva. Se señala como ejemplo la provisión de internet a través de las redes eléctricas. Esto lo podría hacer la distribuidora o un tercero y no está relacionado con



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

la comercialización de energía. Se añade como ejemplo, que en las zonas rurales de EEUU se tuvo que implementar esta situación para habilitar la medición inteligente.

Es el regulador quien debe observar el mercado e identificar actividades y servicios que podrían ofrecerse en mercados competitivos. Esto, como los servicios complementarios, donde hay algunos que son regulados y otros a través de servicios competitivos.

En el grupo hay posiciones encontradas respecto a lo pertinente de establecer un comercializador separado de la distribuidora en Chile. Por un lado, se plantea que si el tema es la disminución de precio y ese es el driver del regulador, entonces se debe agregar demanda y hacer licitaciones. El comercializador no garantiza la disminución de los precios. Se indica que hay que preguntarle al cliente final si está dispuesto o no a tener comercializador y no crear el comercializador por crearlo. Por otro lado, se indica que el driver no es sólo el precio, pues quizás un cliente quiere pagar más por un mejor servicio e incluso que ya se agrega valor al permitirle al cliente tomar decisiones entre diferentes empresas. Por ejemplo, pudiendo haber comercializadores que pagan más por la generación propia que otros.

Familia B, Problema 7): Falta introducir el comercializador para desbloquear y generar mayor competencia en la provisión de nuevos servicios.

Para este problema se discute principalmente respecto de los beneficios del comercializador: si es que sólo puede conseguir menor precio o podría traer otros beneficios que puedan justificar su implementación en Chile. Se comenta que siempre se mira al modelo inglés donde a la empresa de distribución se le paga la red, pero la compra de energía se puede realizar a varios suministradores, incluso a nivel domiciliario. Las personas deben mantenerse 1 o 2 años y luego pueden cambiar de suministrador.

Respecto de la posibilidad que la competencia entre comercializadores produzca una baja en el precio a clientes finales, se indica que difícilmente esto podrá ocurrir en Chile, pues las licitaciones actuales para clientes regulados agregan grandes bloques de energía por lo que los generadores compiten fuertemente, manteniendo precios muy bajos. Adicionalmente, lo que hace la CNE hoy, es equivalente a un gran comercializador, agrega demanda y compra a los generadores. Por tanto, hay muy poco espacio para que el aumento de la competencia produzca una baja en los precios que justifique la entrada. En resumen, no se ve un valor al comercializador en sí mismo, se requieren estudios para evaluar su implementación en Chile.

Por otro lado, se señala que el beneficio de los comercializadores no es sólo la disminución de precios, sino que hay más variables que se pueden encontrar para aumentar la eficiencia. Incluso, los comercializadores podrían ir más allá de la energía. Por ejemplo comercializar gas. El comercializador permitiría descentralizar. La locación de riesgos bajo un esquema de comercializador es mejor, permite que los mismos usuarios elijan alternativas de generación



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

(combustibles fósiles, renovables, hidráulicos, etc.). El comercializador, se indica, tiene ventajas respecto al tipo de cliente y la disposición a pagar, y la nueva regulación debe definir sus funciones, atribuciones, límites y responsabilidad, en función de los tipos de clientes que suministra.

Una alternativa de las 2 posturas anteriores que se propone en el grupo, mezclando los mejores aspectos de cada una, es mantener el esquema de licitaciones que actualmente lidera la CNE y que ha conseguido muy buenos precios de energía y en vez de traspasarlo a las distribuidoras, traspasarlo a múltiples comercializadores. De esta forma, la distribuidora tendría el rol de operar, mantener y expandirse, pero sin comercializar energía y al mismo tiempo, se conseguirían precios tan buenos como los que están logrando las licitaciones.

Finalmente, se señala la importancia que la información de la red sea muy transparente y fluida, de forma la red este muy bien caracterizada y los agentes conozcan el comportamiento del sistema.

Problemas adicionales: Problema 10 sobre medición y problema 2 sobre el riesgo de financiamiento de la red

Se discutieron brevemente dos temas adicionales sobre la medición y el riesgo de financiamiento de la red.

En relación al tema de medición, se discutió sobre la propiedad del medidor y nuevamente hay posiciones encontradas. Por un lado, se piensa que el medidor debe pertenecer a la distribuidora por ser instrumento esencial de su retribución y para poder garantizar calidad de servicio, pero por otro, se indica que debe haber competencia en el mercado de medición y estandarizar los protocolos.

Sobre el riesgo de financiamiento de la red se menciona que la principal solución sería el desacople y que deberían venir de todos los que utilizan la red (consumidores, generadores distribuidos, apoyo en poste, internet rural si se utiliza la red para ello, etc.). En cuanto a la asignación de costos, se indica que debe ir hacia simplificar el sistema y no utilizar complejas metodologías que hacen poco transparente el proceso. Por ejemplo, se propone estampillar como una solución simple, por ejemplo, por potencia.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

4.4 Levantamiento de soluciones Grupo 4

A continuación se detallan para el grupo 4 las soluciones propuestas para los 4 problemas con más alta prioridad según se ha determinado en el capítulo 2 y luego se detalla la discusión realizada en sala por los subgrupos de trabajo.

4.4.1 SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS PRIORITARIOS

El en Formulario 1 se priorizaron los problemas de las familias A), B) y C) en conjunto. Los cuatro problemas más relevantes en orden de importancia están asociados a una regulación flexible, la separación de mercados competitivos de los monopolios, incentivar GD y tarifas y precios flexibles. Estos son los siguientes de mayor a menor prioridad:

- Problema 4) Se requiere una **regulación flexible** que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para ello.
- Problema 3) Reconocer que **no todos los servicios de distribución** tienen carácter inherentemente **monopólico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).
- Problema 6) Falta **incentivar la GD** y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.
- Problema 8) Las **tarifas y precios** deben ser lo **suficientemente flexibles** para **adaptarse** a las **necesidades** de los **clientes** en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.

A continuación se resumen las soluciones propuestas por los participantes a través del Formulario 2 para los 4 problemas anteriores.

Soluciones propuestas para el Problema 4) Se requiere una regulación flexible que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para ello.

Entre las soluciones propuestas por los participantes se encuentra una variedad importante de propuestas, generales y específicas y en varios ámbitos. Se describen a continuación las que más se repiten entre los participantes.

Proponer flexibilizar la nueva regulación de tal forma que defina los procedimientos y procesos, en vez de definir directamente los nuevos servicios es una de las propuestas más frecuentes. Los participantes sugieren realizar algo de forma similar a los que se está haciendo en servicios complementarios en transmisión donde se ha dejado abierto los tipos de servicios. En esta misma línea se sugiere nombrar en la nueva Ley a los actores y sus roles de forma genérica,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

permitiendo que los reglamentos se adapten fácilmente cuando sea necesario. De esta forma, se propone que regulación (Ley) sea solo un marco general y de definición de proceso para el desarrollo sin contener definiciones específicas ni detalladas, sino sólo provea el marco conceptual.

Otra sugerencia en la que también coinciden varios participantes es en identificar y separar aquellos servicios que requerirán regulación de aquellos que podrían competir libremente. Para esto se requiere realizar estudios, identificando los factores (barreras de entrada, número de oferentes, etc.) relevantes que se identifican con los mercados competitivos. Bajo este mismo concepto de separación de actividades monopólicas de actividades competitivas, se sugiere repetidamente remunerar separadamente a la distribuidora, desacoplando las ventas de energía del servicio de transporte de energía.

Se menciona también la información abierta como mecanismo para permitir la entrada de nuevos agentes, más que más regulación. Para ello la incorporación de tecnología en las redes es clave. Así, toda la información que se genere debe estar disponible para otros agentes para promover el desarrollo de otros servicios. Es más, se menciona la entrada de un operador independiente en las redes de distribución como un ente facilitador y neutral para la competencia de servicios de red del sistema. Se argumenta que la empresa monopólica no debería controlar o formar decisiones operativas que influyan en las prestaciones o servicios que entregan terceros agentes

Algunos participantes tienen una posición más cautelosa en cuanto a la regulación flexible, pues señalan que una regulación flexible puede dar origen a una manipulación política de la regulación. Por lo mismo se sugiere una regulación clara y precisa con una mirada de largo plazo. Asimismo, se señala que la flexibilidad depende de los objetivos, pues la regulación podrá ser más flexible en cuanto a los actores que participan en el mercado, en cuanto a los servicios que pueden prestar, pero no en cuanto a calidad, seguridad, protección al usuario, etc.

Soluciones propuestas para el Problema 3): Reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).

Hay una gran coincidencia entre las propuestas de solución en que el monopolio consiste en la construcción, mantenimiento y operación de la red y hay que separarlo de la venta de energía / potencia. Así, se sugiere generar una regulación específica para el monopolio. Se sugiere incluso incorporar el rol de comercializador como un nuevo agente, aunque a su vez se indica que la experiencia internacional es poco clara sobre las ventajas y en el mercado chileno actual parece difícil de implementar pero el tema debe estudiarse más. En este sentido por un lado se



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

sugiere limitar el rol de la distribuidora a la inversión, operación y mantenimiento de los activos, mientras que por otro se indica que no es necesaria esta limitación siempre que estos sean administrados por un ente independiente y haya información de libre acceso.

Se sugiere también realizar diferentes estudios. Por ejemplo, estudios económicos (nivel de economías de escala, estructura de costos, complejidad de implementación) que permitan tomar decisiones al respecto. Además se sugiere que el análisis incorpore además variables no-económicas, no-técnicas que permitan conocer los co-beneficios sociológicos del quebré del paradigma monopólico de la distribución. Asimismo, se sugiere estudiar cómo funciona el mercado de la distribución a nivel comparado, de manera de saber qué modelo se aplicaría con mayor éxito a la realidad chilena, considerando restricciones técnicas, económicas, legales, de mercado, etc.

Soluciones propuestas para el Problema 6) Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.

Las soluciones propuestas por los participantes cubren un amplio rango, desde eliminación de barreras actuales hasta soluciones más complejas relacionadas con el reconocimiento de aportes adicionales de la GD diferentes a la energía inyectada al sistema.

Se distinguen varias soluciones propuestas por los participantes que tienen relación con eliminar barreras actuales al desarrollo de la generación distribuida, algunas de estas son las siguientes: aumento de la capacidad permitida para los proyectos de netbilling, simplificación de la tramitación, permitir que los cliente libres accedan a proyectos netbilling, mayor agilidad en la entrega de documentación, en el caso de los PMGD ampliar los criterio de Impacto No Significativo (INS). Además se sugiere modificar el hecho de que el análisis para la conexión por parte de las distribuidoras se realice proyecto a proyecto y en forma secuencial, ya que muchos proyectos son desistidos generando una “especulación” respecto a los proyectos que finalmente se materializarán. Además como medida de incentivo se sugiere promocionar e informar acerca del funcionamiento y beneficios de la GD a la población.

En cuanto a la remuneración se sostiene que se debiera reconocer otros servicios aportados por la GD al sistema, partiendo por la potencia que aportan y otros servicios como regulación de frecuencia, voltaje, etc. Para ello se sugiere establecer un mecanismo de cálculo para todos los aportes de generadores distribuidos (potencia, seguridad, etc.), e integrarlo al cálculo del precio para usuarios finales. Además se sugiere prohibir el cobro doble que hace la distribuidora, la cual compra a precio nudo corto plazo y vende a precio regulado, incluyendo transmisión sobre energía que no fue transmitida.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Por último, hay participantes que sugieren no regular esto, pues consideran que la GD no es conveniente por economías de escala. En esta misma línea se sugiere que estudiar los beneficios que genera la GD y si incentivando más GD es la forma más eficiente de alcanzarlos.

Soluciones propuestas para el problema 8) Las tarifas y precios deben ser lo suficientemente flexibles para adaptarse a las necesidades de los clientes en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.

Para esta pregunta sólo se han levantado 10 propuestas de solución, en general, todas en la misma línea, pues la mayoría apuntan a que se deben crear más tarifas para el cliente regulado. Se propone por ejemplo, liberalizar la estructura tarifaria incorporando más opciones, incorporar servicios para la gestión de demanda y almacenamiento de energía.

Para entregar más flexibilidad en precios se sugiere también permitir que nuevos actores en comercialización accedan a contratos de abastecimiento. A su vez, independizar el pago por uso de las redes para que no dependan del nivel de consumo (desacople) de modo de no perjudicar a clientes de bajo consumo.

Se sugiere también mejorar la claridad de la información sobre tarifas y patrones de consumo. Se menciona también la falta de mayor claridad en los casos del balance de energía en los clientes GD, donde no queda claro la valorización de sus inyecciones.

Se señala, por último, que se debiera avanzar en flexibilidad, pero no generar demasiada variedad y complejidad, pues sería difícil interpretarla para los consumidores.

4.4.2 SOCIALIZACIÓN DE POTENCIALES SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS PRIORITARIOS

Durante la dinámica en sala y luego de haberse enfrentado a la serie de problemas consolidados por el equipo PUC, los participantes tuvieron la oportunidad de socializar las potenciales soluciones a los problemas más relevantes.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, se dividió al grupo en dos subgrupos liderados por los coordinadores David Watts y Fernando Flatow. A continuación se describe la dinámica que se desarrolló en cada uno de los 2 subgrupos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Subgrupo liderado por David Watts



En el subgrupo liderado por David Watts se alcanzaron a discutir y proponer soluciones para 3 problemas prioritarios identificados por los participantes en sala mediante la votación pública que se enuncian a continuación:

- Familia A, Problema 4): Se requiere una **regulación flexible** que permita la entrada paulatina en el tiempo de **nuevos servicios y nuevos agentes** sin que se requieran cambios de orden legal para ello.
- Familia A, Problema 3): Reconocer que **no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).
- Familia B, Problema 6): Falta **incentivar la GD** y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.

Familia A, Problema 4): Se requiere una regulación flexible que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para ello.

La discusión para este problema se dio principalmente en torno a i) la flexibilidad legal y reglamentaria para poder habilitar futuros servicios, ii) los principios y servicios que deben considerarse y iii) la necesidad de separar los servicios de la red de los demás servicios. En general se observó mayor desacuerdo en este último punto asociado a la separación de los servicios. Las soluciones propuestas durante el taller son las siguientes:

Flexibilidad legal y reglamentaria: Se plantea separar la comercialización de los fierros, en su definición legal y quizás cómo negocios. Quizás definir legalmente algunos negocios que



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

están claros, pero no olvidar que pueden aparecer servicios en el futuro que no están claros hoy. Para estos es difícil hacer definiciones legal hoy y quizás sea mejor dejar espacios para que sean cambios definidos por reglamento, lo cual introduce flexibilidad a la regulación.

Definición de servicios y principios necesarios para la regulación: Se deben definir cuáles son los servicios de distribución, quienes los podrían proveer y quiénes no. Luego cuáles serán los puntos de contacto entre los servicios o empresas. Dentro de los servicios se debe definir cuales requieren una regulación monopólica y cuáles serán libres (competitivos). Se complementó esta solución con la idea de definir principios que deben cumplir los servicios o productos, los cuales deberían ir en los cambios de ley. Debería verificarse que estos principios se cumplan para los productos a través de la creación de un organismo. Entonces estos productos deberían pasar por una Oficina técnica que chequea la composición de los servicios o productos, para asegurar que se cumplan estos principios. Luego de verificado, se permitiría crear un nuevo producto. En la ley se deberían establecer los principios que se quieren de los servicios, no los servicios en sí. Ejemplos de servicios: nivel de confiabilidad, que pasa si el consumidor se arrepiente, plazos, etc.).

Separar red del resto de los servicios: Se opinó que la distribuidora debería recibir un pago por su red y que otras empresas provean servicios y compitan. Para esto habría que definir la red y la comercialización como agentes separados. Además se opinó que si lo que estamos buscando son nuevos servicios, lo que hay que hacer es desregular, dar libertad de hacer cosas, tomar decisiones buenas y creativas. Sin embargo, para esto sería clave tener un sistema de información pública donde todos tengan acceso a información de la demanda. Para asegurar la competencia en los mercados desregulados se planteó que **se deben monitorear los mercados para asegurar que fueran competitivos**. No sería bueno que se pasara a un modelo competitivo y que luego terminar con precios no competitivos.

Familia A, Problema 3): Reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).

En el grupo se discutió que servicios de distribución son inherentemente monopólico y cuáles podrían ser competitivos. Existió acuerdo que los servicios de red de distribución (fierros) son monopólicos. Sin embargo, existieron diferencias respecto a qué servicios pueden ser regulados como competencia y cuales como monopólico. Dentro de esta discusión se mencionaron como aspectos fundamentales la propiedad del medidor, la privacidad de los datos, el libre acceso a la información y la necesidad de considerar además del costo la satisfacción del cliente, la posibilidad de incentivar la innovación y desbloquear la entrada de nuevos servicios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Servicio de red es un monopolio: Todos los participantes estuvieron de acuerdo en que la red es un servicio monopólico.

Otros servicios: Se opinó que no todos los servicios que no corresponden al asociada la infraestructura de la red con más eficiencia si se desregulan. Hay otros servicios que cuando se sacan del servicio de la red pueden perder eficiencia que hoy día se están ganando al mantenerlos junto a la distribución. Esto se debe a economías de ámbito y escala. No hay evidencia que asegure que la comercialización es más eficiente económicamente que la distribuidora. Como ejemplo se mencionó que las distribuidoras hoy comercializan al costo que define la empresa modelo y que tienen economías de escala por lo que es difícil que cualquier empresa pueda proveer costos más eficientes. A esto **se respondió que las distribuidoras ya subcontratan por ejemplo la lectura de los medidores** y que esto **no sería posible si los costos fueran eficientes**.

Innovación, nuevos servicios y satisfacción del cliente: La eficiencia no es el único objetivo. Se plantearon por ejemplo la innovación y la satisfacción del cliente. Puede ser que un monopolio no tenga incentivos para innovar. Puede ser que no exista clara evidencia internacional que es más eficiente. Sin embargo, sí existe experiencia internacional que afirma que aumenta la satisfacción del consumidor. Incluso si no existiera esto, debemos preguntar si se debe permitir la competencia para que aparezcan soluciones innovadoras. Se cuestionó que no se conoce cuanto podría costar esto y que faltarían estudios cuantitativos para determinar esto con precisión.

Eficiencia en los Medidores inteligentes: Se menciona que es más eficiente que la medición la hagan las distribuidoras por economías de escala. Se contra-argumentó que **las distribuidoras ya subcontratan la lectura de los medidores** y que esto **no sería posible si los costos fueran eficientes**.

Otra propuesta fue que los medidores inteligentes fueran de la distribuidora (aprovechando las economías) pero la lectura se cargue en una plataforma de acceso público y comercialización se haga sobre una plataforma común.

Una tercera propuesta se planteó pensando por ejemplo en servicios de agregación que proveen regulación de frecuencia a las redes mayoristas. En estos casos se necesita que el medidor registre acciones frente a la distribuidora, frente al consumidor y frente a un tercero (operador del sistema, agregador de demanda). Es en ese caso que tiene que ser un tercero. El servicio de dar la boleta al final del mes sólo le interesa a la distribuidora y al consumidor. Para servicios nuevos o más grandes es por tanto importante que sea manejado por un tercero.

Privacidad e información pública: que la información sea pública es un tema altamente sensible por la información del consumo eléctrico. Al saber esos datos se puede saber el comportamiento de una familia tipo. Parece peligroso y alguien tiene que hacerse cargo. Si hay



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

comercialización a la que se entregan esta información de un lado a otro puede atentar a la privacidad. A esto se mencionó que si se abriera la información tendría que hacerse de acuerdo a una cierta regulación.

Pilotaje: Se plantea que a veces los estudios no son muy precisos por lo que es mejor hacer pilotos de prueba.

Familia B, Problema 6): Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.

En este problema se discutieron algunas soluciones sin tener realmente tiempo para poder extenderse. Las ideas más notables estuvieron relacionadas con el abandono de las tarifas volumétricas, la tarificación horaria y la idea de permitir netbilling comunitario. Otras ideas más particulares pero de gran impacto fueron reevaluar los 100kW de límite para el netbilling, permitir las soluciones híbridas y permitir la GD con múltiples puntos de conexión a la red.

100kW: Se planteó reevaluar el límite de los 100kW. Esto se cuestionó diciendo que esto podría costar más caro al necesitarse una red más robusta.

Soluciones híbridas: Se planteó que debían poder incorporarse soluciones híbridas que hoy no se pueden implementar porque no hay espacio en la regulación.

Netbillig comunitario: Podría hacerse un netbilling comunitario de manera que el exceso de energía de una casa pueda venderse o regalarse al vecino. Entre los 2 se puede hacer un consumo más grande y pagar una tarifa reducida. Podríamos netear nuestro consumo en conjunto. Quizás incluso no habría que incurrir en gastos de la red al estar muy cerca (vecinos). Se comentó que esto debía ir de la mano con no afectar a otros usuarios.

Abandonar la tarifa volumétrica: Se mencionó que la penetración de GD con tarifas volumétricas hace que aquellos usuarios que no tienen instalado GD paguen más por la red. Esto debe evitarse abandonando la tarifa volumétrica.

Multipunto: se propuso que una instalación de GD pueda tener múltiples puntos de inyección a la red. Se argumentó que las necesidad es de red son las mismas.

Tarifa horaria: Se planteó que la remuneración debe depender del horario. No es lo mismo la distribución a las 8 de la noche que a medio día. Es complejo pero a la larga será útil. Se mocionó esta idea es parecida lo que se hace en Texas y en varios otros países.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Subgrupo liderado por Fernando Flatow

En el subgrupo liderado por Fernando Flatow se alcanzaron a discutir y proponer soluciones para 3 problemas prioritarios identificados por los participantes en sala mediante la votación pública. Estos problemas se enuncian a continuación:

- Familia A, Problema 4): Se requiere una **regulación flexible** que permita la entrada paulatina en el tiempo de **nuevos servicios y nuevos agentes** sin que se requieran cambios de orden legal para ello.
- Familia A, Problema 3): Reconocer que **no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.)
- Familia B, Problema 6): Falta **incentivar la GD** y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.



Cabe destacar que los problemas 4) y Problema 3) se discutieron de forma conjunta y mezcladamente durante el taller.

Familia A, Problema 4) y Problema 3): “Se requiere una regulación flexible que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para ello” y “Reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.)”



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Se identifican varios aspectos que apuntar hacia el desarrollo de una red flexible, algunas de estos los cuales incluyen la separación de servicios monopólicos de los que podría haber competencia relacionado con la problema N°3. Estos se enuncian a continuación y se describen brevemente más adelante:

- Separar la remuneración de las redes de la energía
- Abrir la información de las redes y los consumos
- Flexibilizar servicios monopólicos actuales y no sólo pensar en los futuros
- Cambiar la institucionalidad incorporando un ente para el desarrollo de estudios técnicos
- Flexibilizar límites y rigidices actuales de los PMGD y clientes libres
- Separar la operación y mantenimiento respecto de la propiedad de las redes
- Integrar horizontalmente: super utility
- Definir un rol claro para la distribuidora en la regulación
- Incluir a un operador de red independiente
- Definir procesos claros que permitan la entrada de nuevas tecnologías dejando la flexibilidad en la normas
- Permitir que un ente autónomo observe constantemente la competencia.

Separar la remuneración de las redes de las ventas de energía: se menciona en varias ocasiones en la discusión que la separación de la remuneración de las redes respecto de las ventas de energía facilitarían la entrada de nuevos servicios. Se menciona, sin embargo, que se deben tener varios aspectos en cuenta: entre los cuales destaca el mantener el actual subsidio cruzado de los clientes que de mayores consumos a los clientes de menor consumo, de forma tal, que al cobrar por separado la red no se vea aumentado los costos para estos últimos.

Abrir la información de las redes y los consumos: se argumenta que para facilitar la entrada de servicios la información debe estar disponible para cualquiera. Sin embargo, se señala que hay un problema con la propiedad de la información, que le pertenecen a los clientes. Se señala también que hay un problema de seguridad. El hacer público el perfil de consumo eléctrico, permitiría a externos conocer los hábitos de un hogar e incluso conocer cuando no hay personas en su interior. Como posibles soluciones a esto se comenta que a esta información sólo deberían tener acceso los proveedores de nuevos servicios. También se señala que cada cliente debe decidir si su propia información es pública o privada. En el primer caso tendría el beneficio que tendría más ofertas de servicios.

Flexibilizar servicios monopólicos actuales y no sólo pensar en los servicios del futuro. Se indica que se debe dejar espacio en la Ley para revisar los servicios monopólicos actuales asociados a la distribución, por ejemplo, la repartición y reparto de la boleta. Actualmente es monopólico, pero esto puede cambiar muy fácilmente en el futuro si esta se digitaliza completamente. Por tanto no se debe sobre regular los servicios monopólicos actuales. Por otro lado, se comenta



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

que igualmente debiera dejar espacio para los servicios futuros de forma de no quedar obsoletos con la nueva regulación inmediatamente y que la Ley no se convierta en una traba para la integración de nuevos servicios y tecnologías futuras.

Cambiar la institucionalidad incorporando un ente para el desarrollo de estudios técnicos. Se señala que para desarrollar una regulación flexible que vaya permitiendo la entrada de cambios tecnológicos futuros, es muy importante desarrollar una entidad técnica, validada por la mayoría de los agentes, que entregue una visión lo más objetiva posible de las nuevas tecnologías. Se ejemplifica con EPRI en EEUU, institución que provee de forma independiente estudios técnicos que son insumos que para ir actualizando de forma estudiada y con datos concretos la regulación. De esta forma en el desarrollo de la regulación se le da un mayor peso a las visiones técnicas, más que a las políticas.

Flexibilizar límites y rigideces actuales de los PMGD y clientes libres. Se comenta también entre los participantes los límites actuales que la regulación impone a los PMGD y clientes libres. Se sugiere armonizar la regulación entre generadores menores de 100 kW y PMGDs, respetando sus particularidades. Se comenta que se debe cambiar la escala, pues 100 kW y 20 MW es muy poco. Adicionalmente se comenta que la nueva regulación debe permitir a los PMGD alimentar a otros clientes que estén en los alrededores utilizando la red de distribución y pagando peajes, imitando lo que ocurre con en el sector telecomunicaciones, donde un actor nuevo se le permite entrar ocupando las redes de otro operador. Se señala que esto permitiría generar ciertas eficiencias, pues actualmente el PMGD le vende a la distribuidora a costo marginal o estabilizado, pero la distribuidora le vende esa misma energía a los vecinos a un costo mucho más alto, considerando el VAD, el costo de transmisión y de energía. El costo de transmisión no se debiera cobrar, pues esa energía nació en la red de distribución. Respecto de los cliente libres también se señala que se deberían disminuir los límites, como ejemplo, se señala que hay empresas que tienen 200 empalmes, de los cuales 100 son potenciales clientes libres y otros son clientes regulados, cuando en realidad todos deberían ser un gran cliente libre.

Separación de la operación y mantenimiento respecto de la propiedad de las redes. Se discute si la actividad intrínsecamente monopólica es sólo la operación y mantenimiento y si podría estar la propiedad de las redes dividida. Se comenta que separar la propiedad de las redes de distribución sería difícil, pues estas redes son eminentemente radiales, a diferencia de la transmisión donde se identifican puntos muy definidos y separados geográficamente. En la distribución sería difícil pensar en un alimentador complementario con 4 actores en términos de los índices de calidad, los SAIDI, los cortes, la facturación, etc. Asimismo, se menciona que las actividades mantenimiento con diferentes actores también se vería complejizada con más actores. Se señala también que la planificación no es como en transmisión, donde es centralizada. En distribución es más atomizado. De todas formas, como argumento se comenta que las actividades de operación y mantenimiento podrían monopolizarse, mientras que la propiedad podría separarse.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Integrar horizontalmente: super utility. Se comenta que se generaría valor al permitir la integración con otros sectores como gas, agua, calefacción. La regulación debiese generar incentivos en la optimización de soluciones conjuntas entre estas empresas. Se comenta que justamente en las actividades de mantenimiento se podrían encontrar soluciones que permitan optimizar y generar eficiencias.

Definir un rol claro para la distribuidora en la regulación. Se indica que antes de normas en servicios en particular, se debiera pensar en el cambio estructural del servicio de distribución. Primero regular con la distribuidora y después revisar los otros servicios adicionales.

Incluir a un operador de red independiente. Mientras que algunos participantes ven un valor el crear un ente independiente como operador del sistema, que sea neutral en las decisiones de operación otros ven como un peligro en cuanto a la responsabilidad del cumplimiento de los estándares. Se consulta que en ese caso, cuál sería la diferencia con el coordinador de la transmisión a lo que se responde que en transmisión no opera sino que coordina, pero no se opera las mismas instalaciones.

Definir procesos claros que permitan la entrada de nuevas tecnologías dejando la flexibilidad en la normas. Se indica que la flexibilidad debe estar dada por los procesos que defina la Ley para incorporar nuevas tecnologías y servicios. Se debe dejar la Ley y reglamento muy claros, para así dejar la flexibilidad en las normas técnicas. Se sugiere hacer algo parecido a lo que se está haciendo en transmisión, esto es, desarrollar un reglamento para generar las normas técnicas.

Permitir que un ente autónomo observe constantemente la competencia. Por último, se comenta que se debe diseñar e implementar un ente autónomo, como el Tribunal de la Libre Competencia, que esté mirando constantemente los mercados y cuando aparezcan señales no competitivas regular.

Familia B, Problema 6): Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema

Para este problema, a pesar del tiempo muy acotado, los participantes mencionan varios puntos, en algunos casos encontrados, que se describen brevemente a continuación.

Se comenta que la regulación no debiese incentivar ningún negocio en particular, sino que la red debiese tener la capacidad para explotar cualquier negocio. Asimismo, se considera que algunos equipos como generadores GD, baterías y otros pueden dar otros servicios a la red que deben ser remuneradores. Por ejemplo, servicios complementarios. En esta misma línea, se sostiene que es difícil que la GD compita con los generadores de gran escala dado las economías de escala de estos últimos, pero que sí pueden aportar con ciertos servicios complementarios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2: “Visión y soluciones” Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR

Por otro lado, se recuerda que los paneles han sufrido una baja importantísima de precio en muy poco tiempo, y que los cambios futuros pueden ser muy drásticos.

Se señala que la GD complejiza el mantenimiento de la red, pues se debe tener controlada completamente para hacer mantenimiento lo que agrega tiempo y complejidad. Además se señala que muchos GD no agregan reactivos y que la distribución deberá hacerse cargo de eso.

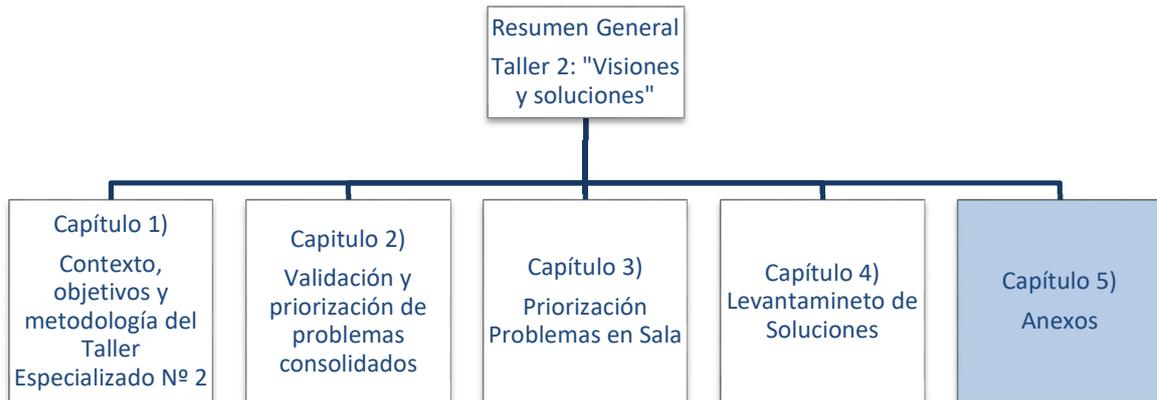
Se comenta que una mejora sustancial para los pequeños proyectos sería el seguir disminuyendo los tiempos de conexión, pues estos pueden hundir los proyectos. Asimismo se señala respecto de la capacidad de 1,5 MW como límite para la GD de Impacto No Significativo (INS) se debiera ampliar según condiciones técnicas de los alimentadores, pues depende mucho del alimentador. Esto permitiría la facilidad de conexión de más generadores. Por otro lado se señala que no sólo depende de la capacidad del alimentador, sino más bien de la condición previa existente. Así, por ejemplo si un alimentador de 12 MVA y ya existe un PMGD, luego se agrega otro, un tercero con 1,5 MW sí podría ser significativo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 2:
“Visión y soluciones”
Informe Consolidado



DOCUMENTO PRELIMINAR
CAPÍTULO 5: ANEXOS



El capítulo 5 incluye los anexos asociados al Taller 2 para todos los grupos. Estos anexos se desarrollan en un documento individual llamado “*Anexo Resumen Consolidado Discusión en Sala*” para hacer su lectura y revisión más fácil al lector.