



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1
“Diagnóstico y Problemas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC - CNE

Primer Taller Especializado: “Diagnóstico y problemas”

Resumen Consolidado de discusión en sala

Versión 10, 29 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: reddefuturo@cne.cl



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



ABSTRACT

Este informe consolida el trabajo desarrollado en el taller “**Diagnóstico y Problemas**”, para la totalidad de los grupos, enfocándose en el levantamiento, consolidación y validación de los problemas, que de acuerdo, a su conocimiento, aquejan el marco regulatorio de la distribución eléctrica, incorporando temas no considerados o mejorando los propuestos.

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 Problemas** (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 1, “**Diagnóstico y Problemas**”, que consistió en levantar los **problemas de la distribución** desde la mirada de los 4 grupos de trabajo, los participantes en función de su experiencia y conocimientos desarrollan este tema. Los grupos que se incorporan son los siguientes:

- 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

La propuesta inicial de problemas y visiones provienen de la discusión y socialización de los participantes en eventos y talleres anteriores (Talleres Hotel San Francisco, Hotel Hyatt y



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Seminario Internacional “El futuro de la distribución de energía eléctrica”), por lo que se define y entrega a los participantes una lista resumida de los problemas anteriormente catastrados, para dar inicio al taller. (Capítulo 1)

Sobre la base de esa discusión y socialización, los participantes del taller 1, trabajan validando los problemas originales, priorizándolos, discutiendo si son o no un problema real o si requieren ajustes en su redacción o contenido. Luego se trabaja en incluir nuevos problemas, socializándolos para generar un listado único y acotado, que pueda ser discutido, priorizado y validado en profundidad en los siguientes talleres.(Capítulo 2).

Por último, los participantes votaron en sala a través de trabajos grupales y a través de sus formularios para definir los problemas de mayor prioridad, discutiéndose estos al final de la sesión (Capítulo 3).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



ÍNDICE DE CONTENIDOS

ABSTRACT	2
RESUMEN EJECUTIVO	2
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	4
CAPÍTULO 1 CONTEXTO Y OBJETIVOS DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 1.....	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 1	10
1.2.1 <i>Participantes del taller Nº 1 del Grupo 1</i>	11
1.2.2 <i>Participantes del taller Nº 1 del Grupo 2</i>	12
1.2.3 <i>Participantes del taller Nº 1 del Grupo 3</i>	13
1.2.4 <i>Participantes del taller Nº 1 del Grupo 4</i>	14
1.2 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DE TRABAJO DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 1 “DIAGNÓSTICO Y PROBLEMAS”	15
1.4 LISTA DE PROBLEMAS PRELIMINAR PARA TODOS LOS GRUPOS	18
1.4.1 <i>Lista de problemas preliminar presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes del</i> Grupo Nº 1	19
1.4.2 <i>Lista de problemas preliminar presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes del</i> Grupo Nº 2	24
1.4.3 <i>Lista de problemas preliminar presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes del</i> Grupo Nº 3	28
1.4.4 <i>Lista de problemas preliminar presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes del</i> Grupo Nº 4	33
CAPÍTULO 2: NUEVOS PROBLEMAS APORTADOS POR LOS PARTICIPANTES.....	38
2.1 GRUPO 1 “EL DESARROLLO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN”: NUEVOS PROBLEMAS	39
2.1.1 <i>Grupo 1- Nuevos problemas: discusión en sala mediante papelógrafos</i>	39
2.1.2 <i>Grupo 1 - Nuevos problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario Nº1</i> <i>“Identificación de problemas”</i>	42
2.2 GRUPO 2 “FINANCIAMIENTO DE LA RED DEL FUTURO Y SU TARIFICACIÓN”: NUEVOS PROBLEMAS	48
2.2.1 <i>Grupo 2- Nuevos problemas: discusión en sala mediante papelógrafos</i>	48
2.2.2 <i>Grupo 2- Nuevos problemas: aportes individuales realizados mediante el formulario Nº1</i> <i>“Identificación de problemas”</i>	52
2.3 GRUPO 3 “LOS MODELOS DE NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN”: NUEVOS PROBLEMAS.....	58
2.3.1 <i>Grupo 3- Nuevos problemas: discusión en sala mediante papelógrafos</i>	58



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



2.3.2 Grupo 3- Nuevos problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario N°1	
“Identificación de problemas”	63
2.4 GRUPO 4: “LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO”: NUEVOS PROBLEMAS	70
2.4.1 Grupo 4 - Nuevos problemas: discusión en sala mediante papelógrafos	70
2.4.2 Grupo 4 - Nuevos problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario N°1	
“Identificación de problemas”	75
CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS	83
3.1 GRUPO 1 “EL DESARROLLO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN”: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS	84
3.1.1 Grupo 1 - Validación y priorización de los problemas: trabajo en sala	84
3.1.2 Grupo 1 - Validación y priorización de los problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas”	88
3.2 GRUPO 2 “FINANCIAMIENTO DE LA RED DEL FUTURO Y SU TARIFICACIÓN”: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS .	96
3.2.1 Grupo 2- Validación, priorización y principales comentarios de los participantes realizados en sala	96
3.2.2 Grupo 2- Validación y priorización de los problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas”	100
3.3 GRUPO 3 “LOS MODELOS DE NEGOCIO DE LA DISTRIBUCIÓN”: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS	107
3.3.1 Grupo 3 - Validación y priorización de los problemas: trabajo en sala	107
3.3.2 Grupo 3- Validación y priorización de los problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas”	110
3.4 GRUPO 4 “LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO”: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS	118
3.4.1 Grupo 4 - Validación y priorización de los problemas: trabajo en sala	118
3.4.2 Grupo 4 - Validación y priorización de los problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas”	121



CAPÍTULO 1 CONTEXTO Y OBJETIVOS DEL TALLER ESPECIALIZADO N° 1

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 de distribución PUC – CNE.



En este capítulo se presenta el contexto general de desarrollo del taller especializado N° 1 “Diagnóstico y problemas de la red de distribución”, los objetivos principales del taller, la metodología empleada y las principales temáticas abordadas por los 4 grupos de trabajo. El nombre oficial de los grupos se presenta en la siguiente figura, y las temáticas que aborda cada uno se presentan más adelante en este Capítulo.





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1
“Diagnóstico y Problemas”
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

Cada uno de los cuatro grupos de trabajos tiene tres talleres con diferentes objetivos. Los objetivos de cada taller se presentan en la siguiente tabla.

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 propuesta	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.

El primer taller “**Diagnostico y problemas**” tiene como 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 objetivo consumir 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. El tercer y último taller de esta serie “**Estudios y propuestas**” se centra en identificar las



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



propuestas para resolver los problemas levantados y 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 Arévalo, Phd

Por parte de la Comisión Nacional de Energía el coordinador general de la iniciativa es **Fernando Dazarola**. Además, tanto profesionales de la CNE 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 principalmente en su Centro de Extensión ubicado en Alameda N° 390 los días miércoles de cada semana del mes de noviembre entre las 14:00 y 17:50, como se detalla en el siguiente cuadro.

Grupo	Fecha
Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución	Miércoles 2 de noviembre
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación	Miércoles 9 de noviembre
Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución	Miércoles 16 de noviembre
Grupo 4: Los servicios de la red del futuro	Miércoles 23 de noviembre

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, smart grids y micro grids, generación distribuida GD y cogeneración (CHP), la empresa digital, el Internet 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,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1
“Diagnóstico y Problemas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



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 abordan 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 abordan 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 abordan 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 eléctrico, etc.)

Para todos los grupos la facilitación y el desarrollo del material está a cargo del Prof. David Watts y su equipo.

El presente documento resume el trabajo del Taller Especializado N° 1 “Diagnóstico y problemas de la red de distribución” consolidado para los 4 grupos de trabajo



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2 Participantes del taller especializado N° 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.

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 institución a un máximo de dos personas por grupo de trabajo, con excepción de los organismos públicos vinculados con la iniciativa como el Ministerio de Energía, la CNE y la SEC. Esto permitió contar con un grupo más pequeño y tratable pero igualmente diverso.

Se logró la composición de grupos diversos con representantes de los distintos sectores tanto dentro como fuera del mundo eléctrico que abarcaron una gran variedad de rubros, disciplinas y grados de experiencia. Esta variedad fue una de mayores virtudes del grupo conformado, que no sólo se limitó a especialistas, permitiendo levantar una perspectiva ciudadana e incorporar de mejor forma la visión del cliente o consumidor

El aporte de los participantes fue fundamental, pues fueron ellos las personas que más contribuyeron durante el taller con el levantamiento de los problemas de la distribución del presente y desafíos del futuro. Adicionalmente definieron los temas más importantes y aportaron con su conocimiento, comentarios y discusión a la maduración de las temáticas y a su priorización.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2.1 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 1 DEL GRUPO 1

Los participantes al taller especializado N°1 del Grupo N°1 sumaron 40 personas y fueron las siguientes:

Lista de participantes Taller N° 1 Grupo N° 1 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Daniel Andrade	ABB	21	Juan Muñoz	Engie
2	Víctor Álvarez	CDEC-SING	22	Daniel Olivares	PUC
3	Camilo Avilés	PUC	23	Marco Peirano	CNE
4	Carlos Barría	GMP AG	24	Rodrigo Pérez	PUC
5	Diego Bravo	Valgesta	25	Domingo Ramos	EE P. Alto S.A.
6	Cristián Bustos	PUC	26	Tomás Reid	Saesa
7	Mauricio Camposano	CGE	27	Hugh Rudnick	PUC
8	Juan Carlos Araneda	CDEC-SING	28	Cristian Salgado	Valgesta
9	Francisco Cazorla	GTD	29	Javier Sepúlveda	Enorchile S.A
10	Marcos Cisterna	Aela Energía	30	Rosa Serrano	Eléctricas
11	Fernando Dazarola	CNE	31	Alvaro Silva	ACERA
12	José Muñoz	Grupoato	32	Federico Sobarzo	Proyersa E. S.A.
13	Ignacio Gouet	Solarity SpA	33	Rodrigo Solis	Generadoras
14	Gabriel Guerra	Tecnet	34	Rubén Stipo	EE P. Alto S.A.
15	Rodrigo Gutiérrez	CNE	35	Víctor Tapia	Tecnet
16	Víctor Hinojosa	UTFSM	36	Raul Valpuesta	Transec
17	Serji Jordana	Independ.	37	Luis Veloso A.	Enerline S.A.
18	Francisco Leiva	Highrod	38	David Watts	PUC
19	Claudia Medina	oEnergy SpA	39	Francisco Yañez	oEnergy SpA
20	Javier Munoz	Saesa	40	Danilo Zurita	CNE



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1
“Diagnóstico y Problemas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2.2 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 1 DEL GRUPO 2

Los participantes al taller especializado N°1 del Grupo N°2 sumaron 60 personas y fueron las siguientes:

N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	María José Ariztía	Transelec	31	Luis López	Efizity
2	Aldo Arriagada	Engie	32	Horacio Melo	Solarity Energía
3	Camilo Avilés	PUC	33	Rodrigo Mera	SEC
4	Stefano Banfi	Min Energía	34	Rodrigo Miranda	SAESA
5	Blas Barros	S/I	35	Waleska Moyano	CDEC SING
6	Paulina Basoalto	Colbun	36	Juan Muñoz	Engie
7	Cristián Bustos	PUC	37	Jorge Muñoz	SAESA
8	Juan Campos	Min Energía	38	José Luis Neira	COPELAN
9	Mauricio Camposano	CGE	39	Felipe Novoa	Antuko
10	Rosana Carrasco	Transelec	40	Martin Osorio	CNE
11	Javiera Casanova	SEC	41	Rodrigo Pérez	PUC
12	Marcos Cisterna	Aela Energía	42	Javier Piedra	UCHile
13	Fernando Dazarola	CNE	43	Juan Robles	Emp. Eléc. Puente
14	Cristián Espinosa	FENACOPEL	44	Marcelo Rubio	Latin America
15	Gabriel Fierro	Soc. Fierro Ramírez	45	Hugh Rudnick	PUC
16	Yarela Flores	PUC	46	Danae Salazar	CDEC-SING
17	Felipe Gallardo	ACERA	47	Francisco Sánchez	CGE
18	Carolina Garnham	Colbún	48	Cristobal Sarquis	S/I
19	Daniel Gómez	Chilectra	49	Fabián Sepúlveda	Min Hacienda
20	Pamela González	Eléctricas	50	Leslie Sepúlveda	Chilquinta
21	Rodrigo Gutiérrez	CNE	51	Alejandro Silva	Min Energia
22	Pablo Hermosilla	SEC	52	Álvaro Silva	ACERA
23	Cristian Herrera	GTD	53	Carlos Silva	UAI
24	Danilo Jara	Min Energía	54	Oscar Solís	Emp. Eléc. Puente
25	Pablo Jofré	Chilectra	55	Sebastián Sotelo	Fun. Jaime Guzmán
26	Juan Kindermann	CDEC-SING	56	Tomas Steinacker	Ciudad Luz
27	Patricia Kurch	SEC	57	Francisco Valencia	GTD
28	Pablo Lecaros	System	58	Diego Vildosola	Energía Latina S.A.
29	Hernán Lira	AES Gener S.A.	59	David Watts	PUC
30	Gonzalo López	Adterra	60	Francisco Yáñez	oEnergy SpA



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2.3 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 1 DEL GRUPO 3

Los participantes al taller especializado N°1 del Grupo N°3 sumaron 68 personas y fueron las siguientes:

Lista de participantes Taller N° 1 Grupo N° 3 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Oscar Álamos	Min Energía	35	Daniela Martínez	Qbn
2	Carla Alvial	Ciudad Luz	36	Juan Martínez	SEC
3	Pamela Arellano	Farus	37	Horacio Melo	Solarity
4	Juan Pablo Avalos	CDEC SING.	38	Juan Montoya	E. E. P. Alto S.A.
5	Camilo Avilés	PUC	39	Waleska Moyano	CDEC SING.
6	Cristian Bustos	PUC	40	Jorge Javier Muñoz	Saesa
7	Maribel Campos	Qbn	41	Cristián Muñoz	Aes
8	Mauricio Camposano	CGE	42	Pablo Norambuena	Saesa
9	Claudia Carrasco	Transelec	43	Sebastian Novoa	Ecomenergia
10	José Luis Carvallo	Solarity	44	Andrea Olea	CNE
11	Luis Castro	Valgesta	45	José Opazo	Ciudad Luz
12	Ives Céspedes	PUC	46	Martin Osorio	CNE
13	Marcos Cisterna	Aela Energía	47	Paul Pacheco	Min Energía
14	Laura Contreras	CNE	48	Manuel Palm	Corfo
15	Sergio Andrés Díaz	UTFSM	49	Emanuel Palma	Celeo Redes Chile
16	Eduardo Escalona	Ppulegal	50	Marco Peirano	CNE
17	Enzo Ferrari	Energía 360	51	Rodrigo Perez	PUC
18	Fernando Flatow	CNE	52	Rodrigo Quinteros	Moray Development
19	Ricardo Fuentes	CNE	53	Mauricio Raby	Engie
20	Mauricio Funes	CNE	54	Miguel Salazar	Enorchile
21	Ramón Galaz	Valgesta	55	Alex Santander	CDEC SING.
22	Pierre Garbit	Engie	56	Paulina Silva	SEC
23	Rodrigo Garcia	S/I	57	Carlos Soto	Alpha E. Consultores
24	Heinz Gerdin	Distributed	58	Andres Steinacker	Ciudad Luz
25	Gabriel Guerra	Tecnet	59	Tomas Steinacker	Ciudad Luz
26	Rodrigo Gutierrez	CNE	60	Victor Tapia	Tecnet
27	Rubén Guzmán	Min Energía	61	Adolfo Tocornal	Distributed Power P.
28	Cristián Humeres	E. E. P. Alto S.A.	62	RÜdiger TRENKLE	MRP Geotermia
29	Andres Inzunza	Valhalla	63	Patricio Turen	Saesa
30	Rodolfo Leal	Amigosolar	64	Francisco Valencia	GTD
31	Pablo Lecaros	Systep	65	Victor Vial	Ppulegal
32	Cristina Lemus	Chilectra	66	David Watts	PUC
33	Gonzalo López	Adterra	67	Cristian Wolleter	Efizity
34	Juan Pablo Maldonado	Saesa	68	Maria Loreto	CNE



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2.4 PARTICIPANTES DEL TALLER N° 1 DEL GRUPO 4

Los participantes al taller especializado N°1 del Grupo N°4 sumaron 70 personas y fueron las siguientes:

Lista de participantes Taller N° 1 Grupo N° 4 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Carla Alvial	Ciudad Luz	36	Claudia Medina	oEnergy SpA.
2	Daniel Andrade	ABB	37	Patricio Mendoza	Uchile
3	Camilo Avilés	PUC	38	Rodrigo Miranda	Saesa
4	Carlos Barría	GPM AG	39	Javier Mozó	Caaapital
5	Pablo Barriuso	AES Gener S.A	40	Giancarlo Muñoz	Coener
6	Blas Barros	S/I	41	Gabriel Olguin	S/I
7	Paulina Basoalto	Colbún	42	Daniel Osorio	Systep
8	Cristian Bustos	PUC	43	Javier Pereda	PUC
9	Eduardo Calderón A	Transelec	44	Rodrigo Pérez	PUC
10	Vicente Camino	Engie	45	Javier Piedra	Uchile
11	Ives Céspedes	PUC	46	Rodrigo Quinteros	Moray Development
12	Marcos Cisterna	Aela Energia	47	Tomás Reid	Saesa
13	Alejandro Contreras	Subdere	48	María Riquelme	Chilquinta
14	Mauricio Díaz Suarez	Aes Gener	49	Cristian Romero	Min. Economia
15	Mitchell Dutra	Conecta	50	Miguel Salazar	Enorchile S.A.
16	Martín Elton	Tikuna Energia	51	Lienthur Silva	FENACOPEL
17	Rubén Escalona	Sunplicity	52	Royal Smith	Energy Control SpA
18	Cristián Espinosa	FENACOPEL	53	Carlos Soto	Alpha Energia SpA
19	Christian Espinoza	E. E. P. Alto S.A.	54	Pablo Tello	Corfo
20	Carlos Finat	Acera	55	Juan Pablo Urrutia	Forestal Comaco
21	Fernando Flatow	CNE	56	Francisco Valencia	GTD
22	Yarela Flores	PUC	57	Pablo Valenzuela	SEC
23	Deninson Fuentes	CDEC SIC	58	Raúl Vega	E. E. P. Alto S.A.
24	Ramón Galaz	Valgesta Energía	59	Juan Veloso	Saesa
25	Carolina Galleguillos	Valgesta	60	Juan Pablo Vergara	MetroGas
26	Heinz Gerdin	D. Power Partners	61	Erwin Vial	Ppulegal
27	Pamela Gonzalez	Electricas	62	Marcelo Villagrán	Mankuk
28	Ignacio Gouet	Solarity	63	Pablo Vicent	Colbún
29	David Guacucano	CDEC SING	64	Adolfo Von Osten	SEC
30	Eduardo Guerra	CGE	65	David Watts	PUC
31	Daniel Gutierrez	BGS Energy Law	66	Pablo Weber	Min Energía
32	Sergi Jordana	CDEC SIC	67	Alexander Wulf	Transelec
33	Patricia Kusch	SEC	68	Jean Zalaquett	Chilectra
34	Cristina Lemus	Chilectra	69	Romyna Zapata	SEC
35	Juan Maldonado	Saesa	70	Loreto Zubicueta	CNE



1.2 Objetivos y metodología de trabajo del Taller Especializado N° 1 “Diagnóstico y problemas”

El principal objetivo del Taller N°1 es completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas levantados por el equipo PUC del seminario internacional realizado el 29 septiembre de 2016 y otros talleres realizados por la Comisión Nacional de Energía. Los objetivos específicos son los siguientes:

- Levantamiento de los principales problemas actuales del sector y potenciales / posibles problemas del futuro.
 - Utilizar input de eventos anteriores (talleres CNE, seminario internacional, conferencias, etc.) resumidos en presentaciones PUC.
- Priorización de los problemas y levantamiento del grado de convergencia que existe en torno a cada tema.
- Completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas detectados.
- Entregar referencias para estudiar y alimentar el proceso.





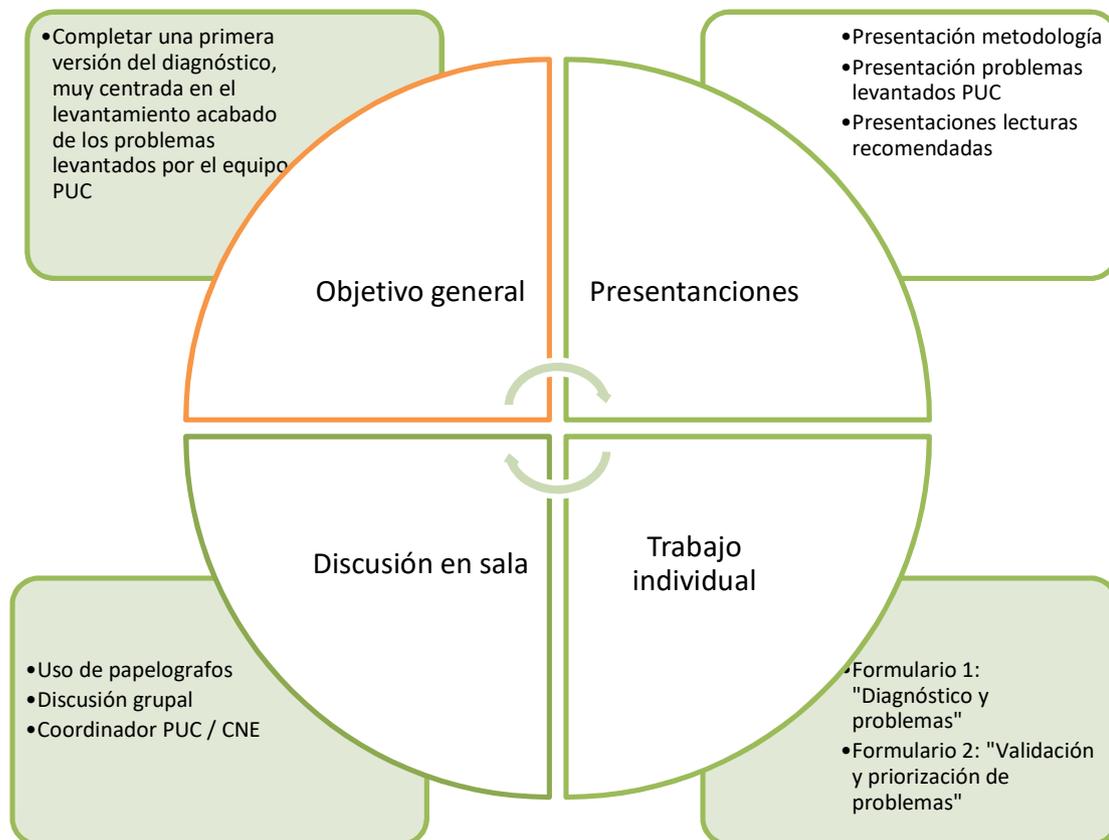
“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



La metodología del taller especializado N° 1 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 2 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 siguiente figura:



El Taller comienza con la presentación de la metodología y la agenda a los participantes. Luego se presenta la lista de desafíos y problemas respecto de expansión de la distribución y calidad de servicio que ha levantado el equipo PUC utilizando los informes del Seminario internacional del 29 de septiembre, talleres anteriores organizados por la Comisión Nacional de Energía y



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



otras instancias de discusión. Posteriormente comienza el trabajo individual para completar el **Formulario 1 “Identificación de problemas”** donde los participantes pueden agregar nuevos problemas que consideren que no se abordaron en el levantamiento realizado por el equipo PUC. En seguida, los participantes pasan a completar el **Formulario 2 “Validación y priorización de problemas”** donde deben indicar para cada problema si están en acuerdo o desacuerdo y la prioridad que le asignan. Una vez terminado el trabajo individual los participantes se dividen en 2 grupos, cada uno de ellos liderado por un coordinador para comentar, discutir y socializar los nuevos problemas detectados y las priorizaciones realizadas.

Cada grupo tiene 2 coordinadores uno de la PUC y un coordinador que se presentan a continuación:

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

Por último, el equipo PUC realiza una presentación más sobre lecturas recomendadas invitando a leer a los participantes que quieran instruirse más en las temáticas tratadas por el grupo.

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 siguiente figura:

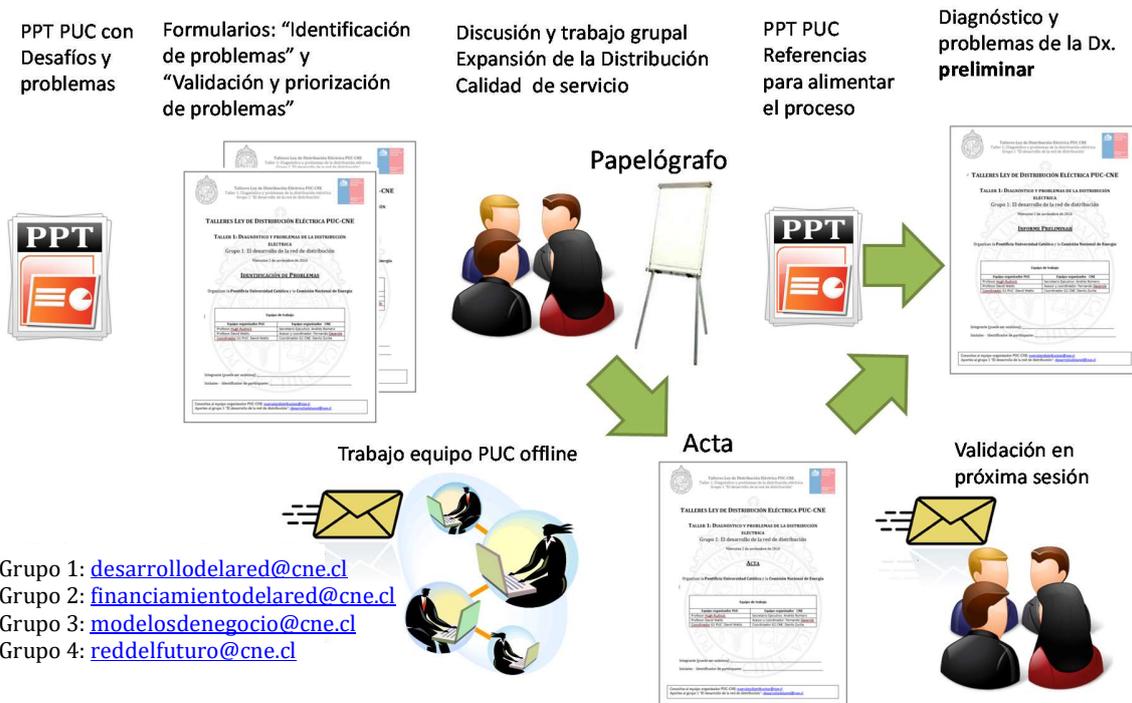


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



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.

1.4 Lista de problemas Preliminar para todos los grupos

Los problemas preliminares provienen de la discusión y socialización de los mismos participantes en eventos y talleres anteriores (Talleres Hotel San Francisco, Hotel Hyatt y Seminario Internacional “El futuro de la distribución de energía eléctrica” realizado del 29 de septiembre). Sobre la base de estas instancias anteriores de discusión y socialización, el equipo PUC realiza un levantamiento preliminar de problemas sobre el cual los participantes del taller N° 1 trabajan definiendo nuevos problemas y priorizando los entregados.

A continuación se presentan los problemas de los 4 grupos propuestos por la PUC que se basan en el levantamiento realizado de los eventos anteriores. Estos problemas se organizaron en familias y subfamilias como se muestra en la siguiente figura.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



A) Expansión de la red de

- A) Urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios
- B) Futuro cercano:

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

- A) Del Ámbito público: Los habilitadores de nuevos negocios
- B) Del Ámbito Privado: Los

1.4.1 LISTA DE PROBLEMAS PRELIMINAR PRESENTADA Y ENTREGADA POR EL EQUIPO PUC A LOS PARTICIPANTES DEL GRUPO N° 1

Los problemas propuestos por la PUC durante el taller, que se basan en el levantamiento de seminarios y talleres anteriores, se clasifican en 2 familias: familia a) Expansión de la red de distribución y familia b) Calidad de la red de distribución. Además cada familia tiene varias categorías de problemas, tal como se presenta en la siguiente figura.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



La lista completa de problemas preliminares y sus clasificaciones levantados por el equipo PUC y presentados y entregados a través de los formularios a los participantes del taller se presentan a continuación:

Problemas familia a) Expansión de la red de distribución

- **Eficiencia económica y servicios básicos**
 1. Cómo asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, etc.)
 2. Como reducir el costo de servicio y expansión y lograr transferir eficiencia al cliente (si el costo del servicio básico es mayor que el actual en clientes de bajos recursos, reforma sería un fracaso y aumentaría desconfianza en el sistema).
 3. Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de **nuevos agentes y tecnologías** (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/).
 4. Reconocer **diversidad de clientes** y disposición a pagar. Ofrecer trade-off costo-confiabilidad y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad).
 5. Reconocer mayor **disposición a pagar** de algunos grupos de clientes para obtener más y mejores servicios (mejorar servicios por sobre reducir costos).



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- **Eficiencia económica, nuevos actores y servicios**
 6. Cómo aprovechar la **digitalización** de la red para reducir costos y mejorar la operación de la red.
 7. Desarrollar la red para **habilitar nuevos servicios** sin agregar costos innecesarios (habilitar servicios sin cargar costos a los demás).
 8. Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de **nuevos agentes y tecnologías** (grandes penetraciones de PV residencial y comercial, PMGDs y CHP, gran cantidad de prosumers y penetración de vehículos eléctricos (EV)).
 9. Incentivar a agregadores/comercializadores a la EE y a expandir la red
 10. Necesidad de un operador técnico y de mercado (DSO).
 11. Dificultad para incorporar **eficiencia energética** en la expansión de la red.
 12. Falta de **planificación coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal)
 13. Planificación considerando incertidumbre de penetración de nuevas tecnologías y servicios.
- **Cobertura y acceso**
 14. Cómo lograr cobertura universal. Dar 100% de **cobertura y acceso** a comunidades aisladas a través de diversas soluciones (microrredes aisladas o conectadas a la red en zonas fuera de áreas de concesión y en zonas remotas de alto costo).
 15. Expandir a **comunidades aisladas**: Comunidades pueden ser un obstáculo si no son incorporadas y educación es importante. (subsidio?)
 16. 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.
 17. Reconocer **diversidad de realidades** de empresas y zonas geográficas en términos de la relación costo-confiabilidad-tarifa.
- **Mayor y mejor información (incluyendo a ciudadanos)**
 18. Asimetría de **información** al regulador: mejorar la información entregada por empresas para mejorar los procesos de expansión, la regulación, fiscalización, etc.
 19. Limitada o nula **información** a la comunidad: al día de hoy es prácticamente imposible conocer las condiciones presentes 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.)
 20. Cómo **incorporar las TICs** y reconocer sus costos en la expansión de la red para lograr menos fierros y más inteligencia.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



21. 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 y para alimentar este taller.

- **Integración con otros sectores de la comunidad y la industria**
 22. Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores).
 23. Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, urbanismo 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. Falta sincerar el trade-off costo-confiabilidad y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad).
 2. Permitir que se ofrezcan distintas calidades (reducir los estándares en algunas realidades y alzarlos en otras).
 3. Ley de equidad tarifaria iguala tarifas de energía pero con distintas confiabilidades.
 4. Falta de definición sobre acceso, cobertura y confiabilidad
- **Rigidez de la regulación actual ante la creciente necesidad de flexibilidad**
 5. Cómo mejorar disponibilidad de servicio para alcanzar las metas de la política energética a 2035 y 2050.
 6. Cómo mejorar la seguridad y calidad incorporando microrredes aisladas o conectadas a la red, enmallando las redes de distribución (e.g. en media tensión), a través de automatismos y reconfigurando las redes.
 7. Falta de Flexibilizar estándares de seguridad y calidad permitir el desarrollo de microrredes aisladas y conectadas a la red.
 8. Incorporar resiliencia frente a catástrofes naturales
 9. Falta de incentivos para mejorar la calidad de servicio (empresa modelo no captura todas las realidades, incentivos a cumplir justo).
 10. La rigidez de las tarifas actuales puede impactar en la calidad de servicio al no permitir mover carga de la punta.
- **Calidad comercial y experiencia del usuario**
 11. Incorporar sistemas de resolución de conflictos (oficinas de reclamos en empresas no parecen funcionar).
 12. Mejorar la fiscalización y monitoreo usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.
 13. Mejorar la experiencia del usuario.
- **Mejor y más información**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR

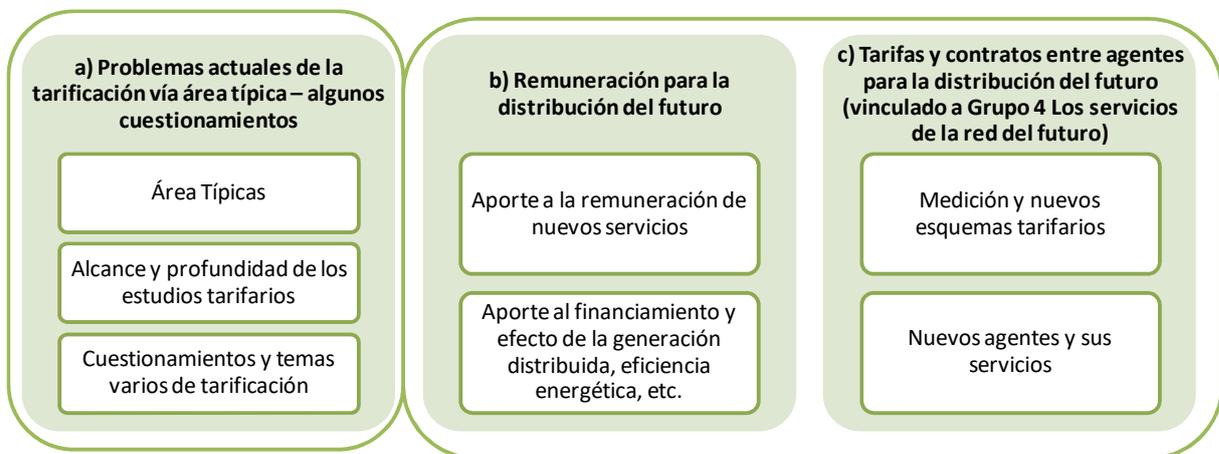


14. Información: propiedad y uso de la información para eliminar asimetrías de información (fiscalizador, ofrecer nuevos productos y servicios).
15. Falta de acceso a la información de calidad de servicio.
16. Falta definición en el ámbito de privacidad, almacenamiento y propiedad de la información.
17. Necesidad de protocolos de registro y comunicación de información y reglas claras sobre su uso.
18. Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc.
19. 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.).



1.4.2 LISTA DE PROBLEMAS PRELIMINAR PRESENTADA Y ENTREGADA POR EL EQUIPO PUC A LOS PARTICIPANTES DEL GRUPO N° 2

Los problemas propuestos por la PUC durante el taller, que se basan en el levantamiento de seminarios y talleres anteriores, se agruparon, en el caso del **Grupo N° 2**, en las 3 familias siguientes: a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica, b) Remuneración para la distribución del futuro y c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro. Además se categorizaron los problemas en cada familia, tal como se presenta en la siguiente figura.



En el primer bloque de la reunión los participantes sugirieron nuevos problemas asociados a la familia a) y priorizaron la lista de problemas. En el segundo bloque realizaron el mismo ejercicio anterior pero con la familia b) y c) en forma conjunta. La lista de problemas y sus clasificaciones presentados y entregados a través de los formularios a los participantes del taller se presentan a continuación:

a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica - algunos cuestionamientos

• **Área Típicas**

1. ¿Se abandona la tarificación vía **áreas típicas** o se introducen mejoras a esta?
2. Las **áreas típicas** y la **empresa modelo** no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente, con la eficiencia correspondiente.
3. No claridad de criterios en cómo se definen las **áreas típicas** y como las compañías van asignándose a cada una de ellas.

• **Alcance y profundidad de los estudios tarifarios**

4. **Estudio tarifario** incompleto, sólo llega al VAD, debiera continuar para completar definición tarifaria.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



5. Necesidad de realizar estudios previos al **estudio tarifario** que entreguen antecedentes al estudio (definición precios, curvas de carga, economías de ámbito).
 6. **Proceso de tarificación** debería estar acorde al actual **desarrollo institucional**: panel de expertos, **estudios tarifarios** público-privado. El panel de expertos no existía cuando se definió la tarificación de la distribución.
 7. **Estudio de costos más frecuente**. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.
 8. Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas.
 9. Falta de flexibilidad de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una tasa que se vaya adaptando a las condiciones del mercado.
- **Cuestionamientos y temas varios de tarificación**
 10. Falta de criterios claros para definir los **factores de coincidencia y las horas de uso** determinados por la CNE.
 11. Falta de transparencia en la **información tarifaria** y de información en la boleta al usuario final.
 12. **Falta de congruencia AT-BT**. Existen diferencias entre tarifas BT y AT respecto de mediciones de potencia, armónicos y potencia reactiva.
 13. Falta la incorporación de todo el territorio nacional en la **equidad tarifaria**, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
 14. Falta de **flexibilidad de la tarificación**. El modelo regulatorio actual es bastante rígido, en lo normativo en general, y específicamente, en el esquema tarifario.
 15. Existe el desafío de mantener y mejorar la **eficiencia económica** del servicio de redes.
- 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.
 2. Reconocimiento en **las tarifas de nuevas tecnologías** en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento).
 3. Metodología de la “empresa modelo” debe cambiar a una forma que incluya **nuevos servicios** que puede ofrecer la distribuidora.
 4. Falta de un esquema de remuneración basado en el **performance** que entregue **los incentivos** que correspondan.
 5. 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)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.
 6. Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la **eficiencia energética, calidad**, etc.
 7. Falta de incentivos a la **eficiencia energética** por parte de la distribuidora
 8. Aporte de la **generación distribuida** a la remuneración de las redes de distribución ¿Cuáles son los servicios por los que debe pagar?
 9. **Riesgos** involucrados si se reduce universo de los que participan de la remuneración de las redes (**GD, eficiencia energética**, etc.).
 10. Desacople de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía (GD, eficiencia energética)

- c) **Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado a Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)**
 - Medición y nuevos esquemas tarifarios
 11. El **medidor del usuario residencial** es muy simple, se debe avanzar hacia un medidor que permita medir por lo menos potencia y energía (para BT1).
 12. **Medición** inteligente
 13. **Inflexibilidad en las tarifas**: no existe el **prepago** que puede ser una solución para muchos consumidores
 14. **Nuevos esquemas tarifarios**, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer **gestión de su demanda**

 - Nuevos agentes y sus servicios
 15. Habilitar o viabilizar la provisión de **nuevos servicios** en las redes de distribución y su remuneración
 16. 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.
 17. Definir la **coordinación** que debe existir entre los **agregadores**, sus clientes y la distribuidora (coordinación entre agentes)
 18. Identificación de **otras actividades en distribución** que podrían separarse y donde podría haber competencia (**comercialización**, eficiencia energética, **generación distribuida**, almacenamiento)
 19. La **agregación de demanda** para permitir que los consumidores distribuidos puedan negociar sus precios (Ej: retailers)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR

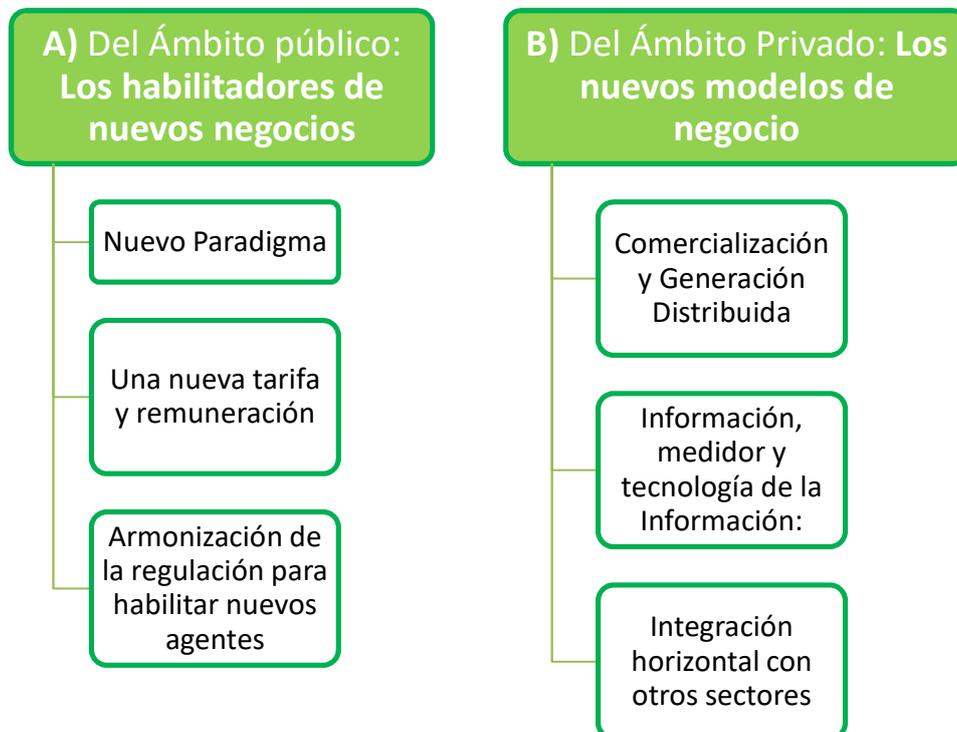


20. Se debe definir si las distintas soluciones de **generación distribuida** pueden participar en **distintos mercados**, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real.



1.4.3 LISTA DE PROBLEMAS PRELIMINAR PRESENTADA Y ENTREGADA POR EL EQUIPO PUC
A LOS PARTICIPANTES DEL **GRUPO N° 3**

Los problemas propuestos por la PUC durante el taller, que se basan en el levantamiento de seminarios y talleres anteriores, se clasifican en 2 familias: familia **A Los habilitadores de nuevos negocios (ámbito público)**, y **B Los nuevos modelos de negocio (ámbito privado)**. Además, cada familia tiene varias categorías de problemas, tal como se presenta en la siguiente figura.





“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



La lista completa de problemas preliminares y sus clasificaciones levantados por el equipo PUC y presentados y entregados a través de los formularios a los participantes del taller se presentan a continuación:

a) Los habilitadores de nuevos negocios

- **Nuevos paradigmas de los sistemas de distribución**

- Separación de los negocios de transporte y venta de energía: un cambio de paradigma

16. Existe el desafío de cambiar el paradigma de la distribución respecto a “más vendo, más gano” (por eficiencia energética, económica, desacople, etc.)
17. La falta de incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector.
18. Falta que en la regulación se haga diferencia entre los fierros y comercialización.
19. Falta pasar de pagar “por la energía” a pagar “por la red”. La regulación debería cambiar hacia hacer un cobro por servicio de transporte de energía.
20. Falta pasar del concepto de empresa “rentista de infraestructura” a empresa “generadora de servicios”. Falta cambiar a una regulación más moderna que incluya beneficios y nuevos servicios, mejorando así la regulación de “Empresa Modelo”.

- **Una nueva tarifa y remuneración**

- Flexibilidad tarifaria y diseño de nuevas tarifas para los nuevos negocios y servicios

21. Falta de flexibilidad de la regulación. El modelo actual es bastante rígido, en lo normativo en general; y específicamente, en el esquema tarifario. Falta que las personas puedan escoger su tarifa.
22. Falta que el cliente pueda saber ex - antes las tarifas que va a pagar.
23. Falta crea un portafolio de tarifas como en otros países. Este portafolio lo crea el regulador y el comercializador pueda proponer opciones tarifarias que luego son sometidas a una aprobación del regulador.
24. Flexibilidad en el pago del servicio energético que está dentro de la concepción de ciudades inteligentes (ejemplo: el concepto de prepago).
25. Faltan incentivos (tarifarias u otros) que permiten hacer gestión de demanda.

- Remuneración para la calidad de servicio, performance y otros servicios



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



26. Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la calidad, eficiencia energética, etc.
27. La calidad de servicio debe ser integrada adecuadamente en la cadena de suministro, con un modelo de negocios que refleje adecuadamente los servicios ofrecidos, sus costos y su remuneración.
28. Falta incentivar la competencia por calidad y no por zonas de concesión.
29. Falta de un esquema de remuneración basado en el performance que entregue los incentivos que correspondan.
- **Armonización de la regulación para habilitar nuevos agentes**
 - Profundización de la competencia de negocios actuales y futuros de la distribución
 - 30. Falta generar una plataforma de servicios que permita la competencia con una amplia gama de elección de tarifas y que sea transparente.
 - 31. Falta liberalizar todo lo que pueda hacerse con mayor competencia (antiguos y nuevos servicios).
 - 32. Se hace difícil la competencia por los clientes libres ya que las distribuidoras tienen herramientas que permiten ocultarlos.
 - 33. Falta definir el rol de la distribuidora en la futura regulación con múltiples servicios.
 - 34. En un esquema desregulado faltaría realizar un seguimiento de la oferta y de la demanda para ver el comportamiento de los mercados. (Servicio de monitoreo de mercado).
 - Profundización de la competencia de negocios actuales y futuros de la distribución
 - 35. La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para la innovación.
 - 36. Falta de un incentivo a la innovación en toda la actividad de distribución.
 - 37. Existe la necesidad de una legislación que sea flexible y abierta, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen. Flexibilidad de la futura regulación debe ser capaz de adaptarse, permitir la innovación futura, considerar la diversidad que se tienen en el territorio.
 - 38. Existe la necesidad de que exista un ente coordinador.
 - 39. Falta un crédito blando para cambiar a un auto eléctrico (negocio de crédito para financiar nuevas tecnologías).

b) Los nuevos modelos de negocio

- **La comercialización y la generación distribuida: Nuevos modelos de negocio**
 - Figura del comercializador y su valor para los usuarios



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1. Falta introducir el comercializador que introduzca la competencia y provisión de nuevos servicios.
2. Falta que el cliente pueda elegir la generadora (figura de comercializador).
3. Los comercializadores podrían realizar la agregación de demanda.
4. La agregación de demanda permitiría negociar precio (ejemplo clásico: grandes consumidores o retailers que tienen en todo Chile consumos distribuidos).
5. Si se piensa en la inclusión de los comercializadores, la SEC debe tener los recursos para llevar a cabo la fiscalización.
6. Falta fomentar la Generación Distribuida usando la empresa que mejor precio de compra ofrezca a los clientes (figura del comercializador).
 - La generación distribuida y la Smart-Grid como proveedor de nuevos servicios
7. Falta entender que la GD puede contribuir a la seguridad energética de Chile.
8. Falta un nuevo proceso de licitación para las PMGD.
9. Con la regulación actual, hay una gran dificultad para que un consumidor pueda acceder a energía limpia, paneles solares y poder integrarlas dentro en su vivienda.
10. Falta entender las potenciales soluciones con smart-grid, autos eléctricos y baterías que se pueden producir.
11. Las empresas de distribución enfrentan el desafío de encontrar las soluciones más adecuadas para enfrentar los nuevos requerimientos técnicos y operativos.
12. Falta revisar la potencia máxima para la generación residencial de 100 kW, ya que con ese máximo la generación queda limitada.
- **Información, medidor y tecnología de la información**
 - Información y digitalización de la red: Una nueva necesidad (oportunidad) de la red del futuro
13. Falta establecer una plataforma de información que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones.
14. Falta asegurar que la información, debe ser veraz y oportuna, de calidad y disponible.
15. Falta que la regulación permita la entrada de tecnologías de la información y redes inteligentes.
16. El procesamiento, uso y la protección de datos, es relevante hoy y lo será más aun en el mediano y largo plazo.
17. Falta más seguridad informática de la red de distribución.
 - Medidores inteligentes, sus servicios y la propiedad de la información



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



18. Falta claridad en que instalar medidores inteligentes debe hacerse con la aprobación de las personas.
 19. Existe el desafío de avanzar hacia medidores inteligentes, preocupándose por la propiedad y privacidad de los datos.
 20. Hay necesidad de propiciar la actualización de equipos o innovación, para estar a la par de otros países y también mejorar la calidad de servicios, mejorar la flexibilidad y apuntar a soluciones a la red.
- **Integración horizontal con otros sectores: Nuevos modelos de negocio**
 - Integración horizontal: Oportunidades de coordinación e integración
 - 21. Falta definir si se permitirá la integración vertical u horizontal, en la industria.
 - 22. Falta que la regulación permita electrificar el transporte, la calefacción, uniendo todos esos temas.
 - 23. Falta subsanar el desacople entre en el cambio a una matriz eléctrica limpia y una matriz de transporte cada vez más dependiente del petróleo.
 - 24. Falta de integración con otros sectores: medioambiente, transporte, construcción.
 - 25. Falta que las normativas que regulan el crecimiento de la ciudad conversen con las normativas eléctricas.
 - 26. En la discusión de la Ley General de Servicios de Urbanismo faltan incorporar personas que entiendan el tema del desarrollo energético



“Diagnóstico y Problemas”

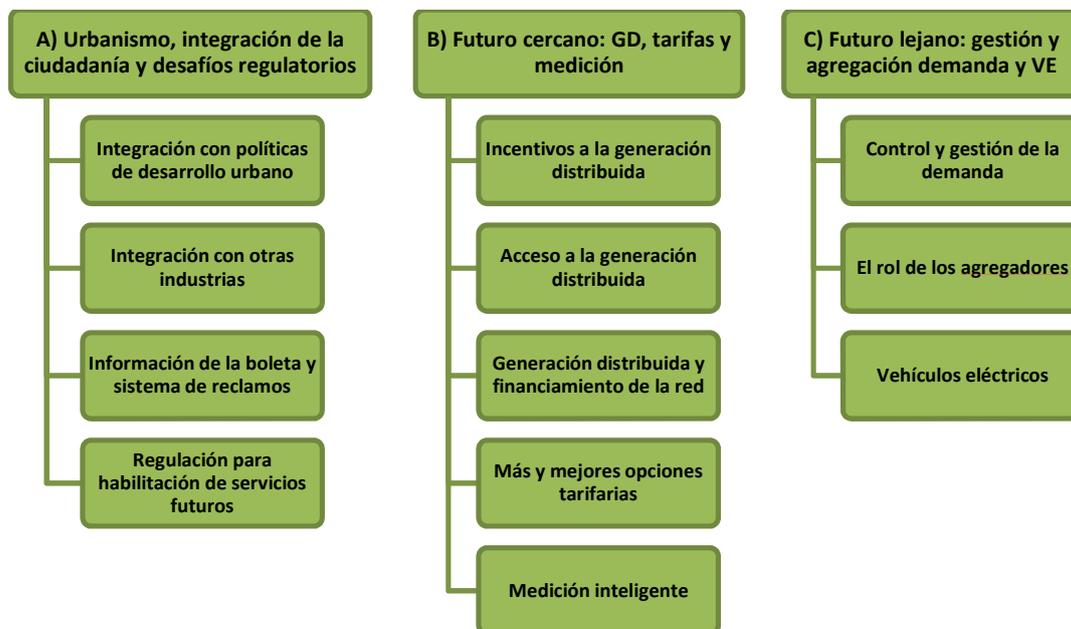
Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1.4.4 LISTA DE PROBLEMAS PRELIMINAR PRESENTADA Y ENTREGADA POR EL EQUIPO PUC A LOS PARTICIPANTES DEL GRUPO N° 4

Los problemas propuestos por la PUC durante el taller, que se basan en el levantamiento de seminarios y talleres anteriores, se clasifican en 3 familias: familia a) Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros, familia b) Los servicios de la red del futuro cercano: Generación distribuida, tarifas y medición, familia c) Los servicios de la red del futuro lejano: Gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico. Además cada familia tiene varias categorías de problemas, tal como se presenta en la siguiente figura.



La lista completa de problemas preliminares y sus clasificaciones levantados por el equipo PUC, presentados y entregados a través de los formularios a los participantes del taller se presentan a continuación:

Problemas Familia A) Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros.

- **Integración con políticas de desarrollo urbano**

1. Falta que las normativas que regulan el **crecimiento de la ciudad** conversen con las **normativas eléctricas** (municipalidades).



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



2. La Ley general de **servicios de urbanismo** es una ley bastante antigua y que debiera ser actualizada. En la discusión de dicha Ley debieran estar incluidas personas que entiendan y trabajen el tema del desarrollo energético y viceversa.
3. El carácter de **servicio público** que tiene la energía y su importancia para el **desarrollo de las ciudades** y del bienestar de los usuarios, hacen imperiosa la necesidad de un dialogo más fluido entre ambos sistemas.
4. Debiese incorporarse en el mediano plazo, **regulaciones para el cableado**. Las ciudades se están llenando de cables y sobretodo en sectores patrimoniales se debe evitar la sobrepoblación de cables en los postes.
5. Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores).

- **Integración con otras industrias**

6. Falta una mejor **coordinación e integración con otros sectores** que permita transitar a relaciones de mayor transversalidad.
7. Falta de una **política nacional de ductos**. Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, etc. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se deben manejar integradamente los ductos para abaratar los costos.
8. No hay **incentivos a que la distribuidora** quiera potenciar y sacar más eficiencia a sus redes generando otros servicios, por ejemplo, el apoyo poste, sistemas de comunicaciones con las líneas eléctrica, etc. La regulación captura todo ese incentivo en el entendido que ya la infraestructura la pagó el cliente, entonces la empresa no puedes lucrar de eso. Hay experiencias y modelos en el que este concepto es compartido y permite efectivamente un cierto lucro, una parte para el cliente y otra para la empresa.

- **Simplificación del lenguaje, la boleta y los términos usados en la industria**

9. Es necesario **simplificar el lenguaje** haciendo comprensible para el público. Se requiere aplicar una simplificación léxica, estandarización de conceptos, desde de la generadora a la distribuidora. Se debe evitar: usar siglas, utilizar inglés (netbilling, netmetering), uso de números de Ley, etc.
10. Mejorar la **información en la boleta** de los clientes que efectivamente están inyectando a la red. La boleta no dice cuánto inyectaron, solamente baja el consumo, pero no hay claridad de cuánto fue el aporte.
11. La capacidad de las personas para lograr que un cobro extraño se convierta en una compensación, es prácticamente nula si no tiene un **apoyo organizacional**.

- **Regulación para la habilitación de servicios futuros**

12. Existe la necesidad de una **legislación que sea flexible y abierta**, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen.
13. Falta entender de qué manera puede predecir el Estado el futuro para poder tener **un rol más proactivo y no tan reactivo**.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



14. Se debe diseñar **un proceso transitorio** claro, para ir dando las señales que se quiere y también dando tiempos necesarios para realizar los cambios e implementarlos. Que reglas del juego estén claras, tranquilizar entorno al cambio de paradigma.
15. Ante la **abundancia de información** que podrá haber los organismos del estado deben tener las capacidades para poder procesarla.
16. **La SEC requiere de un fortalecimiento.** La cantidad de profesionales con los que cuentan se ven sobrepasados para necesidades.
17. La discusión eléctrica siempre ha estado situada en los expertos o gente con muy alto nivel de cercanía o conocimiento de los temas eléctricos y técnicos. El nuevo modelo debe mirar cuales son las **necesidades del consumidor.**

Problemas Familia B) Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición

- **Incentivos a la generación distribuida**

1. Falta que las distintas **soluciones distribuidas** puedan participar en distintos mercados. Esto, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real.
2. Un generador que trata de entrar en concesión para competir por un determinado cliente, en lo que puede competir es en potencia y la distribuidora tiene muchas herramientas para gestionar la potencia por lo tanto, resulta muy difícil, **muy complejo competir por el precio de la potencia.**
3. Bajos precios a la GD. Que se pague un 40% por kilowatt-hora ciudadano, versus a lo que se le vende kilowatt-hora a la empresa distribuidora, es un abuso, es un **desincentivo a la generación distribuida.**

- **Acceso a la generación distribuida**

4. Con la regulación actual, hay una gran dificultad para que un consumidor pueda acceder, por ejemplo, a energía limpia, paneles solares y poder **integrar eso dentro en su vivienda y hacer funcione.**
5. La generación distribuida (netbilling) está muy limitada al establecer **potencia máxima en 100 kW. Debe ampliarse mucho más este límite.**

Generación distribuida y financiamiento de la red

6. Falta definir el aporte de la **generación distribuida a la remuneración de las redes de distribución.**
7. Se requiere **desacoplar de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía** a medida que el universo de los que participan de la remuneración de las redes se reduce (GD, eficiencia energética, etc.).
8. Los precios no tienden a coincidir con los costos. Hoy tenemos varios **subsidiados cruzados** los cargos unitarios, el cálculo de los costos promedio y acabamos de introducir otro que es la equidad tarifaria.

- **Más y mejores opciones tarifarias**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



9. Se requieren nuevos esquemas tarifarios, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing, de manera que permitan al usuario gestionar su consumo.
10. Se requieren **tarifas flexibles y equitativas** para habilitar los múltiples futuros servicios y productos.
11. Falta que las tarifas cobren lo que se consume, de manera que esta tarifa permita al usuario **gestionar su consumo**.
12. **Flexibilidad en el pago del servicio energético**, el concepto de prepago, que está dentro de la concepción de una ciudades inteligente.
13. Es necesario desarrollar **mayor educación respecto de las opciones tarifarias**.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- **Medición inteligente**

14. Los clientes domiciliarios tienen un simple medidor de energía, y están todos sometidos a una típica demanda. Deberíamos caminar hacia un **medidor no tan simple** a uno que al menos mida potencia y energía.
15. No está clara es la **potencia** que se lee, la controversia que hay hoy en día en el tema de los armónicos, las potencias reactivas.
16. Falta reconocimiento en las tarifas de nuevas **tecnologías en distribución** (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento).
17. Falta 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 la empresa distribuidora.

Problemas Familia C) Los servicios de la red del futuro lejano: gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico

- **Control y gestión de la demanda**

18. Falta que el consumidor cuente con la **información** necesaria para que pueda **gestionar su consumo**. Falta información para que el usuario final pueda decidir cuál es la mejor hora de consumo, cuánto consumen sus electrodomésticos, para que este usuario gestione su consumo.
19. Pocas **opciones tarifarias** para el cliente que permiten hacer **gestión de demanda**.
20. Se debe incentivar a clientes con capacidad de **mover consumo** pues va a generar una estructura más eficiente.

- **El rol de los agregadores**

21. Falta definir la coordinación que debe existir entre los **agregadores**, sus clientes y la distribuidora.
22. La **demanda agregada** permitiría a la distribuidora llegar a **más viviendas rurales** (Para viviendas aisladas con un empalme la rentabilidad no alcanza).
23. **La agregación de demanda** Hay clientes que están dispersos a nivel nacional que tiene una serie de puntos de retiro y tamaños, que no son accesibles para las distribuidoras, pero si se pudieran agregar para un solo cliente, se podrían acceder. Eso no está disponible en la regulación y coarta la competencia.

- **Vehículos eléctricos**

24. Desacople entre el cambio de matriz energética, versus el cambio en la matriz de transporte. Por un lado en el sector eléctrico se avanza hacia la generación renovable y por otro el parque automotriz en base a combustibles fósiles aumenta considerablemente. **Se requieren incentivos para la compra de vehículos eléctricos.**



CAPÍTULO 2: NUEVOS PROBLEMAS APORTADOS POR LOS PARTICIPANTES

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo 2 que resume los nuevos problemas aportados por los participantes de todos los grupos y cada subgrupo.



Para cada Grupo de la serie de talleres 1 “Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica” los nuevos problemas fueron solicitados inicialmente mediante el Formulario N° 1 “Identificación de problemas” y luego fueron discutidos en cada subgrupo, liderado por los coordinadores.

Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la red de distribución eléctrica
Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución
Momento 1 de actividades de CNE
IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS
Organizan: La Pontificia Universidad Católica y la Comisión Nacional de Energía

Equipo de trabajo	
Facilitador PUC	Facilitador CNE
Profesor Pablo Valdovinos	Coordinador Operación y Mantenimiento
Profesor David Muñoz	Coordinador Operación y Mantenimiento
Coordinador de CNE	Coordinador de CNE

Integrantes (ordenar por apellido):
Institución: Identificación de participantes

Coordinador a cargo: Coordinador PUC-CNE: patriciovaldovinos@puc.cl
Coordinador a cargo: Coordinador CNE: coordinador@cnecolchile.cl



Mediante la discusión grupal los participantes tuvieron la oportunidad de agregar nuevos antecedentes, aportar ideas de nuevos problemas identificados por otros participantes o discutir sobre estos nuevos problemas. A continuación, se presenta los nuevos problemas identificados por los Grupos donde se utilizan, tanto los formularios como las anotaciones del coordinador en el papelógrafo y las actas tomadas por nuestro equipo.



A continuación, se presentan para cada grupo los nuevos problemas levantados en sala mediante papelógrafo y los nuevos problemas levantados mediante el Formulario N°1 de levantamiento.

2.1 Grupo 1 “El desarrollo de la red de distribución”: Nuevos problemas

Se presentan en las siguientes secciones los nuevos problemas levantados en sala y posteriormente los levantados a través del Formulario N°1 para el Grupo N°1 “El desarrollo de la red de distribución”

2.1.1 GRUPO 1- NUEVOS PROBLEMAS: DISCUSIÓN EN SALA MEDIANTE PAPELÓGRAFOS

Para el Grupo 1 “El Desarrollo de la red de la distribución eléctrica” se discutieron los problemas levantados inicialmente mediante el Formulario N° 1 “Identificación de problemas”. La discusión se realizó en 2 subgrupos separados, liderados por los coordinadores, uno liderado por **Danilo Zurita** de la CNE y otro por **David Watts** de la PUC (fotografía izquierda y derecha respectivamente).



Se presentan a continuación los nuevos problemas levantados mediante papelógrafos en la discusión en sala. Cada uno de los problemas que quedó plasmado en el papelógrafo se levanta en este informe y se relaciona con uno de los problemas preliminares ya levantados por el equipo PUC o se agrega como nuevo problema. Estos aportes realizados en sala serán complementados con los aportes individuales realizados mediante el Formulario N°1 “Identificación de problemas” que se resumen en la **sección 2.1.2 de este informe**.

Subgrupo liderado por Danilo Zurita

En este subgrupo quedaron registradas cinco nuevas temáticas que los participantes agregan como problemas, todas asociadas a problemas de expansión. Algunos de estos nuevos problemas se utilizarán para reformular los problemas preliminares planteados por el equipo PUC y otros se agregarán a dicha lista. Por ejemplo, el primer problema sobre la profundización en la integración con otros sectores está muy relacionado con el problema 23 levantado por el



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

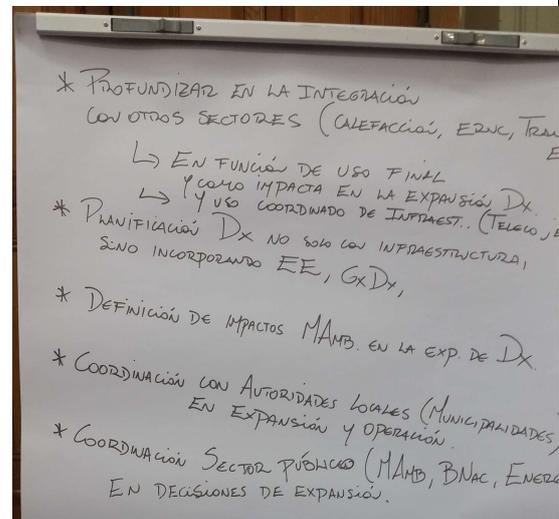
Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



equipo PUC (falta de coherencia en otras industrias).¹ Asimismo, la coordinación con instituciones del sector público como con medio ambiente y bienes nacionales (planteado como problema número cinco en el papelógrafo) se utilizará para mejorar el planteamiento del problema 22 (integración con otras políticas de desarrollo urbano). Por otro lado, el problema 3 sobre los impactos medio ambientales en la expansión de la distribución **se agregará como un nuevo problema (NP)**, pues no se encontraba registrado en la lista preliminar.

- 1) Profundizar en la integración con otros sectores (calefacción, ERNC, transporte, etc.) **(23)**
 - a) En función de uso final y cómo impacta en la expansión de la distribución.
 - b) Uso coordinado de la infraestructura (telecomunicaciones, etc.)
- 2) Planificación de la distribución no solo con infraestructura, sino incorporando eficiencia energética, generación distribuida, etc. **(11 y 3)**
- 3) Definición de impacto medios ambientales en la expansión de la distribución **(NP)**
- 4) Coordinación con autoridades locales (municipalidades) en cuanto a la expansión y operación. **(22)**
- 5) Coordinación con el sector público (medio ambiente, bienes nacionales, energía) en decisiones de expansión. **(22)**



Subgrupo liderado por David Watts

En este subgrupo quedaron registradas 14 nuevas temáticas que los participantes desean agregar como nuevos problemas, 9 asociados a temas de la expansión de la distribución y 5 asociados a calidad de la red de distribución. Los problemas asociados a la familia a) **expansión de la distribución** del subgrupo de David Watts se presentan en la siguiente tabla. Varios de los problemas descritos ya se encontraban en la lista preliminar de problemas levantado por el equipo PUC por lo que se utilizarán para completar y mejorar el planteamiento de los mismos. Por ejemplo, el problema número 2 y 3 del papelógrafo sobre integración con planificación urbana se utilizará para complementar el problema 22 (sobre integración con otras políticas de desarrollo urbano) de la lista preliminar. Por otro lado, otros problemas son totalmente

¹Los problemas levantados por el equipo PUC provienen de la discusión y socialización de los mismos participantes en eventos y talleres anteriores (Talleres Hotel San Francisco, Hotel Hyatt y Seminario Internacional “El futuro de la distribución de energía eléctrica” realizado del 29 de septiembre).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

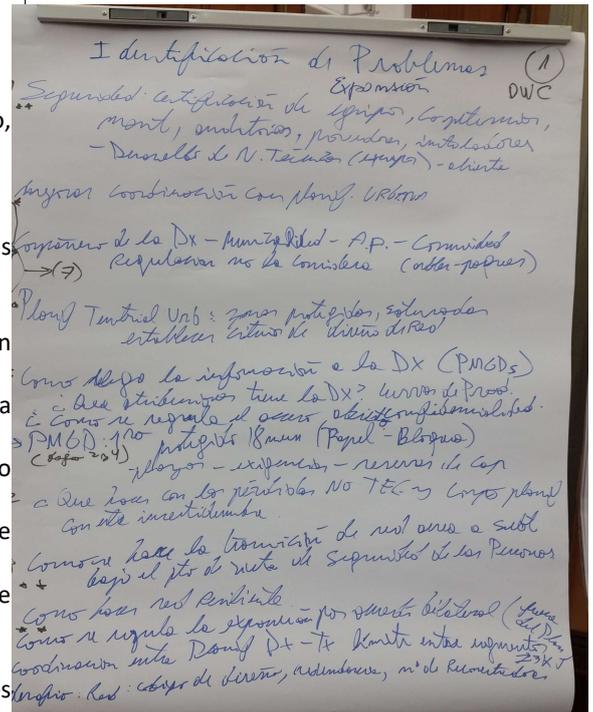
Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



novedosos (Nuevo Problema: **NP**) y se agregarán a la lista preliminar. Por ejemplo, el problema 5 sobre la información que llega a la distribuidora, el problema 7 sobre pérdidas no técnicas y el problema 9 sobre la resiliencia de la red.

- 1) Seguridad y certificación de equipos, competencias y mantenimiento(**NP**)
 - a) Certificación de auditorías, proveedores e instaladores.
 - b) Desarrollo de normas técnicas para todo lo anterior.
- 2) Mejorar la coordinación con planificación urbana (**22**)
- 3) Compañero de la distribución: municipalidad, alumbrado público, comunidad(**22**)
 - a) Regulación no la considera (urbanismo, parques, etc.)
- 4) Planificación territorial urbana: zonas protegidas, saturadas(**22**)
 - a) Establecer criterios de diseño de red (asociado a los componentes de urbanismo)
- 5) Como llega la información a la distribuidora (PMGDs)(**NP**)
 - a) ¿Qué atributos tiene la distribución? (para pedir información a los PMGDs)
 - b) ¿Cómo se regula el acceso abierto y la confiabilidad de la información?
- 6) Los PMGD Y protección de 18 meses que bloquean el desarrollo (revisar plazos, exigencias, y reservas de capacidad)
- 7) Qué hacer con las pérdidas no técnicas y cómo planificar con este tipo incertidumbre(**NP**)
- 8) Cómo hacer la transición de red área a soterrada bajo el punto de vista de seguridad de las personas
- 9) Como hacer red resiliente(**NP**)
 - a) Como se regula la expansión por acuerdos bilaterales (expansiones fuera del plan)
 - b) Coordinación entre planificador, distribución y transmisión
 - c) Revisar Límite entre segmentos (23 kV)
 - d) Desafío: Revisar código de red, redundancia, N° de reconectores (no hay estándar, cada distribuidora lo hace distinto)



Los problemas asociados a la familia B) calidad de la red de distribución del subgrupo de David Watts se enumeran a continuación. Los problemas que pueden ser asociados con alguno de la lista preliminar llevan el número del problema de dicha lista a su lado derecho. Los problemas nuevos llevan la sigla **NP**. Por ejemplo, el problema 3 sobre incorporar mecanismos innovadores a la tarifa para mejorar la calidad se relaciona directamente con el problema 9 y 10 de la lista preliminar sobre mecanismos innovadores para mejorar la calidad de servicio y rigidez de las tarifas actuales y su impacto en calidad. Por otro lado, el problema 2 sobre cómo se fiscaliza, audita o certifica la calidad es agregada como un nuevo problema (NP).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

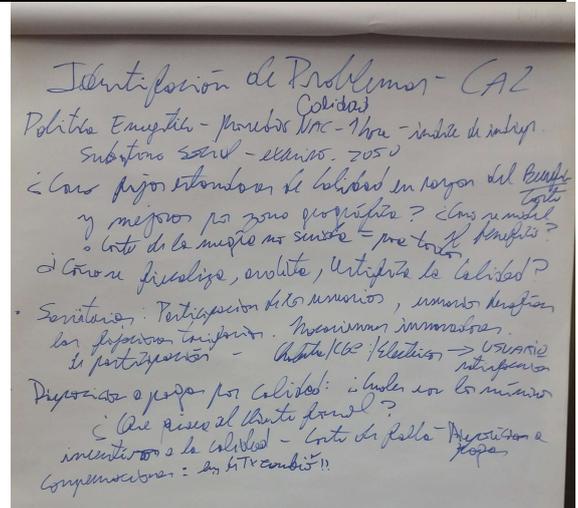
“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 1) Política energética, promedio nacional 1 hora, índices de indisponibilidad **(5)**
 - a) Subóptimo social excesivo / examinar 2050
 - b) Cómo fijar estos estándares de calidad en razón del beneficio /costo
 - c) Como se mide el beneficio en estos casos
 - d) Cómo se mide el costo de la energía no servida (¿Para todos iguales o diferente por zona geográfica?)
- 2) Cómo se fiscaliza, audita, certifica la calidad **(NP)**
 - a) Ejemplo: en las sanitarias participan los usuarios.
- 3) A la fijación tarifaria incorporar mecanismos más innovadores para participación **(9 y 10)**
- 4) Disposición a pagar por la calidad **(2)**
 - a) Cuáles son los mínimos
 - b) Establecer que es lo quiere el cliente final
 - c) Incentivos a calidad: el costo de falla puede no ser suficiente
 - d) Compensaciones: la ley de transmisión cambio.



2.1.2 GRUPO 1 - NUEVOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N°1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS”

Dentro de todo el grupo, considerando ambos subgrupos, solo 16 participantes presentaron nuevos problemas a través del Formulario N° 1 “Identificación de problemas”. Los problemas presentados por estos participantes cubren un amplio rango de tópicos, desde críticas hacia otros procesos de talleres y lobby de las empresas, hasta temas técnicos de expansión, planificación y calidad de servicio. La transcripción de cada uno de los nuevos problemas sugeridos por los participantes se encuentra en el **Anexo A**. A continuación, se describen, en forma general, los problemas y la agrupación en categorías de cada uno de estos, tanto para expansión como para calidad de la distribución.

Familia a) Expansión de la distribución

Los nuevos problemas indicados por los participantes se pueden clasificar en las siguientes 3 categorías.

1. Expansión de la distribución: coordinación con otras instituciones / empresas
2. Expansión de la distribución: eficiencia económica
3. Expansión de la distribución: acceso universal



4. Expansión de la distribución: coordinación con generación distribuida y consumo

En la categoría 1 sobre coordinación con otras instituciones/empresas los participantes consideran importante incorporar a los municipios en la planificación de las redes eléctricas pues estas manejan el plano regulador, el alumbrado público, la poda de árboles, entre otros. Aspectos que se incluyen directamente en la redes de distribución. Asimismo, se menciona la necesidad de coordinación con medio ambiente para expandir la red eléctrica en lugares de alta polución de combustibles de alto impacto en salud. Es decir, planificar la red de distribución considerando sustitución “planificada” o programada en zonas con alto impacto de contaminación atmosférica. Varios participantes hacen notar que se debe coordinar con las empresas de telecomunicaciones que también utilizan la estructura sobre la que se desarrolla la red eléctrica. Esto está muy relacionado con los temas de calidad de servicio, pues las empresas eléctricas no pueden intervenir las redes de telecomunicaciones y, por tanto, muchas veces esto les impide responder rápidamente ante contingencias. En resumen, existe una falta de definición de estándares para el diseño óptimo de redes de distribución vinculantes, con instancias de planificación urbana, territorial y coordinada con otras empresas.

En la categoría 2 sobre eficiencia económica, se destacan problemas de eficiencia económica relacionados con la expansión. Por ejemplo, se señala que la autoridad no contempla los sobrecostos asociados a una mejor eficiencia y, por lo tanto, no hay incentivos a desarrollar la red en forma eficiente. Se sugiere que una nueva ley debiera incorporar la exigencia del etiquetado de los transformadores. Además, se señala que faltan mecanismos que regulen las interacciones bilaterales entre la distribuidora y un tercero en cuanto a la expansión de la red.

En la categoría 3 sobre coordinación con generadores distribuidos el principal tema que agregan los participantes es la falta de información para planificar la red considerando la expansión de los PMGD y la generación distribuida residencial. Los participantes manifiestan que se requieren un proceso que permita proyectar futuros proyectos de generación y consumos para así poder hacer planificación. Se señala que el proceso de expansión debe considerar estas opciones como alternativa a aumentar las redes de distribución.

En la categoría 4 sobre coordinación con generadores distribuidos, el principal tema que agregan los participantes es la falta de información para planificar la red considerando la expansión de los PMGD y la generación distribuida residencial. Los participantes manifiestan que se requiere un proceso que permita proyectar futuros proyectos de generación y consumos, para así poder hacer planificación. Se señala que el proceso de expansión debe considerar estas opciones como alternativa a aumentar las redes de distribución.

Incorporación de los nuevos problemas de expansión al levantamiento preliminar del equipo PUC



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Nuevos problemas: los nuevos problemas aportados por los participantes en el primer taller especializado deben ser incorporados al levantamiento que realizó el equipo PUC en los talleres anteriores. Con este objetivo a continuación se presenta un título descriptivo resumen de los problemas asociados a la familia a) expansión de la red de distribución sugeridos por los participantes. El detalle de la explicación de cada uno de estos problemas se encuentra en el **Anexo A**.

1. Incorporar a las municipalidades en la planificación
2. Coordinación con estamentos de salud
3. Adaptar el servicio de distribución a la planificación urbana
4. Definir estándares para diseño óptimo de redes de distribución vinculantes con instancias de planificación urbana y/o territorial
5. Desarrollar red de distribución eléctrica en conjunto con redes de comunicaciones
6. Mejorar la integración y coherencia con otras industrias o empresas.
7. Mejorar coordinación con empresas de telecomunicaciones para el uso de postaciones
8. Planificación considerando generación distribuida
9. Planificación de largo plazo considerando futuros PMGD
10. Falta de información hacia la distribuidora para planificar
11. Incorporar mecanismos de control de la gestión de la generación distribuida
12. Incorporar normas de eficiencia energética en la expansión de la red
13. Regulación de la expansión “bilateral”
14. Trazado óptimo en la expansión de la red

Asociación de problemas: a continuación se presenta una asociación de los nuevos problemas a los problemas previamente levantados, identificando que problema está más asociado al mismo y, por lo tanto, podría contribuir a mejorar su formulación. Al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC. En caso que el problema sea completamente nuevo se agrega la **sigla NP** al lado derecho del problema. Por ejemplo, el problema N°2 de coordinación con estamentos de la salud es novedoso y no se encontraba levantado, por lo tanto se agrega como un nuevo problema (**NP**). Lo mismo ocurre con el problema de la falta de información desde el punto de vista de la distribuidora y la falta de regulación en la planificación de la red cuando esta se expande por acuerdos bilaterales.

1. Incorporar a las municipalidades en la planificación (22: integración de procesos de planificación urbana)
2. **Coordinación con estamentos de salud (NP)**
3. Adaptar el servicio de distribución a la planificación urbana (22: integración de procesos de planificación urbana)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



4. Definir estándares para diseño óptimo de redes de distribución vinculantes con instancias de planificación urbana y/o territorial (22: integración de procesos de planificación urbana)
5. Desarrollar red de distribución eléctrica en conjunto con redes de comunicaciones (23: coherencia con otras industrias)
6. Mejorar la integración y coherencia con otras industrias o empresas. (23: coherencia con otras industrias)
7. Mejorar coordinación con empresas de telecomunicaciones para el uso de postaciones (23: coherencia con otras industrias)
8. Planificación considerando generación distribuida (3: efectos de nuevos agentes y tecnologías)
9. Planificación de largo plazo considerando futuros PMGD (3: efectos de nuevos agentes y tecnologías)
- 10. Falta de información hacia la distribuidora para planificar (NP)**
11. Incorporar mecanismos de control de la gestión de la generación distribuida (3: efectos de nuevos agentes y tecnologías)
12. Incorporar normas de eficiencia energética en la expansión de la red (11: incorporar eficiencia a la expansión)
- 13. Regulación de la expansión “bilateral” (entre distribuidora y tercero) (NP)**
14. Trazado óptimo en la expansión de la red (1: asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión)

Familia b) Calidad de la red de distribución

Los nuevos problemas de calidad de servicio indicados por los participantes en sus formularios se clasifican en las siguientes categorías:

1. Calidad de servicio: trade off costo-calidad y segmentación de clientes
2. Calidad de servicio: mecanismos para mejorar la calidad
3. Calidad de servicio: coordinación con municipalidades
4. Calidad de servicio: seguridad informática

En la categoría 1 sobre el trade-off costo-calidad los participantes agregan como principal problema la rigidez de la regulación que impide alcanzar las metas de calidad, pues no tiene un tratamiento armónico entre remuneración de las inversiones y el requerimiento de calidad.

En la categoría 2 sobre mecanismos para mejorar la calidad de servicio los participantes agregan como problemas la falta de incentivos a la innovación que genere beneficios en calidad. Asimismo, en cuanto a calidad comercial se sugiere no imponer a la distribuidora el medio por el cual satisface la experiencia del cliente (internet, call center, locales comerciales), sino permitir que cada distribuidora se adapte mejor a su tipos de clientes. Por último, también se



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



destaca la falta de códigos únicos y certificación de equipos, especialistas, fiscalización, auditorías, información de proveedores, instaladores, etc., que permita unificar para todas las distribuidoras los estándares de calidad.

En la categoría 3 sobre la relación con municipalidades se hace referencia a la coordinación que debe existir con las municipalidades para impedir la intervención de árboles en las redes, lo que puede provocar cortes de suministro y, por tanto, afectar la calidad. Finalmente, en la familia categoría 4 sobre seguridad informática se advierte sobre los riesgos de seguridad asociados a la digitalización de la red eléctrica.

Incorporación de los nuevos problemas de calidad de la red al levantamiento preliminar del equipo PUC

Nuevos problemas: los nuevos problemas aportados por los participantes en el primer taller especializado deben ser incorporados al levantamiento que realizó el equipo PUC en los talleres anteriores. Con este objetivo a continuación se presenta un título descriptivo resumen de los problemas asociados a la familia a) calidad de la red de distribución, sugeridos por los participantes. El detalle de la explicación de cada uno de estos problemas se encuentra en el **Anexo A**.

1. Coherencia entre metas de política energética y señales de remuneración y fiscalización de calidad
2. Rigidez metas de calidad política 2050
3. Mecanismos de financiamiento a la innovación en calidad
4. Introducir nuevos actores (servicios proveídos por terceros) para mejorar confiabilidad
5. Rigidez de los medios para cumplir con niveles mínimos de experiencia del cliente
6. Sistemas de información en línea para evaluación del cliente
7. Interacción e interconexión de diversos equipos (certificación de equipos, especialistas, etc.)
8. Introducir smart Grids y nuevas tecnologías
9. Coordinación con las municipalidades para temas de calidad
10. Seguridad informática en la red de distribución del futuro

Asociación de problemas: a continuación se presenta una asociación de los nuevos problemas a los problemas previamente levantados por el equipo PUC, identificando que problema está más asociado al mismo y, por lo tanto, podría contribuir a mejorar su formulación. Al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC. En caso que el problema sea completamente nuevo se agrega la **sigla NP** al lado derecho del problema. Por ejemplo, el problema N°3 sobre mecanismo de



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



financiamiento a la innovación en calidad, es un problema nuevo que se agrega a la lista preliminar de problemas. Asimismo, otro problema nuevo es la falta de nuevos actores para mejorar la confiabilidad del sistema también.

1. Coherencia entre metas de política energética y señales de remuneración y fiscalización de calidad (1: sincerar trade-off costo-confiabilidad)
2. Rigidez metas de calidad política 2050 (5: cómo mejorar disponibilidad para alcanzar metas política energética)
3. **Mecanismos de financiamiento a la innovación en calidad (NP)**
4. **Falta introducir nuevos actores (servicios proveídos por terceros) para mejorar confiabilidad (NP)**
5. **Rigidez de los medios para cumplir con niveles mínimos de experiencia del cliente (NP)**
6. Sistemas de información en línea para evaluación del cliente (15: acceso a la información de calidad de servicio)
7. **Interacción e interconexión de diversos equipos (certificación de equipos, especialistas, etc.) (NP)**
8. Introducir smart Grids y nuevas tecnologías (18: incorporar nuevas tecnologías)
9. **Coordinación con las municipalidades para temas de calidad (NP)**
10. Seguridad informática en la red de distribución del futuro (17: necesidad de protocolos de comunicación)



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

Nuevos problemas

Se presentan en las siguientes secciones los nuevos problemas levantados en sala y posteriormente los levantados a través de los papelógrafos para el Grupo N°2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”

2.2.1 GRUPO 2- NUEVOS PROBLEMAS: DISCUSIÓN EN SALA MEDIANTE PAPELÓGRAFOS

Para el Grupo 2 “Financiamiento de la red y su tarificación” se discutieron los problemas levantados inicialmente mediante el Formulario N° 1 “Identificación de problemas”.² La discusión se realizó en 2 subgrupos separados, liderados por los coordinadores, uno liderado por **Rodrigo Gutiérrez** de la CNE y otro por **Hugh Rudnick** de la PUC.



Se presentan a continuación los nuevos problemas levantados mediante papelógrafos en la discusión en sala. Cada uno de los problemas que quedó plasmado en el papelógrafo se levanta en este informe y se relaciona con uno de los problemas preliminares ya levantados por el equipo PUC o se agrega como nuevo problema. Estos aportes realizados en sala serán complementados con los aportes individuales realizados mediante el Formulario N°1 “Identificación de problemas” que se resumen en la **sección 2.2.2 de este informe**.

Subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez

En este subgrupo quedaron registradas 18 nuevas temáticas que los participantes agregaron como nuevos problemas, 13 asociados a la familia a) sobre problemas actuales de la tarificación vía área típica y cinco nuevos problemas asociados a las familias b) y c) sobre remuneración de la distribución del futuro y tarifas o contratos entre agentes para la distribución del futuro. Algunos de estos problemas se utilizarán para reformular los problemas preliminares

² Los problemas levantados por el equipo PUC provienen de la discusión y socialización de los mismos participantes en eventos y talleres anteriores (Talleres Hotel San Francisco, Hotel Hyatt y Seminario Internacional “El futuro de la distribución de energía eléctrica” realizado del 29 de septiembre).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



planteados por el equipo PUC y los más novedosos se agregarán como nuevos problemas a dicha lista. En este último caso se identifica el problema **como un nuevo problema (NP)**. En caso de que el problema se utilice para reformular un problema levantado por el equipo PUC se indica el número de la lista de este último. A continuación, se enuncian los problemas levantados en sala sobre la **familia a) problemas actuales de la tarificación vía área típica**

<ol style="list-style-type: none">6) Tarifa energizada. (Familia b, 10)7) Incentivos calidad de servicio (hoy en día solo multas). (Familia b, 6)8) Calificación de medidores como SSAA (propiedad del medidor). (Familia b, 2)9) Eficiencia en distribución mirando externalidades en otros sistemas. (NP)10) Estudio tarifario por empresa considerando geografía y calidad óptima para esa zona (ídem chequeo de rentabilidad). (2)11) Modelo tarifario debiera reconocer y diferenciar la cadena de valor (venta de energía, medición). (4)12) Incentivos a la EE. (Familia b, 7)13) Acceso a la información del medidor inteligente (Familia c, 12).14) Regulación debiera hacer una diferencia entre los distintos tipos de empresa (zona, tamaño, etc.). (2)15) Incentivos a la innovación (actualmente muy corto plazo) (Familia b, 5)16) Revisar montos de compensaciones. (NP)17) Flexibilidad del modelo tarifario público-privado (municipalidades por ejemplo, servicio sanitario, municipalidad de Maipú) (14)18) Fortalecer institucionalidad del modelo tarifario. (6)	<p>NUEVOS PROBLEMAS</p> <ol style="list-style-type: none">1. Tarifa energizada2. Incentivos calidad de servicio (hoy en día sólo multas)3. Calificación de medidores como SSAA. (propiedad del medidor)4. Eficiencia en Dx mirando externalidades en otros sistemas5. Estudio tarifario por empresa, considerando geografía. Ídem chequeo de rentabilidad6. Modelo tarifario debiera reconocer y diferenciar la cadena de valor (venta de energía, medición)7. Incentivos a EE y calidad óptima para esa zona8. Acceso a la información del medidor inteligente9. Regulación debiera hacer una diferencia entre los distintos tipos de empresa (zona, tamaño, etc.)10. Incentivos a la innovación (actualmente muy corto plazo)11. Revisar montos de compensaciones12. Flexibilidad modelo tarifario público-privado (municipalidades, por ejemplo servicio sanitario Municipalidad Maipú)13. Fortalecer institucionalidad del modelo tarifario
---	--

Dentro de estos 13 nuevos problemas propuestos por los participantes, se identificaron 11 relacionados con problemas propuestos por la PUC, o que podrían ser un aporte para complementarlos, y 2 como problemas no considerados anteriormente. Es importante señalar



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

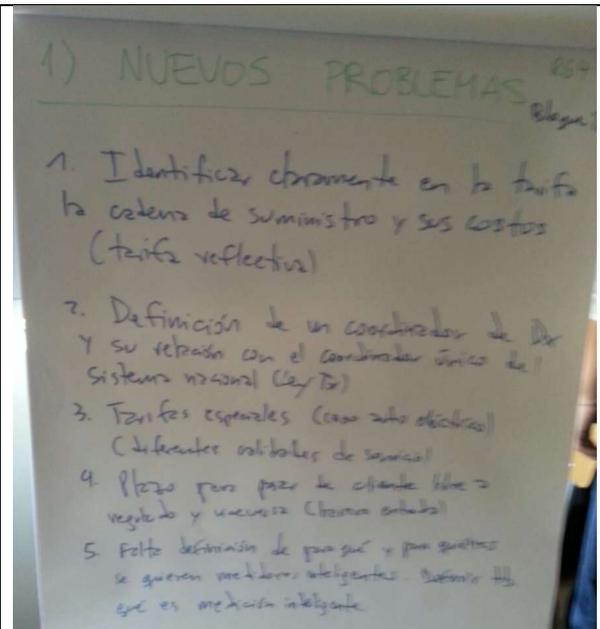
DOCUMENTO PRELIMINAR



que varios de los problemas indicados por los participantes sí se encontraban en la lista de problemas de las familias b) y c) que se verán a continuación.

Los nuevos problemas enunciados por los participantes asociados a las **familias b) sobre remuneración del futuro y c) sobre tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro**, quedaron registrados en el papelógrafo y se enuncian a continuación:

- 1) Identificar claramente en la tarifa la cadena de suministro y sus costos (tarifa reflectiva) (**Familia a, 4**)
- 2) Definición de un coordinador de distribución y su relación con el coordinador único del sistema nacional (ley de transmisión) (**NP**)
- 3) Tarifas especiales (caso auto eléctrico) (**2**)
- 4) Plazo para pasar de cliente libre a cliente regulado y viceversa (barrera entrada) (**Familia a, NP**)
- 5) Falta definición de para qué y para quienes se quieren medidores inteligentes. Definir qué es medición inteligente. (**11-12**)



Dentro de estos cinco nuevos problemas propuestos por los participantes en la sala, dos son identificados como nuevos problemas que no se encontraban capturados entre los problemas preliminares levantados por el equipo PUC. El problema 2, sobre la definición de un coordinador de distribución y el problema 4, sobre el plazo para pasar de cliente libre a cliente regulado. En este último caso, es un problema de la realidad actual y, por lo tanto, corresponde a la familia a) sobre problemas actuales de la tarificación.

Subgrupo liderado por Hugh Rudnick

En este subgrupo quedaron registradas seis nuevas temáticas que los participantes agregaron como nuevos problemas en la discusión en sala, cinco asociados a la familia a) sobre problemas actuales de la tarificación vía área típica y solo uno dedicado a problemas asociados a las familias b) y c) sobre remuneración de la distribución del futuro y tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro. Los problemas actuales de tarificación registrados en el papelógrafo se enuncian a continuación:



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



<p>10) Coexistencia entre Tarifas-Calidad de servicio. (6)</p> <p>11) Incentivo tarifarios para implementar eficiencia energética en distribuidoras (7)</p> <p>12) Conflicto tarifario, negocio regulado y otros (Familia b,18)</p> <p>13) Modelo retributivo de actividad de distribución. (1)</p> <p>14) Pago de costos reales impuestos por usuarios. (11)</p>	
---	--

Notar que el problema N° 3 anterior se refería a que la distribuidora solo debe ofrecer servicios regulados (el servicio de uso de redes) y otras empresas, los servicios que no son regulados que estén asociados a la distribución. Por ello, este problema se relaciona con el problema N° 18 presentado por la PUC de la familia b):

18. “Identificación de otras actividades en distribución que podrían separarse y donde podría haber competencia (comercialización, eficiencia energética, generación distribuida, almacenamiento)”

Asimismo, el problema N° 4 enunciado en el papelógrafo tiene relación con una preocupación de los participantes respecto a la forma en que se va a retribuir a la empresa distribuidora las inversiones que hace. Es decir, si seguir utilizando la empresa modelo y seguir remunerando a través de VNR. Esto se relaciona directamente con el planteamiento N°1 de la familia a) levantado por el equipo PUC (“¿Se abandona la tarifación vía áreas típicas o se introducen mejoras a esta?”)

Al igual que en el subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez, en el subgrupo liderado por Hugh Rudnick, también salen a la luz nuevos problemas de incentivos tarifarios con el fin de promover la eficiencia energética y la calidad de servicio.

Sólo un nuevo problema se enunció por los participantes asociado a la familia b) y c) sobre remuneración del futuro y tarifas y contratos entre agentes, el cual quedó registrado en el papelógrafo y se enuncia a continuación:

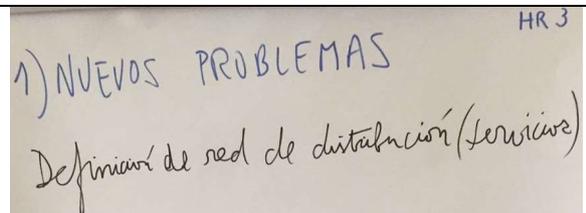


“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



5) Definición de red de distribución (servicios). (NP)	
---	--

El problema anterior, que quedó registrado en el papelógrafo hace referencia a los nuevos servicios que podría ofrecer la distribuidora. La discusión va desde los temas más eléctricos (ejemplo: límites de voltajes) hasta la posibilidad que la distribuidora venda sistemas de comunicaciones.

2.2.2 GRUPO 2- NUEVOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N°1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS”

Dentro de todo el grupo, considerando ambos subgrupos, 33 participantes presentaron nuevos problemas a través del Formulario N° 1 “Identificación de problemas”. Los problemas presentados por estos participantes cubren un amplio rango de tópicos, desde esquemas tarifarios e incentivos, hasta propiedad y acceso a datos de medidores inteligentes. La transcripción de cada uno de los nuevos problemas sugeridos por los participantes se encuentran en el **Anexo A**. A continuación, se describen en términos generales los problemas y la agrupación en categorías de cada uno de estos, tanto para la familia a) problemas actuales de la tarificación vía área típica, como para la familia b) y c) sobre problemas de la remuneración del futuro y tarifas y contratos entre agentes.

Existe una gran diversidad entre los problemas aportados por los participantes destacando algunas temáticas que se repiten. Entre estas temáticas están las siguientes:

- 1) Desacople entre los ingresos de la distribuidora y las ventas de energía (incentivos a eficiencia energética a la distribuidora)
- 2) Nuevos esquemas tarifarios (empresa modelo no representa a las distribuidoras)
- 3) Medidores (inteligentes), propiedad de la información y acceso a datos.

La temática 1) sobre el desacople entre los ingresos de la distribuidoras y las ventas de energía para incentivar la eficiencia energética, es uno de los puntos con mayor reiteración entre los comentarios de los participantes. Los participantes sugieren separar las ventas de energía de los ingresos de las distribuidoras para incentivar la eficiencia energética. De no realizarse este desacople los participantes plantean el siguiente cuestionamiento: ¿Quién debe ser el encargado de generar este incentivo y en qué forma debe estar expresado? Algunos ejemplos de los comentarios sobre esta temática se presentan a continuación.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



“Actualmente la tarifa remunera a la distribuidora por cada KWh vendido, no tiene incentivos a promover la eficiencia energética.”

“Desincentivo de empresas distribuidoras a implementación de eficiencia energética o cualquier plan asociado a la disminución del consumo de energía de los clientes.”

“Actualmente los ingresos son proporcionales al consumo, lo que dificulta la aplicación de políticas de eficiencia energética (EE) y tarifas flexibles.”

Adicionalmente, es enunciado por los participantes que actualmente el cliente final no posee ningún rol participativo sobre ningún tema, solo “consume energía”. No solo se plantea el uso de incentivos, sino también cambios en la tarificación para que el cliente tenga un rol más activo en temas de eficiencia, como por ejemplo, una tarificación con estructura de costo marginal creciente, que incentivaría a tratar de usar la menor cantidad de energía posible.

La temática 2) sobre nuevos esquemas tarifarios es bastante amplia, pero los aportes de los participantes se centran principalmente en que la “empresa modelo” actualmente no representa del todo a las distribuidoras. También se resalta que debiera existir una coherencia o relación entre la calidad de servicio exigida por la norma técnica (NT) y los nuevos esquemas tarifarios. Dentro de los problemas propuestos se comenta también la inexistencia de un mecanismo de tarificación que permita el desarrollo de empresas que se dediquen a la generación distribuida. Algunos ejemplos se detallan a continuación:

“Actualmente los ingresos de las distribuidoras son proporcionales al consumo lo que dificulta la aplicación de políticas de EE y tarifas flexibles. Se debe discutir un esquema que desacople los ingresos de la distribuidora de la demanda.”

“Actualmente se poseen definiciones poco claras que no permiten su modelación e incluso diferencias en la interpretación de su cumplimiento (norma técnica) sin necesidad de que se aseguren los recursos necesarios para su implementación”

“Cualquiera sea el mecanismo de remuneración debe incorporar intrínsecamente el nivel de calidad de servicio exigido”

Con respecto a la tercera temática recurrente entre los nuevos problemas planteados por los participantes, referente a los equipos de medición, un tema que resalta entre los problemas propuestos es la propiedad de estos y la información que generan, si deben ser propiedad del cliente, de la empresa distribuidora, o de terceros. Algunos ejemplos de comentarios respecto de esta temática son los siguientes:

“Para implementar medida inteligente, es necesario que la propiedad de los equipos de medida esté en las empresas distribuidoras.”

“La propiedad mixta de Empresa-Cliente de empalmes y medidores limita el desarrollo de servicios que se prevén para el futuro”



“En la actualidad los medidores son manejados por las distribuidora. Se debe independizar la medida de la tarificación”

Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia a) sobre problemas actuales de la tarificación

Los nuevos problemas aportados por los participantes en el primer taller especializado deben ser incorporados al levantamiento que realizó el equipo PUC. Con este objetivo a continuación se presenta un título descriptivo resumen de los problemas asociados a la familia a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica aportados por los participantes mediante el Formulario N°1. El detalle de la explicación de cada uno de estos problemas se encuentra en el **Anexo A**, donde podrá encontrar la transcripción literal de los aportes de cada participante.

Dependiendo de la novedad del aporte realizado, cada problema aportado por los participantes es asociado con un problema previamente levantado o identificado como un nuevo problema. En el primer caso (problema asociado con uno previamente levantado), al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC. En caso que el problema sea completamente nuevo, este se agrega e identifica en la Sección **“Nuevos problemas aportados por los participantes del grupo 2 y no relacionados con la lista de problemas preliminares PUC”**

1. Reconocer las realidades y calidades de servicio adecuada para cada zona (2: áreas típicas y empresa modelo no reflejan las realidades nacionales)
2. Estudio tarifario por cada empresa (2: áreas típicas y empresa modelo no reflejan las realidades nacionales)
3. Reconocer la realidad de las distintas distribuidoras (tamaño, ruralidad, etc.) (2: áreas típicas y empresa modelo no reflejan las realidades nacionales)
4. Mejorar criterios para clarificación de áreas típicas (3: falta claridad de criterio en cómo se definen las áreas típicas)
5. Mejorar la fiscalización de los datos con el que el regulador realiza estudios (5: necesidad de realizar estudios previos al estudio tarifario)
6. Mejorar el estudio del VAD: incorporar estudio de demanda (5: Realizar estudios previos al estudio tarifario)
7. Revisión tarifaria en casos especiales (entre 4 años). (7: Estudio de costos más frecuente)
8. Mecanismo de tarificación vía valor nuevo de reemplazo a empresa modelo sobre/ sub renta cambios tecnológicos (7: Estudio de costos más frecuente)
9. Autores y empresa tienden a distorsionar estudios de costos (8: Falta de congruencia en los estudios de costos)
10. Incentivo a que estudios se ubiquen en los extremos (2/3- 1/3) (8: Falta de congruencia en los estudios de costos)
11. Tasa costo capital (9: Flexibilidad de la tasa de costo de capital)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



12. Complejidad de la tarifas (11: Transparencia en la información tarifaria)
13. Flexibilidad en modelo tarifario público-privado para compartir redes con municipalidades (14: Falta de flexibilidad de la tarificación)
14. Tarificación que asigne eficientemente los costos según causalidad pero que garantice un acceso equitativo a la energía (14-15: sobre flexibilidad de la tarificación y esquema tarifario)

Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia b) y c) sobre remuneración para la distribución del futuro y tarifas y contratos entre agentes

Los nuevos problemas aportados por los participantes en el primer taller especializado deben ser incorporados al levantamiento que realizó el equipo PUC en los talleres anteriores. Con este objetivo a continuación se presenta un título descriptivo resumen de los problemas asociados a la familia b) y c) sobre remuneración para la distribución del futuro y tarifas y contratos entre agentes. El detalle de la explicación de cada uno de estos problemas se encuentra en el **Anexo A**.

1. Modelo tarifario no considera la perspectiva del valor para el cliente final (4: Remuneración basado en performance)
2. Tarifa en línea e incentivos correctos de desempeño (4: remuneración basado en performance)
3. Falta mirar lo que quiere el cliente y remunerar de acuerdo a ello (método RPI) (4: remuneración basado en performance)
4. Incentivos fuertes a la distribución para buscar soluciones innovadoras y económicamente eficientes en el largo plazo (5: regulación actual rígida sin espacio para innovación)
5. Nuevo modelo que incentive calidad e innovación (5 y 6 sobre incentivos a la innovación y calidad)
6. Mejoras asociadas a calidad de servicio, nuevos esquemas tarifarios. (6 Modelo tarifario integral para incorporar eficiencia energética, calidad, etc.)
7. Incentivar calidad de servicio (6: Modelo tarifario integral para incorporar eficiencia energética, calidad, etc.)
8. Incentivos a la calidad de servicio (6: Modelo tarifario integral para incorporar eficiencia energética, calidad, etc.)
9. Consistencia entre la tarificación y la calidad de servicio (6: Modelo tarifario integral para incorporar eficiencia energética, calidad, etc.)
10. Falta incentivos para eficiencia energética (7: falta incentivos eficiencia energética)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



11. Financiamiento de la red considerando a todos los agentes (consumidores, auto productores, generación y transmisión) (8: Aporte de la GD a la remuneración de las redes)
12. Desacople ingreso-energía (10: Desacople entre ganancias y ventas)
13. Desacoplar los ingresos respecto de las ventas (10: Desacople entre ganancias y ventas)
14. Ingresos de las distribuidoras en función del volumen de ventas (10: Desacople de las ganancias y las ventas)
15. Riesgo de la remuneración cuando la demanda no crece (10: Desacople ventas y ganancias)
16. Incentivo para aplicar eficiencia energética (10: Desacople entre ganancias y ventas)
17. Garantías de remuneración de activos de distribución (10: Desacople entre ganancias y ventas)
18. Medición Inteligente (12: Medición inteligente)
19. Falta de incentivos a la eficiencia energética por parte del usuario final (14: nuevos esquemas tarifarios para la gestión de la demanda)
20. Falta de gestión tarifaria para manejar la demanda (14: nuevos esquemas tarifarios para la gestión de la demanda)
21. Incentivar el uso de energías limpias bajo el modelo de generación distribuida (15: Habilitar o viabilizar la provisión de nuevos servicios)
22. Falta de incentivos en la regulación (y por tanto en el cliente final) para gestionar la demanda (14: nuevos esquemas tarifarios para la gestión de la demanda)
23. Independizar medidores de las empresas distribuidoras (18: Identificación de otras actividades en distribución que podrán separarse)
24. La remuneración/ Tarificación se debe enfocar solamente en el VAD de Dx (18: Identificación de otras actividades en distribución que podrán separarse)
25. Definición clara del negocio regulado y el no regulado en distribución separando el uso de redes de la comercialización de energía (18: Identificación de otras actividades en distribución que podrán separarse)

Nuevos problemas aportados por los participantes del grupo 2 y no relacionados con la lista de problemas preliminares PUC

A continuación, se presentan problemas nuevos aportados por los participantes que no han podido ser relacionados con los problemas preliminares PUC que se presentaron al grupo. Sólo se presenta el título del problema indicado por el participante. Existen problemas en todos los ámbitos, desde problemas del VAD hasta la definición del alcance de la distribución (propiedad del medidor y del empalme).



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Falta de integración de las componentes desde la generación hasta la distribución en la tarificación

1. Coherencia entre política energética, tarificación y fiscalización
2. Estudiar eficiencia de Dx. considerando al resto del sistema eléctrico(Gx-Tx)
3. Incorporar la inversión real de la empresa al concepto de valor nuevo de reemplazo
4. VAD no refleja real costo de inversión
5. Subdividir el estudio VAD para los distintos elementos inversión – mejorar el VAD
6. Distinción entre clientes libres y regulados no es acorde al entorno tecnológico de la industria
7. Coherencia entre exigencias de la NT y reconocimiento tarifario
8. Abuso de posición dominante por parte de la empresa distribuidora con el cliente final
9. Chequeo de rentabilidad deja a algunas empresa fuera del rango
10. Economías de ámbito con otros servicios regulados y no regulados
11. Falta de integración de las componentes desde la generación hasta la distribución en la tarificación
12. Propiedad de empalmes y medidor
13. Propiedad del medidor
14. Propiedad de medidores
15. Alcances de la distribución (empalme y medidores)
16. Permitir la entrada a tarifas para consumos específicos (ejemplo: autos eléctricos)
17. Regulación centrada en la coordinación necesaria a nivel de Dx.
18. Propiedad del medidor y acceso abierto a los datos
19. Falta fiscalización de los cortes locales y compensaciones



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1
“Diagnóstico y Problemas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



2.3 Grupo 3 “Los modelos de negocio de la distribución”: Nuevos problemas

Se presentan en las siguientes secciones los nuevos problemas levantados en sala y posteriormente los levantados a través de los papelógrafos para el Grupo N°3 “Los modelos de negocio de la distribución”

2.3.1 GRUPO 3- NUEVOS PROBLEMAS: DISCUSIÓN EN SALA MEDIANTE PAPELÓGRAFOS

Para el Grupo 3 “Modelos de Negocio de la Distribución” se discutieron los problemas levantados inicialmente mediante el Formulario N° 1 “Identificación de problemas”. La discusión se realizó en 2 subgrupos separados, liderados por los coordinadores, uno liderado por **Laura Contreras** de la CNE y otro por **David Watts** de la PUC (fotografía izquierda y derecha respectivamente).



Se presentan a continuación los nuevos problemas levantados mediante papelógrafos en la discusión en sala. Cada uno de los problemas que quedó plasmado en el papelógrafo se levanta en este informe y se relaciona con uno de los problemas preliminares ya levantados por el equipo PUC, o se agrega como nuevo problema. Estos aportes realizados en sala serán complementados con los aportes individuales realizados mediante el Formulario N°1 “Identificación de problemas” que se resumen en la **Sección 2.3.2 de este informe**. Para los nuevos problemas se identifica el problema **como un nuevo problema (NP)**. En caso de que el problema se utilice para reformular un problema levantado por el equipo PUC, se indica el número de la lista de este último.

Subgrupo liderado por Laura Contreras

En este subgrupo quedaron registradas 14 nuevas temáticas que los participantes agregan como problemas para la familia a) “Los habilitadores de nuevos negocios”, y siete nuevos problemas relacionados con la familia b) “Los nuevos modelos de negocio”. Algunos de estos nuevos problemas se utilizarán para reformular los problemas preliminares planteados por el equipo PUC, y otros se agregarán a dicha lista.



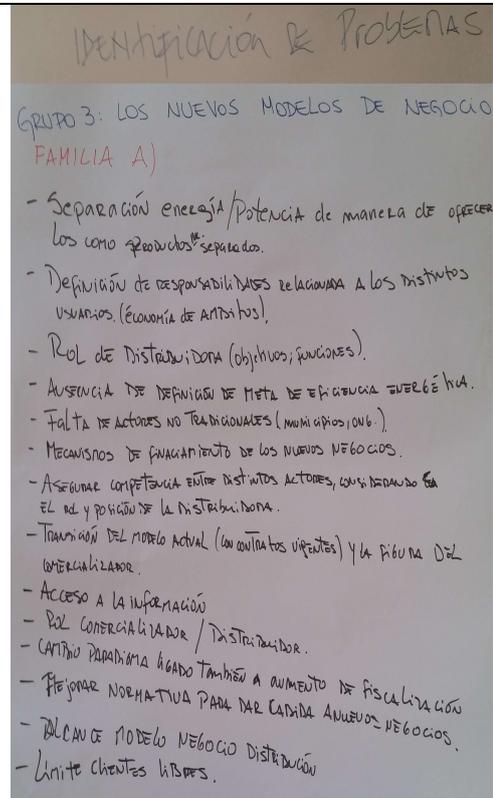
“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 19) Separación energía / Potencia de manera de ofrecerlos como productos separados **(A3)**
- 20) Definición de responsabilidades relacionada a los distintos usuarios (economía de ámbitos)**(NP)**
- 21) Rol de distribuidora (objetivos, funciones).**(A18)**
- 22) Ausencia de definición de meta de eficiencia energética. **(NP)**
- 23) Falta de actores no tradicionales (municipios, ONG)**(NP)**
- 24) Mecanismos de financiamiento de los nuevos negocios.**(A24)**
- 25) Asegurar competencia entre distintos actores, considerando el rol y posición de la distribuidora.**(A16)**
- 26) Transición del modelo actual (con contratos vigentes) y la figura del comercializador.**(NP)**
- 27) Acceso a la información. **(Familia B, 13)**
- 28) Rol Comercializador/Distribuidor.**(Familia, B1)**
- 29) Cambio paradigma ligado también a aumento de la fiscalización.**(A5)**
- 30) Mejorar normativa para dar cabida a nuevos negocios.
- 31) Alcance modelo negocio distribución.**(A18)**
- 32) Limite clientes libres.**(NP)**



Los nuevos problemas referentes a la familia b) “Los nuevos modelos de negocio” indicados por los participantes, se presentan a continuación. Algunos de estos nuevos problemas se utilizarán para reformular los problemas preliminares planteados por el equipo PUC, y otros se agregarán a dicha lista.



“Diagnóstico y Problemas”

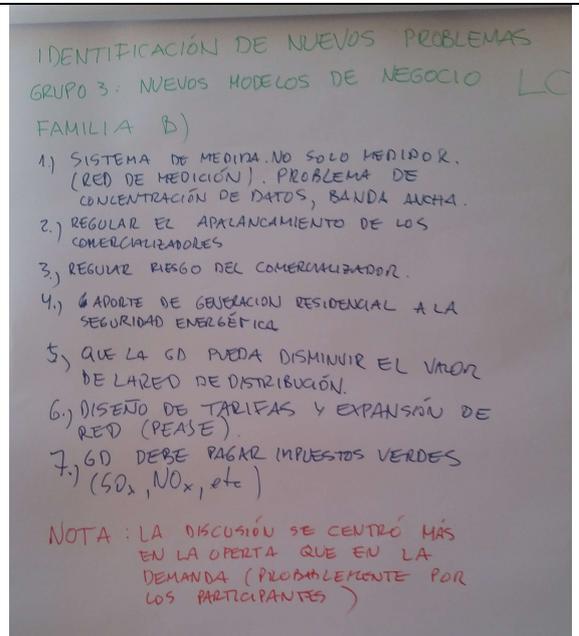
Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 1) Sistema de medida. No solo medidor. (Red de medición). Problema de concentración de datos, Banda Ancha. **(B15)**
- 2) Regular el apalancamiento de los comercializadores. **(NP)**
- 3) Regular riesgo del comercializador. **(NP)**
- 4) Aporte de generación residencial a la seguridad energética. **(B7)**
- 5) Que la GD pueda disminuir el valor de la red de distribución **(B7)**
- 6) Diseño de tarifas y expansión de red (peaje). (Familia A, 6)
- 7) GD Debe pagar impuestos verdes (SO_x , NO_x , etc.) **(NP)**

Nota: La discusión se centró más en la oferta que en la demanda (probablemente por los participantes).



Subgrupo liderado por David Watts (Hugh Rudnick)

En este subgrupo quedaron registradas 19 nuevas temáticas que los participantes desean agregar como nuevos problemas relacionados con la familia a) “Los habilitadores de nuevos negocios”, y 13 asociados a problemas de la familia b) “Los nuevos modelos de negocio”. A continuación, se enumeran los problemas de la familia a). En caso de que el problema presentado por los participantes se utilice para reformular un problema preliminar levantado por el equipo PUC se indica el número de la lista de este último. Para los nuevos problemas se identifica el problema **como un nuevo problema (NP)**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 15) Asimetría de información / Salir o no de la Dx – Competencia por clientes libres – alternativos. Otras opciones a lo típico.
- 16) Educación de alternativas de suministro. **(Familia B, 13)**
- 17) Integración de la Dx al desarrollo de otros sectores (inmobiliarios, vialidad, urbanos). **(Familia B, 24, 25)**
- 18) Esquema Multi-servicio (desde electricidad, hacia los datos, gas, internet, y otros servicios. Integración horizontal. **(A18)**
- 19) Garantía de pago / Más competencia, más agentes, más riesgos, por lo tanto, más posibilidades de caer en incumplimiento financiero. **(NP)**
- 20) Posibilidad de autogestión regional e independencia. **(NP)**
- 21) Dx: Realidad de zonas de baja calidad. Gradualidad en implementación (calidad primero, después los demás servicios). **(A12)**
- 22) Ente coordinador local (Asociado al punto 6) **(A23)**
- 23) Ley Tx SSC (Ley de transmisión de servicios complementarios), en Dx se podrían definir también servicios complementarios, como por ejemplo un servicio que se podría crear sería mejorar el SAIDI. **(A12)**
- 24) Permitir ampliar el giro de la distribuidora, crear el servicio de las comunicaciones y hacer una empresa multi-servicio. **(A18)**
- 25) Separación de la red, y la comercialización incluyendo otros servicios, no solo la venta. Fierros (servicio mínimo para entregar cierto nivel de calidad) + competencia en otros servicios montados sobre los fierros. **(A4)**
- 26) Mecanismos de compensación a usuarios al no cumplir con calidad y con otros estándares. **(A14)**
- 27) Equilibrio entre flexibilidad (a través de la innovación) y simplicidad (implementación). **(NP)**
- 28) Condición previa: Bolsa de energía. Existencia de alguna instancia de comercialización mayorista (Ej. SSCC). Bolsa de servicios a ofrecer. **(Familia B, 1)**
- 29) Liberalización implica ofertas y no tarifas. Replantearnos que es libre, hoy en día lo establece el regulador. (Ente que relacione la oferta con la demanda) **(NP)**
- 30) Enfoque hacia el consumidor final y clientes (No solo grandes clientes) (directamente hacia el consumidor final) impacto en la calidad de vida de las personas. (Calidad de vida debe ser alta, y de alguna forma, estandarizarlo). **(NP)**
- 31) Determinar los productos y servicios que en el nuevo mundo tienen características monopólicas, incluyendo el rol del incumbente. **(A18)**
- 32) Definir el precio (artículo 7 poco concreto y muy general) como los servicios para ver cómo se pueden regular. Hay que definir claramente cuales son los servicios y los precios del servicio. **(Familia B, 21)**
- 33) Revisión de conceptos tarifarios con los mismos negocios (netbilling, precio estabilizado, PMGD, equidad, ¿Cómo conversan estos conceptos tarifarios entre sí? **(A11)**

1) IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DW2

GRUPO 3: LOS NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO

FAMILIA A)

- Asimetría de info / Salir o no de la Dx - Compet
- (B) Educación de alternativas de suministro
- Integración de la Dx al desarrollo de otros sectores (inmobiliarios, vialidad, urbanos)
- Esquema multi-servicio (Ej. Tx -> Datos, Gas, Internet - integración horizontal)
- Garantía de pago / + competencia -> + agentes + riesgos
- Posibilidad de autogestión Regional - independencia
- Dx: Realidad de zonas de baja calidad, gradualidad en implementación (calidad primero, después los demás)
- Ente coordinador local
- Ley Tx SSCC -> en Dx se podrían definir servicios mejor el SAIDI
- Permitir ampliar el giro de la Dx, crear el servicio de las comunicaciones (multi-servicio)
- Separación red, comercialización (+ otros servicios) Fierros (servicio mínimo) + competencia en calidad
- Mecanismos de compensación a usuarios al no cumplir con calidad y con estándares

DW3

- Equilibrio entre flexibilidad y simplicidad (innovación vs implementación)
- Condición previa: bolsa de energía, Franquicia de comercialización mayorista (Ej. SSCC)
- Liberalización -> oferta y no tarifas, libre de remuneración e Regulatorio (libre) -> Regulador (Ente oferta/demanda)
- Enfoque de hacia el consumidor final (Directo) Impacto en calidad de vida (calidad de vida + alta - vida)
- Determinar los productos y servicios que en el nuevo mundo tienen características monopólicas, incluyendo el rol del incumbente
- Definir el precio (art 7: poco concreto, muy general) los servicios para ver que y como regularlos
- Revisión de conceptos tarifarios con los mismos negocios (net billing, precio estabilizado, PMGD, Equidad) ¿Cómo conversan?



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Los problemas asociados a la familia b) son los siguientes, en la que se utiliza la misma nomenclatura utilizada anterior.

- 6) Regulación con los alimentadores para PMGD. Organismo independiente a la distribuidora. Conversar con dist. Pero que sea un tercero el encargado. **(Familia A, 23)**
- 7) Solución alineada con la política energética. Instrumentos/Tecnologías. Facilitar cumplir metas. Red sea un facilitador y no una traba para nuevas tecnologías. **(NP)**
- 8) Institucionalidad que soporte “nueva ley”. ¿Qué rol tendrán nuevas instituciones? **(NP)**
- 9) Complementación marco normativo dist. Con nueva ley de Tx. Dist. Sujeta a coordinación.
- 10) Medidores inteligentes: Información transparente, propiedad de los medidores (definir quién es el dueño). **(B15 B16)**
- 11) Organismo transparente para facilitar información (Ej. PMGD's) **(B13)**
- 12) Regulación de mediciones y datos transparentes. Confidencialidad y uso de la información de los medidores. **(B13)**
- 13) Movilidad eléctrica: Introducir servicios que puedan ser propiedad del consumidor. Portador del consumo eléctrico. **(NP)**
- 14) Nuevas reglas: fusionar CNE-SEC. Con la nueva regulación pro-competencia, pro-comercialización, sin tarifas, es necesario revisar la nueva estructura. **(NP)**
- 15) Panel de expertos no se someta al sistema judicial **(NP)**
- 16) Alternativas para GD: Aprovechar beneficios de escala. Generación multi RUT/ Multi servicio. Generador para múltiples consumos. Compartir generadores para comunidades. **(NP)**
- 17) Consumidores se agrupan agregando demanda v/s comercializador agrega demanda. **(B3 B4)**
- 18) Baterías: Cómo la regulación aborda ese tema. **(NP)**
 - Regular la desconexión a la red
 - Cómo se relaciona con la distribuidora y su financiamiento.

DW5

Temas nuevos

Regulación con los alimentadores para PMGD
Organismo independiente a la distribuidora.
Conversar con Dist. pero que sea un 3º el encargado.
Solución alineada a política energética.
Instrumentos/tecnologías. Facilitar cumplir metas
Red sea un facilitador y no una traba para nuevas tec's.
Institucionalidad que soporte "nueva ley". ¿Qué rol tendrán nuevas instituciones?

Complementación marco normativo Dist. con nueva ley de Tx. Dist. sujeta a coordinación.

- Medidores inteligentes: info. transparente, propiedad de los medidores (Definir quién es el dueño?)
- Organismo transparente para facilitar info. (Ej. PMGD's)
- Regulación de mediciones y datos transparentes. Confidencialidad y uso de la información de los medidores
- Movilidad eléctrica: introducir servicios que pueden ser propiedad del consumidor. Portador del consumo eléctrico
- Nuevas reglas: fusionar CNE-SEC. Con la nueva regulación pro-competencia, pro-comercialización, sin tarifas, es necesario revisar la nueva estructura

DW6

Panel de expertos no se someta al sistema judicial.

Alternativas para GD: aprovechar beneficios de escala.
Generación multi-rut/multi-servicio.
1 Generador para múltiples consumos
Compartir generadores para comunidades

Consumidores se agrupan agregando demanda v/s comercializador agrega demanda.

Baterías: cómo la regulación aborda ese tema.
- Regular la desconexión a la red
- cómo se relaciona con la distribuidora y su financiamiento



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



2.3.2 GRUPO 3- NUEVOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N°1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS”

Dentro de todo el grupo, considerando ambos subgrupos, solo 29 participantes presentaron nuevos problemas a través del Formulario N° 1 “Identificación de problemas”. Los problemas presentados por estos participantes cubren un amplio rango de tópicos. La transcripción de cada uno de los nuevos problemas sugeridos por los participantes se encuentran en el **Anexo A**.

A continuación se describen, de forma general, los problemas y los problemas aportados los participantes, tanto para la familia a) Los habilitadores de nuevos negocios, como para la familia b) Los nuevos modelos de negocio.

La mayor cantidad de nuevos temas aportados por los participantes asociados a las familia a) se concentran en la **separación entre los fierros y la comercialización de energía pasando detener que pagar por la energía a pagar por la red**, temáticas contenidas en los preliminares presentados por la PUC (familia a, problemas 3 y 4). Parte de algunos de los comentarios de los participantes respecto de este tema se presentan a continuación:

- *“Es fundamental que las distribuidoras se les remunere por el servicio de transporte y que la comercialización pueda estar aislada de este negocio”*
- *“Hay que transparentar la comercialización y esta debe ser realizada en contabilidad y empresa separada a la distribución.”*
- *“Estos comercializadores podrían agrupar demanda y oferta y así generar menos modelos de negocio basados en atributos particulares”*
- *“Posibilidad de comercializar o suministrar a clientes regulados a través de nuevos actores”*
- *“Hay que lograr separar la renta y remuneración del activo fijo de la distribuidora y que se centre en descuento construcción y ohm de redes”*
- *“Desagregar/ separar redes de la energía (como en las telecomunicaciones) , debiera ser el paso previo para ampliar las opciones de suministro y servicios.”*
- *“El separar energía y potencia permitiría al consumidor optar a un mayor precio de energía y a la mayor negociación de potencia.”*

Muy relacionado con los puntos anteriores, los participantes realizan bastantes aportes en relación a la falta de definición del rol de la distribuidora en el futuro (familia a, problema 18). Por un lado, algunos participantes sugieren definir el nuevo rol de la distribuidora del futuro (sólo presta servicio de fierros o da suministro), otros sugieren desarrollar estudios para identificar servicios que por sus características sea conveniente que sean regulados o no para luego decidir cuál debe proveer la distribuidora. Otros participantes van más allá y sugieren que la empresa distribuidora debe competir con otras empresas de infraestructura (gas,



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



telecomunicaciones) y por ejemplo proveer internet. Parte de algunos comentarios se presentan a continuación:

- *“Definir el nuevo rol de la distribución..... solo presta servicio de fierro o debe dar suministro a actividades básicas.”*
- *“Se debe clarificar cual será el rol de la distribuidora en este nuevo mercado”*
- *“Se deben identificar aquellos servicios que por sus características sea conveniente sean regulados o no.”*
- *“¿Por qué electricidad no compite con gas? Con telecomunicaciones? ¿Tv digital?”*

En relación a la familia b) Los nuevos modelos de negocio, una gran cantidad de nuevos aportes de los participantes se relacionan con la falta de una plataforma de información que permita a todos los actores tomar decisiones (familia b, problema 13). Algunos participantes se enfocan en la falta de infraestructura de comunicaciones apta para procesar la nueva información de medidores inteligentes, otros plantean la poca homogeneidad de la información y la dificultad de acceso a la misma y, por último, también se habla de mayor educación para los consumidores para utilizar eficientemente la información. Algunos de los comentarios de los participantes se presentan a continuación:

- *“Se habla de medidores inteligentes, de smartgrid, de automatismo, ¿tiene el país un sistema de comunicación que sustente esto?”*
- *“Información clientes finales/ educación en mercado eléctrico.”*
- *“La información que manejan los distintos oferentes del mercado no es homogénea como tampoco transversal generando dificultades para la correcta toma de decisiones.”*
- *“Hoy en día es muy difícil acceder a la información de consumos eléctricos. Cada distribuidora tiene su formato y pone las barreras de acceso al cliente.”*
- *“Uno de los problemas es la falta de información, conocimiento, y desconfianza de los usuarios”*

Otro tema en el que los participantes hicieron nuevos aportes es sobre los profesionales requeridos para tratar las nuevas tecnologías y fiscalizar y supervisar los posibles nuevos modelos de negocio. Esto está en parte relacionado con el problema 5 de la familia b presentado por el equipo PUC: “Si se piensa en la inclusión de los comercializadores, la SEC debe tener los recursos para llevar a cabo la fiscalización.” Algunos participantes agregan los siguientes comentarios al respecto:

- *“Los actuales procedimientos de acreditación de personal técnico no aseguran que el personal entienda la tecnología detrás de inversores o electrónica de potencia.”*
- *“Hoy si bien el estado tiene elementos para poder fiscalizar la labor de las distribuidoras, estas se vuelven débiles a la hora de querer perseguir y hacer cumplir normativa.”*



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- *“Es importante que el ingreso de nuevos negocios a la red de distribución sea fluido y sin barreras desde la distribuidora.”*

Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia a) sobre “Los habilitadores de nuevos negocios”

Los nuevos problemas aportados por los participantes en el primer taller especializado deben ser incorporados al levantamiento que realizó el equipo PUC. Con este objetivo a continuación se presenta un título descriptivo resumen de los problemas asociados a la familia a) “Los habilitadores de nuevos negocios” aportados por los participantes mediante el Formulario N°1. El detalle de la explicación de cada uno de estos problemas se encuentra en el **Anexo A**, donde se encuentra la transcripción literal de los aportes de cada participante.

Dependiendo de la novedad del aporte realizado, cada problema aportado por los participantes es asociado con un problema previamente levantado o marcado como un nuevo problema (NP). En el primer caso (problema asociado con uno previamente levantado), al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC. En caso que el problema sea completamente nuevo, este se identifica en la Sección “**Nuevos problemas aportados por los participantes del grupo 3 y no relacionados con la lista de problemas preliminares PUC**”

1. Carencia de incentivos en la estructura del segmento distribución hacia el cambio de paradigma **A2**
2. Liberalizar el rol la comercialización de energía y servicios energéticos **A3**
3. Comercialización integral de los servicios eléctricos sin regulación tarifaria **A3**
4. Separar el negocio de la distribución con la comercialización **A3**
5. Falta crear la figura de un comercializador diferente al distribuidor **A3**
6. Incorporación de nuevos actores en la distribución o prestadores de servicios **A3**
7. El aporte comercializador de energía y servicios: separa la venta de la remuneración del activo fijo **A3**
8. Falta de competencia, separar propiedad de redes de la comercialización **A3**
9. Poca (o nula) elasticidad de precios a señales del mercado **A3**
10. Transparentar el costo del servicio de transporte y permitir la entrada a cualquiera para conectarse y vender[sin prioridad] **A3 A4**
11. Separación transporte/distribución de generación **A4**
12. Separación del producto potencia y Energía **A4**
13. Separación del mercado de potencia y energía dejando el control de potencia en manos de la distribuidora **A4**
14. La regulación debe cambiar hacia un cobro por servicio de transporte **A4**
15. La estructura tarifaria no es fácil de entender para al cliente **A7**
16. Formulas tarifarias que generen incentivos correctos en decisión de energético **A9**



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



17. Nuevo modelo de negocio alineado a política energética y que responda a cambios del entorno **A12**
18. Calidad de servicio integral (no sólo eléctrica) **A12**
19. Mecanismos de compensación a usuarios en caso de problemas de sus servicios **A12**
20. Asegurarse que exista competencia en los nuevos negocios y servicios (no exista asimetría de información) **A15**
21. Regulación en pos de mayor Información **A15**
22. Definir el nuevo rol de la distribución **A18**
23. Definición del rol de la distribuidora **A18**
24. Identificación servicios regulados y no regulados **A18**
25. ¿Cuál es el fin principal del servicio de Dx. y de los nuevos servicios? **A18**
26. Distribuidora con internet **A18**
27. Competencia de la distribuidora con gas y telecomunicaciones **A18**
28. Internet como servicio público **A18**
29. Al existir monopolios, se dificulta enormemente la aparición de nuevos negocios y tecnologías, así como la diferenciación de precios por horarios. **A18**
30. Esquema multi-servicio (luz, gas, cable) **A18**
31. Monitoreo de competencia **A19**
32. Considerar flexibilidad a lo largo del territorio, dado que hay necesidades/ prioridades distintas en cada zona **A22**
33. Identificar posibles servicios monopólicos y regulados apropiadamente **A22**
34. Crear operador independiente de la distribución (DSO) **A23**

Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia b) sobre “Los nuevos modelos negocios”

En esta sección se presentan los títulos de los nuevos aportes realizados por los participantes que se han asociados a la familia B “Los nuevos modelos de negocios”. Al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC. En caso que el problema sea completamente nuevo este se identifica en la Sección 2.2.3

1. Comercialización y servicios de control de tensión **B1**
2. Nuevos actores: coordinador, agregadores de demanda **B4**
3. Certificación personal ligado a instalador de PMGD o residencial **B5**
4. Supervisión y fiscalización de las distribuidoras en la entrada de nuevos negocios **B5**
5. Potenciar el rol fiscalizador del estado **B5**
6. Participación en servicios de mejoramiento de calidad de servicio **B7**
7. Remuneración a la calidad de suministro generación distribuida **B7**
8. Rol de las baterías en el desarrollo futuro de la distribución **B10**



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



9. Existe soporte de sistemas de comunicaciones en el país acorde a los desafíos que se le presenta a la distribución **B13**
10. Asimetrías de información/ educación **B13**
11. Educación al cliente **B13**
12. La falta de Información resulta relevante y critica para la correcta operación del mercado **B13**
13. Hay que avanzar hacia una estandarización de los datos e información relacionada con la distribución **B13**
14. Información siempre transparente y confiable para la ciudadanía **B13**
15. Incorporación de Tecnología **B15**
16. Protección de información de la información de los consumidores **B19**
17. Propiedad del medidor **B19**
18. Gestión uso y comercialización de datos de clientes en Smart Grid **B19**
19. Certificación y reparación de medidores **B20**
20. la creciente calidad de servicio es un desafío. La regulación debe reflejar adecuadamente **B20**
21. Debe mantenerse separación Generación-Distribución en sistemas aislados/medianos **B21**
22. Integración vertical. ¿Por qué no integrar toda la red de transmisión? **B21**
23. Permitir competencia total de todos los segmentos sin restricciones... **B21**
24. Integración con otras áreas de la actividad nacional (inmobiliarias, vialidad, urbanismo) **B24**

Nuevos problemas aportados por los participantes del grupo 3 y no relacionados con la lista de problemas preliminares PUC

A continuación, se presentan problemas nuevos aportados por los participantes que no han podido ser relacionados con los problemas preliminares PUC que se presentaron al grupo. Estos nuevos problemas fueron ordenados por temáticas y se presentan a continuación junto con la descripción realizada por el participante que lo aporte. Existen problemas en todos los ámbitos, desde aspectos de planificación hasta regulación tarifaria, generación distribuida y eficiencia energética, algunos muy relacionados con las temáticas del grupo y otros más alejados.

1. **Compatibiliza actuales contratos de suministro con un esquema de retail libre:** El nuevo esquema de comercializador debe respetar los contratos de suministro ya firmados.
2. **Integración vertical de la generación con comercialización:** El mercado de generación chileno es reducido (con respecto a otros países: Brasil, Usa, etc.) y altamente concentrado, por lo tanto, no debe estar integrado a la comercialización para evitar traspaso de poder de mercado.
3. **Falta permitir la entrada de actores no tradicionales al mercado de distribución, generación distribuida y comercializador:** Hoy no existe la posibilidad de que actores políticos (municipios) asociaciones privadas puedan participar de la distribución, comercialización o generación distribuida. Requiere una profundización de la reflexión sobre cambios de paradigma, la integración de mini/micro



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



redes dentro de las redes de distribución. El espacio para estos en la comercialización con personas y empresas.

4. **Desacoplamiento clientes de las distribuidoras por generación distribuida:** Cuál será el impacto en la estructura tarifaria para aquellos clientes de las distribuidoras que pueden insertar en clusters de las micro redes o polos de generación distribuida. ¿Esos clientes minoritarios deberán pagar más por el uso de la red o será subvencionado por el grupo de puntos de generación local? ¿Qué exigencias podrán atender estos clientes en términos de calidad de suministro? ¿Quién pagara más por el uso de las redes?
5. **Formulas tarifarias para usuarios que tendrán la red como “seguro”:** En el futuro será imposible que un grupo de vecinos se venda energía autogenerada, si los microsistemas no usan la red de distribución ¿Cómo se financiara esa estructura?
6. **Alternativas para generación distribuida:** Ofrecer nuevas modalidades para GD; generación en zonas comunes para múltiples usuarios, agregación, etc. Pueden apreciarse varios modelos de negocios en la presentación del seminario GD, específicamente la del caso brasileño. Estas pueden parecer alternativos de financiamiento, economías y acceso a mayor cantidad de agente.
7. **Título: Falta incluir/ expandir la segmentación del mercado eléctrico incluyendo el segmento de generación distribuida y almacenamiento:** Las nuevas tecnologías y nuevos modelo de negocio cuestionan el paradigma existente, por lo que incluir la generación distribuida y almacenamiento como una extensión de la distribución es no comprender que esta demanda es una redefinición y recreación de los segmentos actuales.
8. **Debido a lo complejo de la regulación, los criterios a aplicar por la SEC, o las distribuidoras pueden cambiar de lugar en lugar:** Al momento de instalar generación distribuida, los criterios del regulador cambian de zona en zona. Lo anterior impacta en los tiempos de obtención de permisos.
9. **La generación distribuida debe ser penalizada con impuestos verdes:** Al penalizar con impuestos verdes se incentiva el uso de generación limpia.
10. **Precio estabilizado debe revisarse:** El actual mecanismo al que pueden optar los PMGD querrá subsidios cruzados que no son deseables en un mercado como el actual. Al poder optar a precio estabilizado, este aplica durante las 24 horas del día, los meses que corresponde. Si bien esto les estabiliza los ingresos, sus ofertas en economías con alta penetración solar podrían generar un efecto no deseado en el mercado.
11. **Mantención del nivel de certidumbre respecto al régimen de precios, proyectos PMGD ya operando al entrar en vigencia la nueva ley:** Una de las componentes de mayor relevancia para los inversionistas en proyectos PMGD, es contar con la certidumbre de que el régimen de precio estabilizado, al que el proyecto puede acceder al momento de ser financiado, y una vez incluida la operación comercial, siga siendo asequible a lo largo de la vida útil del proyecto. Inclusive, aunque posterior al inicio de operación normativa al respecto se rectifique. Es decir, de haber alguna modificación respecto a la asequibilidad a dicho régimen de precios, esta no sea retroactiva respecto a proyectos que ya se encuentren a la fecha de dicha modificación.
12. **Educación en uso eficiente de energía:** La eficiencia energética es un tema cultural. Se requiere fortalecer planes de educación en esta materia.
13. **Indicadores de logro de la gestión de energía para la red de distribución:** La ley que tenga este proceso de discusión regulatorio, suelen tener adecuada eficiencia energética que delegue establecer indicadores de gestión de energía.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 14. Mercado eléctrico entre pago por potencia y pago por kwh genera terceros a la viabilidad económica para pequeños generadores:** Las medidas a grandes generadores tienen deltas que el pequeño generador no recibe. Además, si genera y consume en el mismo lugar, mejora la calidad de suministro y costos de transportes.
- 15. Analizar la posibilidad de generar una bolsa de energía y que luego los diferentes consumidores compren de allí:** Si no se consumió en el mismo lugar se genera transporte y si no se genera en el mismo lugar, se genera otra energía alternativa.
- 16. Esquema tarifario de las redes:** Para hacer posible la separación transporte/distribución de generación, es necesario remunerar adecuadamente el servicio/negocio de distribución/redes. Cualquier esquema tarifario debe incentivar a la Dx y remunerarla adecuadamente como se ha planeado, además de la renta del activo, debe incentivarse/premiarse/castigarse que dicha red sea capaz de soportar/gestionar las diversas alternativas de suministro para los clientes.
- 17. Rol de las Dx en los servicios esenciales:** Que servicios debe prestar la dx para aquellos clientes cuya paralización puede causar daños a la población y a la economía del país. Extender el negocio de manera que se incluyan, de forma eficiente, la inversión y el producto que le son convenientes a la comunidad, especialmente en situaciones de emergencia donde los grandes sistemas no estén disponibles.
- 18. Redes de comunicaciones confiables e interacción con autoridad de telecomunicaciones:** La implementación de un esquema tarifario depende de una red de comunicaciones y que se planifique.
- 19. Regulación adaptable a realidades regionales:** Dado que en términos de distribución la realidad cambia entre regiones (redes +- densas, mayor potencial de generación distribuida) se debe permitir cierta auto regulación a las regiones. Una forma de aplicarlo es generar reglamentos que apliquen a todo el terciario y permitir que consejos regionales definan aspectos + detallados.
- 20. Comunicación con ente planificador de la transmisión:** Para qué la red de distribución y red de transmisión convivan equilibradamente, sería de mucha utilidad que los datos obtenidos a partir de los medidores inteligentes (perfil de potencia y energía horaria al menos) sean enviados y centralizados por el coordinador del sistema eléctrico nacional.



2.4 Grupo 4: “Los servicios de la red del futuro”: Nuevos problemas

En las siguientes secciones se presentan los nuevos problemas levantados en sala y posteriormente los levantados a través de los papelógrafos para el Grupo N°4 “Los servicios de la red del futuro.”

2.4.1 GRUPO 4 - NUEVOS PROBLEMAS: DISCUSIÓN EN SALA MEDIANTE PAPELÓGRAFOS

Para el Grupo 4 “Los servicios de la red del futuro” se discutieron los problemas levantados inicialmente mediante el Formulario N° 1 “Identificación de problemas”. La discusión se realizó en 2 subgrupos separados dirigidos por los coordinadores, uno liderado por **Fernando Flatow** de la CNE y otro por **David Watts** de la PUC (fotografía izquierda y derecha respectivamente).



Se presentan a continuación los nuevos problemas levantados mediante papelógrafos discutidos en sala. Cada uno de los problemas que quedó plasmado en el papelógrafo se levanta en este informe y se relaciona con uno de los problemas preliminares ya levantados por el equipo PUC, o se agrega como nuevo problema. Estos aportes realizados en sala serán complementados con los aportes individuales realizados mediante el Formulario N°1 “Identificación de problemas” que se resumen en la **Sección 2.4.2 de este informe**. En caso que el problema se utilice para reformular un problema levantado por el equipo PUC se indica el número de la lista de este último.

Subgrupo liderado por Fernando Flatow

En este subgrupo quedaron registradas 26 nuevas temáticas que los participantes agregan como problemas, 11 asociadas a problemas de la familia a) y 15 asociados a problemas de la familia b) y c). Algunos de estos nuevos problemas se utilizarán para reformular los problemas preliminares planteados por el equipo PUC, y otros se agregarán a dicha lista. A continuación, se presentan los problemas levantados de la familia a) **Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros** que quedaron registrados en el papelógrafo.



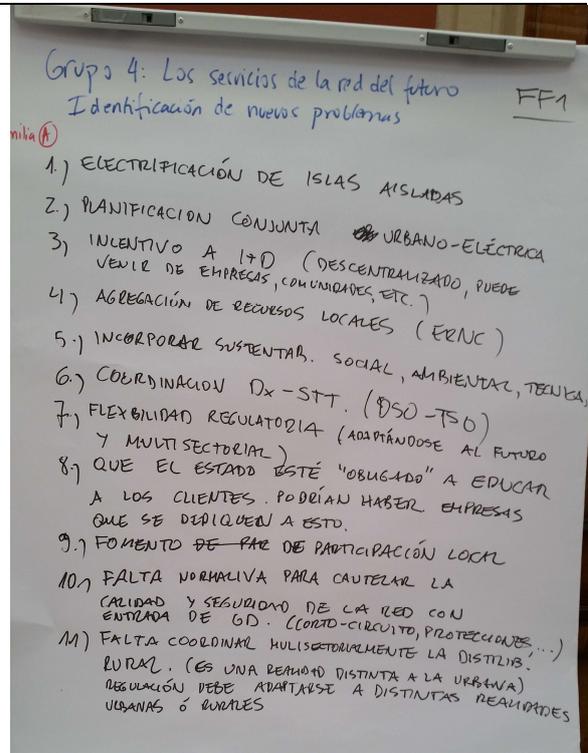
“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 33) Electrificación de islas (NP)
- 34) Planificación conjunta urbano-eléctrica (A1)
- 35) Incentivo a I+D (descentralizado, puede venir de empresas, comunidades, etc.) (NP)
- 36) Agregación de recursos locales (ERNC) (NP)
- 37) Incorporar sustentabilidad social, ambiental, técnica (NP)
- 38) Coordinación Dx – STT (DSO – TSO) (NP)
- 39) Flexibilidad regulatoria (adaptándose al futuro y multisectorial) (A12)
- 40) Que el estado esté “obligado” a educar a los clientes. Podrían haber empresas que se dediquen a esto (Familia B, 13)
- 41) Fomento de participación local
- 42) Falta de normativa para cautelar la calidad y seguridad de la red con entrada de GD (corto circuito, protecciones...) (NP)
- 43) Falta coordinar multisectorialmente la distribución rural (es una realidad distinta a la urbana). Regulación debe adaptarse a distintas realidades urbanas o rurales. (A6)



A continuación se presentan los nuevos problemas de la familia b) los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición y familia c) los servicios de la red del futuro lejano: gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico, indicados por los participantes que quedaron registrados en el papelógrafo. Algunos de estos nuevos problemas se utilizarán para reformular los problemas preliminares planteados por el equipo PUC, y otros se agregarán a dicha lista.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 34) Flexibilidad para GD en los modelos de negocio (net-billing virtual) (B4)
- 35) Flexibilidad frontera entre PMGD / generación residencial y entre cliente libre / cliente regulado (NP)
- 36) Que clientes libres puedan participar en net-billing (o net-billing compatible) (NP)
- 37) Mantener una tarifa estable en net-billing
- 38) Estudiar niveles de estampillados para GD(B6)
- 39) Que regulación priorice los cambios ya están ocurriendo
- 40) Que exista una “roaming” eléctrico (ej.: EV que pague independiente de ubicación)(NP)
- 41) Auto eléctrico como almacenamiento para la red (V2G o G2V) (NP)
- 42) Que la segmentación industrial que se haga no limite las iniciativas que se tengan
- 43) Definiciones funcionales a los objetivos (...)
- 44) Faltará una planificación de la red de distribución que incorpore la penetración de GD
- 45) Falta coordinación operación en red de distribución (reactivos, frecuencia, protecciones, etc.) La dificultad operacional ante diversidad de escenarios (BT y MT) (NP)
- 46) Existe especulación en la entrada (solicitudes) de PMGD (de papel)(NP)
- 47) Que almacenamiento energético tenga un espacio claro en la regulación(NP)
- 48) Abordar integración con los otros servicios de red (“fierros”). (Familia A, 5)

- FF4.
- Familia B) y C)
- Grupo 4: Los servicios de la red del futuro
Identificación de nuevos problemas
- 1.) FLEXIB. PARA GD. EN ~~ESTOS~~ LOS MODELOS DE NEGOCIO (NET-BILLING VIRTUAL) ~~DE ESTOS~~
 - 2.) FLEXIBILIZAR FRONTERA ENTRE PMGD/Gen. Residencial Y ENTRE CLIENTE LIBRE/C. REGULADO.
 - 3.) QUE CLIENTES LIBRES PUEDAN PARTICIPAR EN NET-BILLING. (O "NET-BILLING COMPATIBLE")
 - 4.) MANTENER UNA TARIFA ESTAB. EN NET-BILLING
 - 5.) ESTUDIAR NIVELES DE ESTAMPILLADOS PARA GD.
 - 6.) FORTALECER QUE REGULACIÓN PRIORICE LOS CAMBIOS QUE YA ESTÁN OCURRIENDO
 - 7.) QUE EXISTA UN "ROAMING" ELÉCTRICO (EJ.: EV QUE PAGA INDEPENDIENTE DE UBICACIÓN)
 - 8.) Autos Eléctricos como almacenamiento para la red. (V2G o G2V)
 - 9.) QUE LA SEGMENTACIÓN INDUSTRIAL QUE SE HAGA NO LIMITE LOS NEG. LAS INICIATIVAS QUE SE TENGAN
- 10.) FOCALIZAR LOS OBJETOS DE DEFINICIONES FUNCIONALES A LOS OBJETIVOS
- 11.) FALTARÁ UNA PLANIFICACIÓN DE LA RED DE D+ QUE INCORPORE LA PENETRACIÓN DE GD. (BT y MT)
- 12.) FALTA COORD. OPERACIONAL EN RED DE D+ (REACTIVOS, FRECUENCIA, PROTECCIONES, ETC.) LA DIFICULTAD OPERACIONAL ANTE DIVERSIDAD DE ESCENARIOS. (BT y MT)
- 13.) EXISTE MUCHA ESPECULACIÓN EN LA ENTRADA (SOLICITUDES DE PMGD (DE PAPEL)).
- 14.) QUE ~~PARA~~ ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO TENGA UN ESPACIO CLARO EN LA REGULACIÓN
- 15.) ABOARDAR INTEGRACIÓN CON LOS OTROS SERVICIOS DE RED ("FIERROS")



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- b) Alinearse con políticas en zonas rurales con pequeños y medios productores para promover desarrollo local
- c) Plan desarrollo comunal: integrar problemáticas. Incentivar a las comunas para que avancen en sentido comunal
- d) Integración de la ciudadanía: prosumidor como se integra al mercado dado el avance tecnológico. ¿Qué beneficios tendrá? Servicios complementarios remunerados. Storage, otros.
- 9) ¿Cómo se asegura la remuneración de las redes existentes ante el surgimiento de nuevos servicios? (**Familia B, 6**)
- 10) Liberalización de la información consumidor en tiempo real aguas arriba hacia el CDEC ¿Cómo se realiza? (**NP**)
- 11) Definir el modelo operacional (pro consumidor / innovación pues queremos exigir que pretendemos que funcione...) (**NP**)
- 12) Regulación que queremos seguir (flexible, abierta) (**A12**)
- 13) No atribuir toda la carga a la Ley de distribución (**NP**)
- 14) Incluir en la regulación de distribución el escenario de storage, estacionario (GD) como móvil (V2G) ¿cómo se hace? (**NP**)
- 15) Abundancia de información que se levanta con redes inteligentes sea abierta y transparente (**Familia B, 17**)
 - a) Desarrollo de software para smart grid, acceso información y definir propiedad de esta

• ¿Cómo se asegura la remuneración de las redes existentes ante el surgimiento de nuevos actores/servicios?
 • Liberalización de la información consumidor en tiempo real aguas arriba hacia el CDEC, ¿cómo se realiza?
 • Definir el modelo operacional (pro consumidor/innovación) que queremos exigir / que pretendemos que funcione...
 • Regulación que queremos seguir (flexible, abierta)
 • No atribuir toda la carga a ley Dx
 • Desarrollar ley Dx que pueda ser tomada en otras políticas.
 • Incluir en la ley Dx el escenario de storage, estacionario (GD) como móvil (V2G), ¿cómo se hace?
 • Abundancia de información, toda info. que se levante con redes inteligentes sea abierta y transparente.
 • Desarrollo de software que smart grid, acceso a información y definir propiedad de esta.

Los nuevos problemas de la **familia b) los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición** y **familia c) los servicios de la red del futuro lejano: gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico**, indicados por los participantes del grupo liderado por David Watts se presentan a continuación. Algunos de estos nuevos problemas se utilizan para reformular los problemas preliminares planteados por el equipo PUC, y otros se agregarán a dicha lista.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- 19) La existencia de un coordinador de Dx. que pueda coordinar GD y demanda facilita la operación y el despacho de la carga. CDEC chico. **(NP)**
 - a) La eventualidad que lo haga la distribuidora u otro agente
 - b) Centro de control que no sea la distribuidora
 - c) Escala mínima en el tamaño de la GD cuando sea necesario incurrir en los costo
 - d) La finalidad de la coordinación de GD es que tenga límites
- 20) Progresar en la definición de net-billing enfocado en energía. **(B1)**
 - a) GD también puede proveer potencia o podría proveer frecuencia, regulación de voltaje.
 - b) Abrir discusión hacia otros servicios.
 - c) Otros servicios: servicios complementarios, inyección de reactivos, etc.
 - d) Pago justo a los GD, reconocimiento a lo que aporta
- 21) Futuro de la red y de la distribuidora., rol y cómo cambiar el modelo de negocios de la distribuidora. **(NP)**
 - a) Cómo una empresa de internet que se preocupa de mantener la red.
 - b) La distribuidora capaz de rentar sus activos, distribuidora multi-servicio, eventual multi – carrier
- 22) Falta el problema de la seguridad ante penetración de GD. **(NP)**
 - a) Grandes problemas actuales con PMGD.
 - b) Redes no están preparadas para masiva entrada de GD.
 - c) Impacto en las redes de distribución, se deben transformar las redes.
 - d) Problemas en redes rurales, para mejorar las redes hay que tener nuevas servidumbres, etc.
 - e) Cooperativas y distribuidoras pequeñas en términos de servidumbre
- 23) GD se hace cargo de los costos de la red o la regulación de incentivos (no subsidios cruzados). **(B6)**
 - a) Que la distribuidora tenga un rol más activo en ampliar las redes y buscar zonas para GD.
 - b) O por otro lado, darle al Estado esta tarea.
 - c) Posibles polos de desarrollo en Dx.
- 24) Gestión de la demanda requiere más información (perfil, qué consume más). Con eso el consumidor tendría incentivo para disminuir consumo independiente de tarifa dinámica. **(B17)**
 - a) Propuesta de gestión de demanda similar a la de generación.
- 25) Integración vertical de distribución si puede ser dueño de activos de GD **(NP)**
- 26) Domótica, medida de eficiencia anterior al prosumer. **(NP)**
- 27)Cuál es la diferencia entre 100 kW, 300 kW (net-billing) si después es PMGD (precio estabilizado) **(B5)**
 - a) Diferenciación entre generador y autoconsumo en netbilling y PMGD
 - b) Opción tarifaria (regulado) vs régimen tarifario (regulado / libre)

- La existencia de un coordinador de Dx que pueda coordinar GD y demanda, facilita la operación, despacho de las cargas CDEC chico.
- La eventualidad que lo haga la distribuidora u otro agente. Centro de control, que no sea la distribuidora
- Escala mínima en el tamaño de la GD, cuando sea necesario incurrir en los costos.
- La finalidad de la coordinación de GD que tenga límites
- Progresar en la definición de Net-billing, enfocados en energía, GD también puede proveer potencia o podría proveer frecuencia, req. de voltaje. Abrir la discusión hacia otros servicios.
- Otros servicios, servicios complementarios, inyección de reactivos, etc.
- Pago justo a los GD, reconocimiento a lo que aporta
- Futuro de la red y de la distribuidora, rol y cómo cambiar el modelo de negocios de la distribuidora. Como una empresa de internet que se preocupa de mantener la red.
- La distribuidora va capaz de rentar sus activos, distrib. multi-servicio. Eventual multi-carrier
- Falta el problema de la seguridad ante penetración de GD. Grandes problemas actuales con PMGD. Redes no están preparadas para masiva entrada de GD. Impacto en las redes de Dx, se deben transformar las redes. Problemas en redes rurales, para mejorar las redes hay que tener nuevas servidumbres, etc. Cooperativas y distribuidoras pequeñas en términos de recursos, escala, servidumbre.
- GD se hace cargo de los costos de la red o la regulación de incentivos (no subsidios cruzados), que la distribuidora tenga un rol más activo en ampliar redes y buscar zonas para GD. O por otro lado, darle al Estado esta tarea. Posibles polos de desarrollo en Dx.
- Gestión de demanda requiere más información (perfil, qué consume) con eso el consumidor tendría incentivo para el consumo independiente de tarifa dinámica.
- Propuesta de gestión de demanda similar a la de Gx.
- Integración vertical de dist. si puede ser dueño de activos de GD.
- Domótica, usar medida de eficiencia anterior al prosumer.
- Cuál es la diferencia entre 100/300 kW, si después es PMGD. (Net-billing) vs (Precio estabilizado)
- Diferenciación entre generador y autoconsumo en Net-billing y PMGD.
- Opción tarifaria vs régimen tarifario (regulado / libre)

2.4.2 GRUPO 4 - NUEVOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N°1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS”



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Los participantes presentaron nuevos problemas a través del Formulario N° 1 “Identificación de problemas.” Los problemas presentados por estos participantes cubren un amplio rango de tópicos. La transcripción de cada uno de los nuevos problemas sugeridos por los participantes se encuentra en el **Anexo A**.

A continuación se describen, en forma general, los problemas aportados por los participantes, para la familia a) “Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar nuevos servicios”, para la familia b) “Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición” y para la familia c) “Los servicios de la red del futuro lejano: gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico.”

La mayor cantidad de nuevos temas aportados por los participantes asociados a las familia a) se concentran en el problema preliminar N°12 sobre la necesidad que legislación sea flexible y abierta y que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que actualmente no se visualicen. Algunos participantes proponen mecanismos para hacer más flexible la regulación en innovación e integración de nuevos agentes y otros simplemente hacen presente esta necesidad de flexibilizar la regulación. Parte de algunos de los comentarios de los participantes respecto de este tema se presentan a continuación:

- *“Buscar un mecanismo de regulación que permita que cualquier agente, no solo la distribuidora, pueda hacer innovación sobre las redes de distribución que mejore su eficiencia. Esto podría ser mediante un fondo concursable cuyos resultados puedan ser utilizados por todos.”*
- *“Futuro lejano debería mirar más allá, crear mecanismo de anticipación y flexibilidad en la regulación. Se debe pensar en crear una regulación que permita pensar en la competencia y apertura como paradigma a seguir para su diseño. Lo que no pueda desregularse se deja tarifado.”*
- *“La solución a la distribución del futuro debe dar un marco regulatorio flexible de modo de poder implementar soluciones distintas sin tener que cambiar la ley pero dando garantías a los clientes, distribuidores y comercializadores de eficiencia, economía auto financiamiento y sustentabilidad adecuada.”*
- *“En el futuro existirá un nuevo actor en el mercado que será el prosumidor (consumidor y productor de energía). Es necesario que la red cuente con la posibilidad de incorporar a este actor de manera individual o asociativamente”*

En relación a la familia b) y c) no hay una marcada tendencia en el aporte de nuevos problemas específicos relacionados con los problemas preliminares PUC. Sí hay bastantes aportes en relación a diferentes aspectos de la generación distribuida, desde incorporarla como solución para la electrificación rural hasta el desarrollo de nuevos modelos de negocios que permitan un



mayor acceso a la generación distribuida y Ley de Netbilling. Parte de algunos de los comentarios de los participantes respecto de este tema se presentan a continuación:

- *Permitir un modelo de soluciones de electrificación individual, por ejemplo, fotovoltaica, que contemple tarifa (y eventualmente subsidio) que sea mantenido por empresas distribuidoras*
- *Hay que implementar una regulación que incentive la adopción de GD valorando su aporte a la red en todo ámbito no solo de energía (DR) para un futuro con redes inteligentes debemos regular para permitir abierta competencia y participación en los mercados.*
- *No hay un fomento claro, tampoco un incentivo económico atractivo para la autogeneración. Inclusive no hay herramientas ni plataformas educativas y colaborativas para que la ciudadanía se asocie y lleve a cabo un proyecto.*
- *La implementación de solar gardens (ejemplo Michigan USA) permite desarrollar proyectos con mayor eficiencia y de mayor tamaño, pudiendo los clientes contratar precios de estos como si estuvieran en los techos de sus casas.*
- *Existen muchos clientes que tienen el potencial de usar sus techos con proyectores superiores a 100 kW. Bajo este escenario solo queda la opción de desarrollarlas 100% para autoconsumo*
- *El cobro de la conexión lo recibe en un 100% el usuario. Se propone un esquema estampillado como el de la ley de transmisión donde todos los usuario pagan y así se estimule el desarrollo de proyectos de generación distribuida.*

Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia a) sobre “Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios”

Los nuevos problemas aportados por los participantes en el primer taller especializado deben ser incorporados al levantamiento que realizó el equipo PUC.³ Con este objetivo a continuación se presenta un título descriptivo resumen de los problemas asociados a la familia a) **“Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros”** aportados por los participantes mediante el Formulario N°1. El detalle de la explicación de cada uno de estos problemas se encuentra en el **Anexo A**, donde se encuentra la transcripción literal de los aportes de cada participante.

³Los problemas levantados por el equipo PUC provienen de la discusión y socialización de los mismos participantes en eventos y talleres anteriores (Talleres Hotel San Francisco, Hotel Hyatt y Seminario Internacional “El futuro de la distribución de energía eléctrica” realizado del 29 de septiembre).



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Dependiendo de la novedad del aporte realizado, cada problema aportado por los participantes es asociado con un problema previamente levantado o marcado como un nuevo problema (NP). En el primer caso (problema asociado con uno previamente levantado) al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC. En caso que el problema sea completamente nuevo este se identifica en la **Sección “Nuevos problemas aportados por los participantes del grupo N°4 y no relacionados con la lista de problemas preliminares PUC”**

1. Trato injusto a los municipios como clientes comunes regulados **A1**
2. Integración con la ciudadanía debe tener algún tipo de formalidad/institucionalidad **A3**
3. Integración con políticas de desarrollo rural **A3**
4. Obligaciones del cliente al convertirse en generador, conexiones ilegales no declaradas en netbilling **A4**
5. Incorporar factores relacionados al desarrollo urbano y planificación territorial, en la planificación de redes eléctricas y viceversa **A5**
6. Incentivos regulatorios para el desarrollo de investigación y desarrollo por parte de las empresas distribuidoras, e implementación de nuevas redes eléctricas **A8**
7. Innovación en la regulación **A12**
8. Futuro lejano, qué es, como nos preparamos **A12**
9. Estudio e innovación en la industria relacionada con internet de las cosas y big data **A12**
10. Desregulación sistema de distribución **A12**
11. Flexibilidad regulatoria **A12**
12. Legislación flexible **A12**
13. Facilitación de asociatividad como nueva figura en el mercado (prosumidor) cooperativas de tamaño menor **A12**

Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia b) los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición y familia c) los servicios de la red del futuro lejano: gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico

En esta sección se presentan los títulos de los nuevos aportes realizados por los participantes que se han asociados a la familia B y C. Al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC con el cual se ha asociado el problema. En caso que el problema sea completamente nuevo y, por tanto, no puede ser asociado este se identifica en la Sección 2.2.3.

1. Generación distribuida como solución de electrificación **B1**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



2. Incentivos para un futuro distribuido y redes inteligentes **B1**
3. Apertura comercialización en distribución y solución a barrera de entrada para generadores de todos los tamaños y tecnologías. **B2**
4. Incentivo a la ciudadanía a entender y participar en la generación distribuida **B4**
5. Solar Gardens-Community bajo NetBilling **B4**
6. Límite 100kW para Netbilling es insuficiente **B5**
7. Eliminar costo de conexión para proyectos de NetBilling **B6**
8. Remuneración adecuada de las redes de distribución e incentivos **B6**
9. Modelo de negocios de distribución. Incentivos errados, debe cambiar. **B7**
10. Mercados abiertos y fomentar competencia **B7**
11. Alinear incentivos de la empresa de distribución con las necesidades de los clientes de esta (Gx, consumo, otros) **B7**
12. Educación al cliente eléctrico **B13**
13. Comercialización de reactivos **B15**
14. Problema familias b), (Generación distribuida, tarifas y medición) **B16**
15. Una normativa nueva debe procurar y cuidar el acceso a tecnología a todos los usuarios en pro de su calidad de vida **B17**
16. Incorporación de otros energéticos a la gestión de demanda **C18**
17. Incentivos por Auto-control demanda para clientes libres **C20**
18. Agregación demanda **C21**
19. Política de electrificación del consumo energético **C24**

Nuevos problemas aportados por los participantes del grupo N°4 y no relacionados con la lista de problemas preliminares PUC

A continuación, se presentan problemas nuevos aportados por los participantes que no han podido ser relacionados con los problemas preliminares PUC que se presentaron al grupo. Estos nuevos problemas fueron ordenados por temáticas y se presentan a continuación junto con la descripción realizada por el participante que lo aporte. Existen problemas en todos los ámbitos, desde aspectos muy técnicos de seguridad de servicio ante la inminente entrada masiva de generación distribuida, hasta problemas mirando más al futuro sobre la falta de regulación para incorporar vehículos eléctricos y sus servicios asociados. Algunos problemas están muy relacionados con las temáticas del grupo y otros están más alejados. Los problemas se presentan con su título y la descripción realizada por el participante.

1. **No se está considerando las fuentes energéticas de distintas zonas aplicadas a la regulación:** Deben existir distintas regulaciones e incentivos en distintas zonas dada que las realidades son distintas.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



2. **Apertura del mercado de servicios de red en segmento distribución:** Los servicios de red en Dx pueden ser entregados por terceros agentes para lograr reducir costos. Se requiere abrir a la competencia con necesidades de servicios de red. Por ejemplo, la instalación de un regulador de voltaje en algún punto de la red que lo necesite puede ser licitado al menor precio y se tarifica según pliego CNE, lo mismo para temas de almacenamiento. La regulación debería atender a la apertura del mercado, la competencia, ampliar el número de actores, etc.
3. **Operador del sistema de distribución (DSO):** Se debe analizar la factibilidad y conveniencia de separar la función de operador con la de propietario de instalaciones que hay tienen las distribuidoras. Independizar la operación de la red de Dx permite evitar la gestión unilateral y a conveniencia de la distribuidora. Por ejemplo, red enmallada, control y operación, puede condicionar flujo de potencia, pérdidas y características de tensión que puedan influir en los despachos de PMGD Y GD. En un mercado abierto y competitivo a nivel de comercialización en Dx es relevante dicha independencia.
4. **Desarrollo de un coordinador de la distribución (o de coordinación de la Dx):** Debido a la velocidad de flujos creciente en redes del futuro, se requiere de una coordinación independiente que privilegie la eficiencia y seguridad integrada entre la operación de las redes de Tx zonal y de Dx.
5. **Operación de la distribución:** Las nuevas variables a monitorear y las distintas tecnologías que habrán, generarán un problema operacional que debe ser compatible con el sistema de control a nivel nacional. Para realizar la operación del nuevo sistema es necesario la figura de un coordinador a nivel de distribución el mayor grado de ERNC.
6. **Creación coordinador de distribución:** Creación de un CDEC de Dx.
7. **Centro de despacho en distribución y mercados para generación distribuida y respuesta de la demanda:** Con alta penetración de generación distribuida será necesario un despacho coordinado para mantener la seguridad en la red. Esto podría requerir cambiar el negocio de las distribuidoras.
8. **Acceso de proyectos de autoconsumo clientes libres para inyectar excedentes a la red bajo mecanismo Netbilling:** Los clientes libres poseen techos grandes que les permite desarrollar proyectos de autoconsumo. Sin embargo, no todos los clientes trabajan en fin de semana por lo que limita eventuales inyecciones a la red afectando la rentabilidad del proyecto. La solución es el PMGD, pero la distribuidora hace un cobro excesivo por estudios (aproximadamente 1000 UF) y requiere ser parte del CDEC, debiendo facturas, más de 50 facturas al mes y gestionar la reducción de inyecciones que son insuficientes para el sistema, pero que generan una carga administrativa adicional. Asimismo, el PMGD requiere por lo general desarrollar el negocio a través de una SPA lo que implica mayores costos.
9. **Entrada de nuevos actores:** La entrada de nuevos actores requiere definirlos para que se pueda tener distinta participación en los nuevos esquemas de tarificación. Para plantear nuevos esquemas tarifarios es necesario mayor clasificación (Cliente regulado, libre) nuevos actores y la participación que debiera tener en la distribución.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



10. **Cobro estudio por PMGD distribuidora regular el precio:** En proyectos de autoconsumo de clientes con proyectos mayores a 100 kW deben ser a través de PMGD para inyectar sus excedentes. Al solicitar estudios a las distribuidoras, estas realizan cobros excesivos, los cuales se deberían regular.

11. **Estabilidad eléctrica de la distribución:** Falta normar estudios anuales y tecnologías para garantizar la estabilidad eléctrica más (...) de las protecciones existentes. Ejemplo, sistemas de protección de integridad sistema (SIPS). La GD, bien como otras características de las nuevas redes de distribución requiere un sistema más estable y confiable a la medida que se agregan consumos, generación, contratos, nuevos negocios, etc.

12. **Monitores dinámico de capacidades distribución:** Falta regular e incentivar tecnologías de DLR (Dinamic Line Rating) para optimizar uso de la red, reducir costos distribución y aumentar estabilidad (robustez) de la red. Existen diferentes tecnologías de medición (sensores, estaciones meteorológicas, antenas, etc.) bien como diferentes formas de operar (precisión, precios, inversión y costos operación, protocolos comunicación). Y potenciar su uso óptimo (Software).

13. **Incentivo a reducción de duración y frecuencia de falla por monitores activos:** Incentivar inversión en monitoreo de activos para rápida detección y 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. Se puede monitorear temperatura, vibración, datos eléctricos, etc.

14. **Seguridad de la red con GD:** La regulación debería considerar las prestaciones mínimas de debiesen entregar la generación distribuida para que cuando su penetración en el sistema sea alta, la seguridad y estabilidad del sistema no disminuya.

15. **Financiamiento Smart Grid:** Falta un mecanismo claro de financiamiento de nuevas tecnologías pues los intereses del regulador y consumidores. Conflicto con la resistencia al cambio y cortes costos distribución. Financiamientos CORFO, Sofofa, beneficios tributarios y mecanismos de pago de servicios complementarios flexibles que evolucionan en el tiempo.

16. **Cargadores públicos para autos eléctricos:** Los vehículos eléctricos deberían poder cargar en lugares públicos, cancelando el precio de la energía, para que esto ocupa la inversión en cargadores y su costo de mantenimiento se debe incorporar en el valor agregado de la distribución. Actualmente, el despliegue de cargadores públicos es limitado por que se financia voluntariamente. Los dueños de vehículos eléctricos usan ocasionalmente esta infraestructura y no están dispuestos a pagar el costo de inversión en cargadores (a diferencia de los cargadores domésticos de uso exclusivo en que el usuario puede pagar por su instalación)

17. **Título: Posible rol de ERNC ante catástrofes:** Analizar la posibilidad de utilizar la capacidad instalada ERNC (FV) ante emergencias. En el caso de los sistemas on-grid, podríamos estar ante una gran cantidad de generación ociosa, que se podría utilizar en levantar redes de telecomunicaciones.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



18. **Vehicle to grid / conexión de V.E. a la red eléctrica para devolver energía a la red:** Incorporar en regulación eléctrica la posibilidad de permitir y de remunerar el almacenamiento conectado desde vehículos eléctricos
19. **Título: Vehículos eléctricos, generación distribuida solar y almacenamiento de la energía:** Los autos eléctricos se cargarán probablemente durante la noche, horas en las que la generación distribuida es menor (solar) por lo que un aumento de vehículos eléctricos podrá cambiar la demanda de tal forma que aumente la generación con combustibles fósiles.
20. **Incorporación de baterías tipo Power Wall de TESLA:** La alta penetración de las baterías a futuro en los consumidores finales puede quedar registrada regularmente para su tratamiento en el on/off de la red y manejar eficiencia energética y puntos de energía
21. **Futuros criterios de expansión y diseño:** Las inyecciones harán que los consumos no sean regulares, por tanto se correrán altos riesgos sobre sub dimensionamiento
22. **Desarrollo de la red para ajustarse a la política energética:** Distribuidores rurales, con bajas cargas, no facilitan desarrollos subterráneos ni entallados.
23. **Beneficios de la generación distribuida para la empresa distribuidora:** Para el desarrollo de la generación distribuida, es clave que la regulación permita que el distribuidor vea los beneficios de la generación local y de esta forma tenga incentivos a ampliar la red de manera natural.
24. **Generar los incentivos para que la distribuidora sea proactiva en la detección de polos de generación distribuida**
25. **Concentración de Mercado:** Se debe limitar la propiedad en el sector distribución; esto con el objeto de limitar el poder de mercado en un sector estratégico para el país. Existen grupos económicos que dominan vertical y horizontalmente el sector. Existe integración vertical y dominio territorial. Ejemplo, grupo CGE, Grupo ENEL.
26. **Problema familias b):** Falta el tema de seguridad en la red con el ingreso masivo de generación distribuida. La regulación legal hoy en día no permite (...) ni ha tomado en cuenta las redes rurales y los peligros de generación no informadas a la distribuidora.
27. **Definición de GD y las expectativas relativas a los beneficios esperados:** En un contexto de redes bidireccionales que atienden a consumidores-productores, es deseable que la energía (distribuida) generada distribuidamente llegue a nivel de Tx. Se habla de las limitaciones que un PMGD puede tener aguas arriba, por ejemplo al llegar a la subestación. Al respecto es importante analizar si esto es algo deseado o no.



CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N° 3 que resume la validación y priorización de problemas presentados por el equipo PUC a los participantes.



Durante la dinámica y luego de haberse enfrentado a la serie de problemas preliminares levantados por el equipo PUC, los participantes de cada grupo tuvieron la oportunidad de discutir, comentar y re-priorizar dichos problemas. ⁴A continuación se describe la dinámica que se desarrolló en cada uno de los grupos.



Priorización individual de problemas levantados por la PUC

Discusión y re-priorización de problemas en grupo

⁴ Los problemas levantados por el equipo PUC provienen de la discusión y socialización de los mismos participantes en eventos y talleres anteriores (Talleres Hotel San Francisco, Hotel Hyatt y Seminario Internacional “El futuro de la distribución de energía eléctrica” realizado del 29 de septiembre).



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



3.1 Grupo 1 “El desarrollo de la red de distribución”: Validación y priorización de problemas

Se presenta a continuación la priorización realizada en sala y luego la priorización levantada a través del Formulario N°2 “Validación y priorización de problemas” para el Grupo N°1 “El desarrollo de la red de distribución.”

3.1.1 GRUPO 1 - VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: TRABAJO EN SALA

Para cada uno de los grupos se describe a continuación la dinámica que se desarrolló en cada uno de sus subgrupos liderados por los coordinadores, uno por **Danilo Zurita** de la CNE y otro por **David Watts** de la PUC.

Subgrupo liderado por Danilo Zurita

En este subgrupo se revisaron los problemas en el mismo orden en el que se presentaron en el Formulario N° 2. Los participantes tuvieron la oportunidad de comentar cada problema y al mismo tiempo el Coordinador (Danilo Zurita) rescatar la cantidad de votos de cada problema para las primeras 3 prioridades. A partir de esta información, se destaca que los problemas sobre la **familia a) expansión de la red de distribución** que recibieron mayor atención y, por lo tanto, se consideran prioritarios son los siguientes:

“Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de nuevos agentes y tecnologías (PV residencial / PV comercial / PMGD / CHP/GD/Prosumers).”

Se rescata en la sala que 10 personas marcaron este problema entre sus primeras dos prioridades (seis como primera prioridad, cuatro como segunda prioridad y cero como tercera prioridad). Además, los participantes ponen énfasis en que el problema es más bien como **preparar** la red para nuevas tecnologías, nuevos esquemas operativos, nuevos agentes, entre otros.

*“Cómo asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, etc.)”*

Ocho personas establecieron el problema anterior entre sus primeras tres prioridades (tres como primera prioridad, tres como segunda prioridad y dos como tercera prioridad). No se registraron comentarios adicionales de los participantes respecto de este problema.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



“Como reducir el costo de servicio y expansión y lograr transferir eficiencia al cliente (si el costo del servicio básico es mayor que el actual en clientes de bajos recursos, la reforma sería un fracaso y aumentaría desconfianza en el sistema).”

Cinco personas establecieron este problema entre sus primeras tres prioridades (cuatro personas como primera prioridad, una persona como segunda prioridad y cero como tercera prioridad). En este problema los participantes comentaron que el objetivo es la eficiencia económica y la calidad de servicio, no la reducción de costos en sí misma. Se señala que la reducción de costos es en realidad una consecuencia deseable.

*“Cómo lograr cobertura universal. Dar 100% de **cobertura y acceso** a comunidades aisladas a través de diversas soluciones (microrredes aisladas o conectadas a la red en zonas fuera de áreas de concesión y en zonas remotas de alto costo).”*

Este problema recibió tres votos como primera prioridad y no se contabilizaron los votos de las otras prioridades. Respecto de este tópico hubo bastantes comentarios. Por un lado, algunos participantes opinan que no es necesario imponer la electrificación a ciertas comunidades que posiblemente no la requieren, pues solucionan sus problemas energéticos con otras fuentes. En esa misma línea, se señala que el problema debe ser visto desde una perspectiva más integral, no sólo desde la perspectiva eléctrica y que se debe buscar el 100% de cobertura energética (no necesariamente eléctrica). Por otro lado, hubo participantes que sí consideran que el Estado debe garantizar el acceso eléctrico a todas las comunidades, sin imponerlo. De esta forma, en el caso de que una comunidad requiera suministro en algún momento debe poder tener acceso (ej.: emergencia médica).

Otro tema que no destaca por la priorización contada en sala pero que sí se comentó entre los participantes es la del reconocimiento de la diversidad de clientes o las divergencias en la disposición a pagar. Hay acuerdo en que debe haber una base de calidad que garantice una cierta calidad de servicio a todos. Sin embargo, se agrega que para los clientes más exigentes, podría permitirse ofrecer una mejor calidad de servicio. Es decir, segmentar hacia arriba, garantizando un mínimo nivel de calidad.

Los cuatro problemas anteriores son los que en sala recibieron mayor atención y los que se logró rescatar como prioritarios en la misma sala respecto del tema de la familia a) **expansión de la distribución**. A continuación, se destacan los problemas respecto de la familia b) **calidad de la red de distribución**, que recibieron mayor priorización por parte de los participantes.

“Falta de definición sobre acceso, cobertura y confiabilidad”



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



En este tema hay acuerdo entre los participantes (muchos marcan como primera prioridad) de que la regulación requiere mejores definiciones sobre todos los temas relacionados con calidad de servicio. No hay mayores comentarios al respecto.

“Falta de incentivos para mejorar la calidad de servicio (empresa modelo no captura todas las realidades, incentivos a cumplir justo)”

Nueve participantes identificaron al problema anterior como de primera prioridad. Esto dentro del contexto de rigidez de la regulación. Se explicita también que debe existir un incentivo a la innovación y se debate sobre el mecanismo para dar incentivos suficientes.

“Mejorar la fiscalización y monitoreo usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente”

Cinco participantes marcaron como de primera prioridad el problema anterior relacionado con la calidad comercial y la experiencia del usuario. Bajo esta misma temática, se comenta en el grupo que se debe mejorar la experiencia del cliente, el problema está en la definición de este concepto que es muy amplio. Asimismo, se señala que se puede partir por mejorar el sistema de catastro de quejas y con retroalimentación de información hacia el usuario. Se señala también que se debiera dejar la libertad a cada distribuidora de cómo mejorar la experiencia de sus clientes, pues existen realidades y tipos de clientes muy diferentes en el país. Así, la solución para algunas distribuidoras será incrementar el uso de tecnologías de información, pero para otras puede ser establecer más oficinas de atención a clientes.

“Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc.”

Cuatro participantes marcaron el problema anterior como su primera prioridad. Sin embargo, los comentarios que se emitieron en la sala estuvieron más relacionados al problema sobre la falta de definición clara sobre la **propiedad del medidor y de la información que se genera con el mismo**. El usuario debe tener acceso a la información que se genera a través del medidor.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Subgrupo liderado por David Watts

En este subgrupo se consultó por la priorizaron de los problemas a los participantes rápidamente y luego se pidió re-priorizar. No hubo mayores comentarios respecto de los problemas, sino más bien se recomendó fusionar algunos. A continuación, se enumeran los problemas que recibieron mayor prioridad en la **familia a) expansión de la red de distribución** de acuerdo a los participantes y que quedaron destacados en la papelógrafo. **Luego de cada problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.**

1. Cómo asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, etc.)(6 votos)
2. Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de **nuevos agentes y tecnologías** (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/). (10 votos)
3. Necesidad de un operador técnico y de mercado (DSO). (4 votos)
4. Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de **nuevos agentes y tecnologías** (grandes penetraciones de PV residencial y comercial, PMGDs y CHP, gran cantidad de prosumers y penetración de vehículos eléctricos (EV)). (9 votos)
5. Cómo lograr cobertura universal. Dar 100% de **coberturay 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). (7 votos)
6. Reconocer **diversidad de realidades** de empresas y zonas geográficas en términos de la relación costo-confiabilidad-tarifa. (6 votos)
7. Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores). (12 votos)
8. Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, urbanismo y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impacto. (8 votos)
9. Cómo **incorporar las TICs** y reconocer sus costos en la expansión de la red para lograr menos fierros y más inteligencia. (7 votos)

De la lista anterior, algunos participantes recomiendan fusionar los problemas 2 y 4 y los problemas 7 y 8.

A continuación, se levantan los problemas destacados en sala respecto de la **familia b) sobre calidad de la red de distribución** que quedaron destacados en el papelógrafo. **Luego de cada**



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.

1. Falta sincerar el **trade-off costo-confiabilidad** y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad). (7 votos)
2. Cómo mejorar la disponibilidad de servicio para alcanzar las **metas de la política energética a 2035 y 2050**.(4 votos)
3. Falta de **incentivos para mejorar la calidad de servicio** (empresa modelo no captura todas las realidades, incentivos a cumplir justo). (8 votos)
4. Permitir que se ofrezcan distintas calidades (reducir los estándares en algunas realidades y alzarlos en otras). (5 votos)
5. Falta incorporar nuevas tecnologías (smart grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc. (7 votos)

3.1.2 GRUPO 1 - VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N° 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS”

En esta sección se resume el trabajo individual realizado por los participantes en el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas.”

Siendo el primer taller de esta serie de 12 talleres totales, la primera versión de las instrucciones no fue todo lo clara que se hubiese deseado. La priorización para todos los problemas de expansión debía realizarse sin repetir prioridades o preferencias. Sin embargo, varias personas desarrollaron sus propios métodos de priorización en lugar del indicado. De todas formas, posteriormente se explicó que lo importante son las primeras 5 priorizaciones y se les pidió re-priorizar. De los 33 formularios que se recibieron, 17 formularios se encuentran correctos y 16 presentan priorizaciones en las que repiten alguna prioridad en una o más ocasiones. Por ejemplo, a dos o más problemas fueron clasificados en primera prioridad. A pesar de ello, como se verá más adelante al procesar las priorizaciones sí se logra identificar los problemas más importantes para los participantes, pues aun no considerando los formularios con errores varias de las prioridades grupales se mantienen.

Priorización de los problemas de la familia A) Expansión de la red de distribución

A continuación, se presenta la priorización individual de problemas del primer bloque de trabajo (familia A) asociados a la expansión de la red de distribución. Esto presenta el detalle



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



de las respuestas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización”. Primero se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°23 (última prioridad). Por último, se clasifican las preferencias en 4 categorías: se llaman alta prioridad las prioridades entre 1 y 5, significativa prioridad las prioridades entre 6 y 10, menor prioridad las prioridades entre 11 y 15 y de baja prioridad las prioridades mayores a 15.

Los siguientes tres problemas representan los mayores desacuerdos entre los participantes con al menos 10 personas indicando esta opción. La discusión de los desacuerdos se aborda en el taller 2

1. (P5) Reconocer mayor **disposición a pagar** de algunos grupos de clientes para obtener más y mejores servicios (mejorar servicios por sobre reducir costos).
2. (P2) Como reducir el costo de servicio y expansión y lograr transferir eficiencia al cliente (si el costo del servicio básico es mayor que el actual en clientes de bajos recursos, reforma sería un fracaso y aumentaría desconfianza en el sistema).
3. (P4) Reconocer **diversidad de clientes** y disposición a pagar. Ofrecer trade-off costo-confiabilidad y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Num prob.	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad																				Nivel de prioridad							
	A	D	Alta					Significativa					Menor					Baja					Alta	Significativa	Menor	Baja				
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Suma 1-5	Suma 6-10	Suma 11-15	Suma > 15	
1	30	2	9	5	4	5	2	2	1	1																25	4			
2	22	11	6	3	7		2	1			1						1									16	3	2	1	
3	32	1	10	7	3	1	2	4	2	1																23	7			
4	22	10	1	2	3	4	2	1	2	1	1	1	2				2				1					12	7	3	1	
5	16	12		1	4	2	1		2	1	1	1		1	1					1				1		8	4	4	2	
6	29	2	2	3	4	4		2		3	1	4	1	1	1	1		1		1						13	10	6	2	
7	30	3		4	2	4	2	1	2	2	2		2	1	1	1		1		1		1	2			12	7	9	4	
8	32	1	9	9	1		3	2	2	1	1	2		1			1									22	8	2		
9	24	7	1	2	1	2		3	2	3		2	1	2			2					2	1			6	10	8	3	
10	22	6	3	1	5	1	3	1	1			2			1					2	1		1			13	4	5	4	
11	24	4	1	1	2	1	3	3	1	2	1	1	2	1						2	1			1		8	8	6	3	
12	28	4	1	6	3	2	3	1	2	3		1	1	2		1				1						15	7	5	1	
13	28	3	2	3	1	4		2	3			2	1	2	2	1				1		3				10	7	10	4	
14	28	4	8	5	2	3	3		2				2		2	1										21	2	5		
15	24	8		5	3	4	1				1			2	1				3		1	2				13	1	9	6	
16	29	4	1	6	4	2	1	2		1		1		2	1	1	2		1	2	1					14	4	10	4	
17	30	3	5	3	2	1	2	1	1	1	2			2	1	2	1		1	2	1					13	5	10	4	
18	27	5	4	1	4		1	2	3		3		2						2		1	2				10	8	7	5	
19	28	4	3	4	2	3		1		1			1	2	1	1	1		4				1		1	12	2	12	6	
20	29	2	4	5	1	2	1	1	1	1	4	1	1		3	1	2							1		13	8	8	1	
21	23	8		3	4	3	1	1		1	1	1		1			1		1		1		3			11	4	7	5	
22	31	1	10	5	1	1	1	1		1		1	1		2	1				1	1	2	1			18	3	9	5	
23	27	4	2	8	1	3	3		1	1	1	1		1	1									1	1	1	17	4	5	3

Las primeras prioridades grupales se identifican sumando cuantos participantes identificaron al problema entre su primera y quinta prioridad. A continuación, se indican las primeras cinco prioridades grupales, considerando y sin considerar los formularios con errores mencionados anteriormente.

Las primeras cinco prioridades grupales de expansión de la red de distribución, es decir, con prioridad alta, considerando todos los formularios (correctos e incorrectos), son las siguientes:

1. (P1) Cómo asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, etc.)
2. (P3) Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de nuevos agentes y tecnologías (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/).
3. (P8) Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de nuevos agentes y tecnologías (grandes penetraciones de PV residencial y comercial, PMGDs y CHP, gran cantidad de prosumers y penetración de vehículos eléctricos (EV)).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



4. (P14) Cómo lograr cobertura universal. 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).
5. (P22) Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores).

El problema de quinta prioridad es el único que no se repite al considerar sólo los formularios correctos. En ese caso, la quinta prioridad pasa a ser la siguiente:

5a.(P12) Falta de planificación coordinada con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal)

El conjunto completo de problemas asociados a la familia A) sobre expansión de la distribución considerando todos los formularios entregados por los participantes se presenta en la siguiente tabla.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas Familia a) Expansión de la red de distribución	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma
1. Cómo asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, etc.)	9	5	4	5	2	25
3. Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de nuevos agentes y tecnologías (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/).	10	7	3	1	2	23
8. Cómo incorporar en la expansión de la red el efecto de nuevos agentes y tecnologías (grandes penetraciones de PV residencial y comercial, PMGDs y CHP, gran cantidad de prosumers y penetración de vehículos eléctricos (EV)).	9	9	1	0	3	22
14. Cómo lograr cobertura universal. Dar 100% de cobertura y acceso a comunidades aisladas a través de diversas soluciones (microrredes aisladas o conectadas a la red en zonas fuera de áreas de concesión y en zonas remotas de alto costo).	8	5	2	3	3	21
22. Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores).	10	5	1	1	1	18
23. Falta de coherencia con otras industrias como gas, diésel, transporte, urbanismo y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.	2	8	1	3	3	17
2. Cómo reducir el costo de servicio y expansión y lograr transferir eficiencia al cliente (si el costo del servicio básico es mayor que el actual en clientes de bajos recursos, reforma sería un fracaso y aumentaría desconfianza en el sistema).	6	3	7	0	0	16
12. Falta de planificación coordinada con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal)	1	6	3	2	3	15
16. 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.	1	6	4	2	1	14
6. Cómo aprovechar la digitalización de la red para reducir costos y mejorar la operación de la red.	2	3	4	4	0	13
10. Necesidad de un operador técnico y de mercado (DSO).	3	1	5	1	3	13
15. Expandir a comunidades aisladas: Comunidades pueden ser un obstáculo si no son incorporadas y educación es importante. (subsidio?)	0	5	3	4	1	13
17. Reconocer diversidad de realidades de empresas y zonas geográficas en términos de la relación costo-confiabilidad-tarifa.	5	3	2	1	2	13
20. Cómo incorporar las TICs y reconocer sus costos en la expansión de la red para lograr menos fierros y más inteligencia.	4	5	1	2	1	13
4. Reconocer diversidad de clientes y disposición a pagar. Ofrecer trade-off costo-confiabilidad y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad).	1	2	3	4	2	12
7. Desarrollar la red para habilitar nuevos servicios sin agregar costos innecesarios (habilitar servicios sin cargar costos a los demás).	0	4	2	4	2	12
19. Limitada o nula información a la comunidad: al día de hoy es prácticamente imposible conocer las condiciones presentes 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.)	3	4	2	3	0	12
21. 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 y para alimentar este taller.	0	3	4	3	1	11
13. Planificación considerando incertidumbre de penetración de nuevas tecnologías y servicios.	2	3	1	4	0	10
18. Asimetría de información al regulador: mejorar la información entregada por empresas para mejorar los procesos de expansión, la regulación, fiscalización, etc.	4	1	4	0	1	10
5. Reconocer mayor disposición a pagar de algunos grupos de clientes para obtener más y mejores servicios (mejorar servicios por sobre reducir costos).	0	1	4	2	1	8
11. Dificultad para incorporar eficiencia energética en la expansión de la red.	1	1	2	1	3	8
9. Incentivar a agregadores/comercializadores a la EE y a expandir la red	1	2	1	2	0	6



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Priorización de los problemas de la familia b) Calidad de la red de distribución

A continuación se presenta la priorización individual de problemas del segundo bloque de trabajo (familia B) asociados a la expansión de la red de distribución. Contiene el detalle de las respuestas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización”. Primero se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°19 (última prioridad). Por último, se clasifican las preferencias en 4 categorías: se llaman alta prioridad las prioridades entre 1 y 5, significativa prioridad las prioridades entre 6 y 10, menor prioridad las prioridades entre 11 y 15 y de baja prioridad las prioridades mayores a 15.

Los siguientes dos problemas representan los mayores desacuerdos entre los participantes con al menos 10 personas indicando esta opción. La discusión de los desacuerdos se aborda en el taller 2.

1. (P3) Ley de equidad tarifaria iguala tarifas de energía pero con distintas confiabilidades.
2. (P2) Permitir que se ofrezcan distintas calidades (reducir los estándares en algunas realidades y alzarlos en otras).

Num prob.	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad																				Nivel de prioridad						
	A	D	Alta					Significativa					Menor					Baja					Alta	Significativa	Menor	Baja			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Suma 1-5	Suma 6-10	Suma 11-15	Suma > 15
1	22	7	6	7	2	1	1	1	1	1					2	1										16	4	3	1
2	19	10	2	5	5	1	1	1	2		1				1											13	4	2	1
3	16	12	2	1	5				2			2			1			2								8	2	5	2
4	26	4	12	1	1	2			2	1		2	1	1	1				1							16	3	6	2
5	23	4	6	4	2	2	1	1	1	1		2			2											14	4	4	2
6	27	2	2	3	7	5	2	2	1	2				1					1							19	5	2	1
7	25	3	1	3	4	2	6	1	2	1	1	1	1	1	1											16	4	4	1
8	26	4	2	6	2	3	2	4	2	1		1			1			2								15	7	4	2
9	30	1	12	6	2	2	1	5	1																	23	6		
10	22	8	1	3	4	4	1	1	2	1	2			1					1							13	6	2	1
11	20	9	1	4	2	1	3	1		1	1	1	1	2					1							11	3	5	1
12	26	4	7	5	3	3	2	2	1			2	2													18	5	4	
13	24	4	3	3	5	1	1	2	1	1		2	1	2				1								13	4	6	1
14	28	3	2	3	3	5	1	1	1	1		1	2	2	1	1				1						14	3	8	2
15	27	4	4	2	5	1	1	1	2	1	1	2	2		2			1	1	1						13	5	7	3
16	23	7	1	2	1	2	4	1			1	2	1	1	1	3				1						10	1	9	1
17	23	7	2	4	1		1	1		2	1	3	1	2		1			1							7	4	9	2
18	30	1	6	5	7	1	1	1	1		1	1		2	1											20	4	5	
19	24	7	4	3	4		2	1		1	1	1			2	1	1			1						13	2	6	2



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Las primeras cinco prioridades de problemas asociados a la calidad de la red de distribución considerando todos los formularios se presentan a continuación:

1. (P9) Falta de incentivos para mejorar la calidad de servicio (empresa modelo no captura todas las realidades, incentivos a cumplir justo).
2. (P18) Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc.
3. (P6) Cómo mejorar 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.
4. (P12) Mejorar la fiscalización y monitoreo usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.
5. (P1) Falta sincerar el trade-off costo-confiabilidad y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad).

Al considerar sólo los formularios correctamente contestados, la lista anterior mantiene tres de sus problemas (1, 3 y 5) y se agregan 2 nuevos. La lista de las primeras cinco prioridades considerando sólo los formularios correctamente contestados se presenta a continuación (se han destacado con negrita los problemas nuevos respecto de la lista anterior):

15. (P9) Falta de incentivos para mejorar la calidad de servicio (empresa modelo no captura todas las realidades, incentivos a cumplir justo).
16. (P18) Falta sincerar el trade-off costo-confiabilidad y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad).
17. **(P5) Cómo mejorar disponibilidad de servicio para alcanzar las metas de la política energética a 2035 y 2050.**
18. (P6) Cómo mejorar 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.
19. **(P7) Falta de Flexibilizar estándares de seguridad y calidad y permitir el desarrollo de microredes aisladas y conectadas a la red.**

A continuación, se presenta el conjunto completo de problemas asociados a la calidad de servicio de la distribución ordenados por prioridad y considerando todos los formularios entregados por los participantes:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas familia b) calidad de red de distribución	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma
9. Falta de incentivos para mejorar la calidad de servicio (empresa modelo no captura todas las realidades, incentivos a cumplir justo).	12	6	2	2	1	23
18. Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc.	6	5	7	1	1	20
6. Cómo mejorar 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.	2	3	7	5	2	19
12. Mejorar la fiscalización y monitoreo usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.	7	5	3	0	3	18
1. Falta sincerar el trade-off costo-confiabilidad y segmentar clientes (que clientes entiendan el costo de mejorar su confiabilidad).	6	7	2	1	0	16
4. Falta de definición sobre acceso, cobertura y confiabilidad	12	1	1	2	0	16
7. Falta de Flexibilizar estándares de seguridad y calidad permitir el desarrollo de microredes aisladas y conectadas a la red.	1	3	4	2	6	16
8. Incorporar resiliencia frente a catástrofes naturales	2	6	2	3	2	15
5. Cómo mejorar disponibilidad de servicio para alcanzar las metas de la política energética a 2035 y 2050.	6	4	2	2	0	14
14. Información: propiedad y uso de la información para eliminar asimetrías de información (fiscalizador, ofrecer nuevos productos y servicios).	2	3	3	5	1	14
2. Permitir que se ofrezcan distintas calidades (reducir los estándares en algunas realidades y alzarlos en otras).	2	5	5	0	1	13
10. La rigidez de las tarifas actuales puede impactar en la calidad de servicio al no permitir mover carga de la punta.	1	3	4	4	1	13
13. Mejorar la experiencia del usuario.	3	3	5	1	1	13
15. Falta de acceso a la información de calidad de servicio.	4	2	5	1	1	13
19. 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.).	4	3	4	0	2	13
11. Incorporar sistemas de resolución de conflictos (oficinas de reclamos en empresas no parecen funcionar).	1	4	2	1	3	11
16. Falta definición en el ámbito de privacidad, almacenamiento y propiedad de la información.	1	2	1	2	4	10
3. Ley de equidad tarifaria iguala tarifas de energía pero con distintas confiabilidades.	2	1	5	0	0	8
17. Necesidad de protocolos de registro y comunicación de información y reglas claras sobre su uso.	0	2	4	1	0	7



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

Validación y priorización de problemas

Se presenta a continuación la priorización realizada en sala y luego la priorización levantada a través del Formulario N°2 “Validación y priorización de problemas” para el Grupo N°2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”.

3.2.1 GRUPO 2- VALIDACIÓN, PRIORIZACIÓN Y PRINCIPALES COMENTARIOS DE LOS PARTICIPANTES REALIZADOS EN SALA

Para cada uno de los grupos se describe a continuación la dinámica que se desarrolló en cada uno de sus subgrupos liderados por los coordinadores, uno por **Rodrigo Gutiérrez** de la CNE y otro por **Hugh Rudnick** de la PUC.

Durante la dinámica, y luego de haberse enfrentado a una serie de desafíos y problemas levantados por el equipo PUC y explicitados en los formularios, los participantes tuvieron la oportunidad de discutir, comentar y re-priorizar dichos problemas. A continuación, se describe la dinámica que se desarrolla en cada uno de los 2 subgrupos.

Subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez

En este subgrupo, luego de una larga discusión sobre los problemas nuevos propuestos por los participantes se priorizaron los problemas preliminares PUC en el mismo orden en el que se presentaron en el Formulario N°2. El coordinador (Rodrigo Gutiérrez) rescató la cantidad de votos de cada problema para las primeras tres prioridades. A partir de esta información se destaca que los problemas actuales de tarificación vía área típica que recibieron mayor atención, y por lo tanto, se consideran prioritarios son los siguientes:

1.- *“¿Se abandona la tarificación vía áreas típicas o se introducen mejoras a esta?”*

2.- *“Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente, con la eficiencia correspondiente.”*

El problema N°1 es el que recibe mayor priorización, con una suma de catorce votos dentro de sus primeras tres prioridades, con tres primeras prioridades, ocho segundas prioridades, y tres terceras prioridades. El problema N°2 también tiene una muy alta priorización con diez votos entre sus primeras tres prioridades (seis en primera prioridad, tres en segunda prioridad y uno en primera prioridad). De la misma manera que en otro grupo liderado por Hugh Rudnick, se comenta que ambos problemas se podrían convertir en uno solo, ya que de acuerdo a varios de los presentes, representan un problema en común.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



El problema N°6 enunciado a continuación también es considerado prioritario por los participantes de este grupo, con un total de once votos entre sus primeras tres prioridades (un voto en primera prioridad, cinco votos en segunda y cinco en tercera prioridad).

6.- “Proceso de tarificación debería estar acorde al actual desarrollo institucional: panel de expertos, estudios tarifarios público-privado. El panel de expertos no existía cuando se definió la tarificación de la distribución.”

El resto de los problemas no recibieron altas priorizaciones en la sala. Pero se hace notar que en ambos grupos, tanto el liderado por Hugh Rudnick como por Rodrigo Gutiérrez, establecieron entre sus primeras prioridades el problema sobre las áreas típicas y la empresa modelo y sobre el proceso de tarificación y su congruencia con el desarrollo institucional.

Luego de las priorizaciones de la familia A de problemas propuestos se pasó a las **familias B y C sobre remuneración para la distribución del futuro y tarifas y contratos entre agentes respectivamente**. Los problemas 2, 10, 4 y 6, son los que recibieron más alta prioridad en sala y se enuncian a continuación:

2.- “Reconocimiento en las tarifas de nuevas tecnologías en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento).”

El problema N° 2 de este grupo obtuvo un total de diez votos en sus primeras tres prioridades dentro de los participantes, de los cuales tres fueron primera prioridad, seis segunda prioridad y uno tercera prioridad. No hubo mayores comentarios al respecto.

10.- “Desacople de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía (GD, eficiencia energética)”

El problema N° 10 obtuvo un total de ocho votos dentro de sus primeras tres prioridades, y al igual que en el subgrupo liderado por Hugh Rudnick, es considerado como prioritario por los participantes. De los ocho votos, tres fueron en primera prioridad, tres en segunda y dos en tercera prioridad.

4.- “Falta un esquema de remuneración basado en el performance que entregue los incentivos que correspondan”

El problema N°4 también es considerado como de alta prioridad pues recibe seis votos entre sus primeras tres priorizaciones (tres en primera prioridad, uno en segunda y dos en tercera prioridad).



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



6.- *“Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la eficiencia energética, calidad, etc.”*

El problema N° 6 también recibió 6 votos totales (dos en primera prioridad y 4 en tercera prioridad) y, por tanto, también queda destacado como un problema importante para los participantes del taller ya que se repite en ambos subgrupos (Hugh Rudnick y Rodrigo Gutiérrez) como un problema prioritario.

Subgrupo liderado por Hugh Rudnick

En este subgrupo luego de comentar los problemas nuevos propuestos por los participantes, se realizó una priorización de los problemas levantados por el equipo PUC en el mismo orden en el que se presentaron en el Formulario N° 2. Los participantes tuvieron la oportunidad de comentar cada problema, y al mismo tiempo, el coordinador (Hugh Rudnick) rescataba la cantidad de votos de cada problema para las primeras tres prioridades. A partir de esta información, se destacan los problemas asociados a la **familia A sobre problemas actuales de la tarificación vía área típica**, que recibieron mayor atención en sala y que, por lo tanto, se consideran prioritarios son los siguientes:

2.- *“Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente, con la eficiencia correspondiente.”*

Se rescata en la sala que ocho personas marcaron este problema como su primera prioridad. Asimismo, se realizaron varios comentarios sobre la dificultad del modelo de remuneración actual para capturar las diversas realidades de los sistemas de distribución en Chile. Además, varios participantes recomiendan asociar este problema con el problema N°1 *“¿Se abandona la tarificación vía áreas típicas o se introducen mejoras a esta?”*

Otro problema con destacada prioridad identificada en sala es el siguiente:

14. *“Falta de flexibilidad de la tarificación. El modelo regulatorio actual es bastante rígido, en lo normativo en general, y específicamente, en el esquema tarifario.”*

Este problema obtuvo 12 votos, dentro de los cuales cuatro fueron primera prioridad, cuatro fueron segunda prioridad, y cuatro fueron tercera prioridad. Al respecto hubo discusión si en realidad el problema es la falta de flexibilidad, pues se argumentó que en la actualidad se posee absoluta flexibilidad para definir todos los esquemas tarifarios que se quiera. El real problema es que no ha existido la voluntad de hacerlo. Además, se agregó que la CNE dejó abierta la opción de poder crear tarifas nuevas. Estas son las **tarifas flexibles reguladas**.

Otros problemas que tuvieron una alta priorización en sala, pero sobre los cuales no hubo mayor discusión son los siguientes:



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



6. *“Proceso de tarificación debería estar acorde al actual desarrollo institucional: panel de expertos, estudios tarifarios público-privado. El panel de expertos no existía cuando se definió la tarificación de la distribución.”*

El problema N°6 recibió 11 votos entre primera y tercera prioridad. Cuatro fueron de primera prioridad, cinco de segunda prioridad y dos de tercera prioridad.

9. *“Falta de flexibilidad de la tasa de costo de capital. La regulación debiera permitir una tasa que se vaya adaptando a las condiciones de mercado”*

El Problema N°9 recibió 10 votos entre primera y tercera prioridad. Dos corresponden a primera prioridad, cuatro a segunda prioridad y cuatro a tercera prioridad.

Respecto de los problemas asociados a la **familia B y C sobre remuneración para la distribución del futuro y tarifas y contratos entre agentes respectivamente**, se destacan cuatro problemas que recibieron una alta votación de sus tres primeras prioridades. A continuación, se enuncian los problemas y se describen los principales comentarios en caso de haber.

6.- *“Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la eficiencia energética, calidad, etc.”*

Este punto recibió doce votaciones con prioridades entre uno y tres, siendo uno de los más priorizados en este grupo (cuatro votos en primera prioridad, segunda y tercera prioridad). Con respecto a este problema, los participantes agregan que dentro de los “elementos” que se deben considerar faltan los vehículos eléctricos. Se comenta también en sala que se podría introducir el problema N° 7 dentro del problema N°6 al apuntar al mismo objetivo.

A su vez, otro problema destacado entre los participantes en sala del subgrupo liderado por Hugh Rudnick es el N°4 que se enuncia a continuación:

4.- *“Falta de un esquema de remuneración basado en el performance que entregue los incentivos que correspondan.”*

Este problema obtuvo un total de 11 votos dentro de sus primeras tres prioridades, de los cuales tres fueron en primera prioridad, siete en segunda prioridad, y uno en tercera prioridad.

Por último, los problemas N°10 y N°18 también recibieron una alta priorización en sala con 9 y 8 votos entre sus primeras tres prioridades, respectivamente. El problema N°10 presenta seis votos en primera prioridad, dos en segunda prioridad y una en tercera prioridad, mientras que el problema N°18 tiene cuatro votos en primera prioridad, uno en segunda prioridad y tres en tercera prioridad.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



10.- “Desacople de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía (GD, eficiencia energética)”

18.- “Identificación de otras actividades en distribución que podrían separarse y donde podría haber competencia (comercialización, eficiencia energética, generación distribuida, almacenamiento)”

3.2.2 GRUPO 2- VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N° 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS”

En esta sección se resume el trabajo individual realizado por los participantes en el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas.”

Se recopilaron un total de 47 formularios N°2 completos. El equipo PUC levantó un total de 35 problemas, los cuales se separaron en tres familias, la familia A sobre problemas actuales de la tarificación vía área típica, la familia B sobre remuneración para la distribución del futuro, y la familia C sobre tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro. La familia A se prioriza de forma independiente, mientras que la familia B y C se priorizan de forma conjunta por los participantes del taller.

Priorización de la Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica

A continuación, se presenta la priorización individual de problemas del primer bloque de trabajo (familia A) asociados a la tarificación vía área típica. Se presenta el detalle de las respuestas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización”. Primero, se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°15 (última prioridad, dado que esta familia posee 15 problemas propuestos). Por último, se clasifican las preferencias en 4 categorías: se llaman alta prioridad a las prioridades entre 1 y 5, significativa prioridad a las prioridades entre 6 y 10, y menor prioridad a las prioridades entre 11 y 15.

Hubo tres problemas en los que varios participantes manifestaron estar en desacuerdo (mayor o igual a 10 personas) y son los siguientes:

4. (P7) Estudio de costos más frecuente. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



5. (P13) Falta la incorporación de todo el territorio nacional en la equidad tarifaria, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
6. (P11) Falta de transparencia en la información tarifaria y de información en la boleta al usuario final.

Num prob.	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad															Nivel de prioridad					
	A	D	Alta					Significativa					Menor					Baja		Alta	Significativa	Menor	Baja
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Suma 1-5	Suma 6-10	Suma 11-15	Suma >15
1	27	2	2	9	6	2	1	1	2	3	2				1	1	1			20	8	3	
2	34	1	16	3	4	3	2	5	2		1	3	2	1	1					28	11	4	
3	25	6		2	2	3	4		4	4	4	2	1	1	1	1	2			11	14	6	
4	27	5	4	2	4	4	4	2	6	4	3	2	1							18	17	1	
5	30	2	1	2	2	6	5	4	4	4	5	1	1		1		1			16	18	3	
6	34		4	10	8	3	2	2	2	1		5	2		1	2	1			27	10	6	
7	18	15	1	3	3	4	4	3	1	1		1		2	2	1	4			15	6	9	
8	31	1	1	4	5	7	5	3	2	2	2	2	1	1		1				22	11	3	
9	27	5	5	5	3	4	3	3	2	1	1	2	1	2	1	1				20	9	5	
10	27	3	1		3	3	2	6	2	2	7	1	5	1		1	2			9	18	9	
11	21	10	3	1	1	1	2		2	1		6	5	6		1	1			8	9	13	
12	19	9		1				1	2	2	1		6	7	4	4				1	6	21	
13	19	13				1		1	1	2	4	2	2	1	5	4	3			1	10	15	
14	30	5	5	7	4	1	3	3	5	3	1	3		2	1		1			20	15	4	
15	31	4	6		4	3	3	4	1	9	1		1	1	2	1	1			16	15	6	



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Las primeras prioridades grupales se identifican sumando cuantos participantes identificaron al problema entre su primera y quinta prioridad. A continuación, se indican las primeras cinco prioridades grupales, del total de quince problemas propuestos para la familia A. Los primeros cinco problemas con mayor priorización dentro del grupo de problemas de tarificación vía área típica son las siguientes:

6. (P2) Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente, con la eficiencia correspondiente.
7. (P6) Proceso de tarificación debería estar acorde al actual desarrollo institucional: panel de expertos, estudios tarifarios público-privado. El panel de expertos no existía cuando se definió la tarificación de la distribución.
8. (P8) Falta de congruencia en los estudios de costos que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas.
9. (P1) ¿Se abandona la tarificación vía áreas típicas o se introducen mejoras a esta?
10. (P9) Falta de flexibilidad de la tasa de costo de capital. La regulación debiera permitir una tasa que se vaya adaptando a las condiciones del mercado.

Se presenta a continuación el conjunto completo de problemas actuales de la familia A tarificación vía área típica, considerando todos los formularios entregados por los participantes y ordenados de mayor a menor prioridad grupal.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas de financiamiento de la red y su tarificación							
a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma	
2,- Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente, con la eficiencia correspondiente.	16	3	4	3	2	28	
6,- Proceso de tarificación debería estar acorde al actual desarrollo institucional: panel de expertos, estudios tarifarios público-privado. El panel de expertos no existía cuando se definió la tarificación de la distribución.	4	10	8	3	2	27	
8,- Falta de congruencia en los estudios de costos que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas.	1	4	5	7	5	22	
1,- ¿Se abandona la tarificación vía áreas típicas o se introducen mejoras a esta?	2	9	6	2	1	20	
9,- Falta de flexibilidad de la tasa de costo de capital. La regulación debiera permitir una tasa que se vaya adaptando a las condiciones del mercado.	5	5	3	4	3	20	
14,- Falta de flexibilidad de la tarificación. El modelo regulatorio actual es bastante rígido, en lo normativo en general, y específicamente, en el esquema tarifario.	5	7	4	0	3	19	
4,- Estudio tarifario incompleto, sólo llega al VAD, debiera continuar para completar definición tarifaria.	4	2	4	4	4	18	
5,- Necesidad de realizar estudios previos al estudio tarifario que entreguen antecedentes al estudio (definición precios, curvas de carga, economías de ámbito).	1	2	2	6	5	16	
15,- Existe el desafío de mantener y mejorar la eficiencia económica del servicio de redes.	6	0	4	3	3	16	
7,- Estudio de costos más frecuente. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.	1	3	3	4	4	15	
3,- No claridad de criterios en cómo se definen las áreas típicas y como las compañías van asignándose a cada una de ellas.	0	2	2	3	4	11	
10,- Falta de criterios claros para definir los factores de coincidencia y las horas de uso determinados por la CNE	1	0	3	3	2	9	
11,- Falta de transparencia en la información tarifaria y de información en la boleta al usuario final.	3	1	1	1	2	8	
12,- Falta de congruencia AT-BT. Existen diferencias entre tarifas BT y AT respecto de mediciones de potencia, armónicos y potencia reactiva.	0	1	0	0	0	1	
13,- Falta la incorporación de todo el territorio nacional en la equidad tarifaria, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).	0	0	0	1	0	1	



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Priorización de la Familia B: Remuneración para la distribución del futuro y Familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro

A continuación, se presenta la priorización individual de problemas del segundo bloque de trabajo (familia B y C) asociados a tarifas y remuneración para la distribución del futuro. Esto presenta el detalle de las respuestas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización.” Primero se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°20 (última prioridad). Por último, se clasifican las preferencias en cuatro categorías: se llaman alta prioridad las prioridades entre uno y cinco, significativa prioridad las prioridades entre 6 y 10, menor prioridad las prioridades entre 11 y 15 y de baja prioridad las prioridades mayores a 15.

No se registraron grandes desacuerdos entre los problemas presentados. Es más, el problema que registró mayor desacuerdo obtuvo siete votos de desacuerdo y corresponde al problema N° 13 que trata la falta de una alternativa de tarificación de prepago:

13. “Inflexibilidad en las tarifas: no existe el prepago que puede ser una solución para muchos consumidores.”

Num prob.	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad																				Nivel de prioridad						
	A	D	Alta					Significativa					Menor					Baja					Alta	Significativa	Menor	Baja			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Suma 1-5	Suma 6-10	Suma 11-15	Suma >15
1	26	1	3	2	1	2	8	2	3	5	2	1	1	1	2	1	1		2							16	13	5	3
2	29		3	7	2	2		1	4	3	2	2	3	2	2		2	2								14	12	9	2
3	24	3	4	3	1	4		4	2	1	3	3	1	2	1		3		1		2					12	13	7	3
4	25	1	4	7	2	2	2	1	2	1	2		2	1		5				2						17	6	8	2
5	22	5	3	4	4	2	1	2	1	3	3	3			2	1	1		1		2	2				14	12	4	5
6	26		5	4	9	5	4	1	1	4	1	2	1	1				1			1					27	9	2	2
7	24	2	3	2		3		3	4	5	3	2	3	3	2		1	1								8	17	9	1
8	25	1		1	4	4		3	4	2	5	2		3	1	4	1	1		1						9	16	9	2
9	19	3		1	3	1	2		2	4	2	3	2	2	2	2	1	1	1	2						7	11	9	4
10	24	1	10	6	4	3	2	1	1	2	1	3	3	1			2				1					25	8	6	1
11	23	3	1		3	2	1	5					2	3	1	4		2	2	1	2	1	4			7	7	10	10
12	26		2	1	5	4	4	1	5		3	3	1	3	1		2	2	1	2	1					16	12	7	6
13	17	7			1					3		2			2	2	2	3	2	3	2	5				1	5	6	15
14	25	1	4	5	2	2	4	5	2	1	2	3	1	3	3	1				1						17	13	8	1
15	22	1		1	1	1	2	1	4	1	2	2	4	2	2	1	1	2	2	2	1	1	2			5	10	10	8
16	25	1	2	1	6	3	4	1	2	3	3	1	3		2	2	2		1	1	1					16	10	9	3
17	21	2			3	3	4	1	2	1			3	1	1	6	3	3	1		3					6	8	14	7
18	22	4	7	2	2	1	7	4	1				1	2	1	1	1	1	3	1						19	5	6	5
19	21	5	1	3		2	3	2		1	1		2	2	1		1	3	4	2	3	3				9	4	6	15
20	21	4			1	1		3	2	1	1	2	3	3	4	2	2	2	2	2	1					2	9	12	9



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



La familia B y C de problemas suman un total de 20 problemas propuestos, por lo que las priorizaciones se hacen del 1 al 20. Se enuncian a continuación los cinco problemas con mayor priorización (se les solicitó a los participantes focalizarse en sus primeras 5 prioridades).

6. (P6) Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la eficiencia energética, calidad, etc.
7. (P10) Desacople de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía (GD, eficiencia energética)
8. (P18) Identificación de otras actividades en distribución que podrían separarse y donde podría haber competencia (comercialización, eficiencia energética, generación distribuida, almacenamiento)
9. (P4) Falta de un esquema de remuneración basado en el performance que entregue los incentivos que correspondan.
10. (P14) Nuevos esquemas tarifarios, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer gestión de su demanda.

Se presenta a continuación el conjunto completo de problemas actuales de la familia B y C de problemas, considerando todos los formularios entregados por los participantes y ordenados de mayor a menor prioridad grupal.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas de financiamiento de la red y su tarificación						
b) Remuneración para la distribución del futuro						
c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado a Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)						
	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma
6.- Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la eficiencia energética, calidad, etc.	5	4	9	5	4	27
10.- Desacople de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía (GD, eficiencia energética)	10	6	4	3	2	25
18.- Identificación de otras actividades en distribución que podrían separarse y donde podría haber competencia (comercialización, eficiencia energética, generación distribuida, almacenamiento)	7	2	2	1	7	19
4.- Falta de un esquema de remuneración basado en el performance que entregue los incentivos que correspondan.	4	7	2	2	2	17
14.- Nuevos esquemas tarifarios, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer gestión de su demanda.	4	5	2	2	4	17
1.- Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector.	3	2	1	2	8	16
12.- Medición inteligente,	2	1	5	4	4	16
16.- 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.	2	1	6	3	4	16
2.- Reconocimiento en las tarifas de nuevas tecnologías en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento).	3	7	2	2	0	14
5.- 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)	3	4	4	2	1	14
3.- Metodología de la “empresa modelo” debe cambiar a una forma que incluya nuevos servicios que puede ofrecer la distribuidora.	4	3	1	4	0	12
8.- Aporte de la generación distribuida a la remuneración de las redes de distribución ¿Cuáles son los servicios por los que debe pagar?	0	1	4	4	0	9
19.- La agregación de demanda para permitir que los consumidores distribuidos puedan negociar sus precios (Ej: retailers)	1	3	0	2	3	9
7.- Falta de incentivos a la eficiencia energética por parte de la distribuidora,	3	2	0	3	0	8
9.- Riesgos involucrados si se reduce universo de los que participan de la remuneración de las redes (GD, eficiencia energética, etc.).	0	1	3	1	2	7
11.- El medidor del usuario residencial es muy simple, se debe avanzar hacia un medidor que permita medir por lo menos potencia y energía (para BT1).	1	0	3	2	1	7
17.- Definir la coordinación que debe existir entre los agregadores, sus clientes y la distribuidora (coordinación entre agentes),	0	0	0	3	3	6
15.- Habilitar o viabilizar la provisión de nuevos servicios en las redes de distribución y su remuneración,	0	1	1	1	2	5
20.- Se debe definir si las distintas soluciones de generación distribuida pueden participar en distintos mercados, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real.	0	0	1	1	0	2
13.- Inflexibilidad en las tarifas: no existe el prepago que puede ser una solución para muchos consumidores,	0	0	1	0	0	1



3.3 Grupo 3 “Los modelos de negocio de la distribución”: Validación y priorización de problemas

Se presenta a continuación la priorización realizada en sala y luego la priorización levantada a través del Formulario N°2 “Validación y priorización de problemas” para el Grupo N°3 “Los modelos de negocio de la distribución”.

3.3.1 GRUPO 3 - VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: TRABAJO EN SALA

Se describe a continuación la dinámica que se desarrolló en cada uno de sus subgrupos liderados por los coordinadores, uno por **Laura Contreras** de la CNE y otro por **David Watts** de la PUC.

Durante la dinámica y luego de haberse enfrentado a la serie de problemas preliminares levantados por el equipo PUC, los participantes votaron cada problema. Ello para que los coordinadores y los mismos participantes obtengan una idea en sala de las prioridades de los problemas. A continuación se reportan las votaciones obtenidas en sala.

Subgrupo liderado por Laura Contreras

A continuación se enumeran los problemas que recibieron mayor prioridad en la **familia A los habilitadores de nuevos negocios** de acuerdo a los participantes y que quedaron destacados en la papelógrafo. **Luego de cada problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.**

- 1. Falta pasar de pagar “por la energía” a pagar “por la red”. La regulación debería cambiar hacia hacer un cobro por servicio de transporte de energía. (12 votos)
- 3. Falta que en la regulación se haga diferencia entre los fierros y comercialización. (11 votos)
- 19. Existe el desafío de cambiar el paradigma de la distribución respecto a “más vendo, más gano” (por eficiencia energética, económica, desacople, etc.) (10 votos)
- 6. Falta de flexibilidad de la regulación. El modelo actual es bastante rígido, en lo normativo en general; y específicamente, en el esquema tarifario. Falta que las personas puedan escoger su tarifa. (9 votos)
- 22. Existe la necesidad de una legislación que sea flexible y abierta, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen. Flexibilidad de la futura regulación debe ser capaz de adaptarse, permitir la innovación futura, considerar la diversidad que se tienen en el territorio. (7 votos)
- 10. Faltan incentivos (tarifarias u otros) que permiten hacer gestión de demanda. (6 votos)
- 11. Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la calidad, eficiencia energética, etc. (6 votos)
- 16. Falta liberalizar todo lo que pueda hacerse con mayor competencia (antiguos y nuevos servicios). (5 votos)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



A continuación se enumeran los problemas que recibieron mayor prioridad en la **familia B los nuevos modelos negocios** de acuerdo a los participantes y que quedaron destacados en la papelógrafo. **Luego de cada problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.**

- 1. Falta introducir el comercializador que introduzca la competencia y provisión de nuevos servicios. (12 votos)
- 13. Falta establecer una plataforma de información que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. (6 votos)
- 2. Falta que el cliente pueda elegir la generadora (figura de comercializador). (5 votos)
- 10. Falta entender las potenciales soluciones con smart-grid, autos eléctricos y baterías que se pueden producir. (5 votos)
- 21. Falta definir si se permitirá la integración vertical u horizontal, en la industria. (5 votos)
- 18. Falta claridad en que instalar medidores inteligentes debe hacerse con la aprobación de las personas. (3 votos)
- 20. Hay necesidad de propiciar la actualización de equipos o innovación, para estar a la par de otros países y también mejorar la calidad de servicios, mejorar la flexibilidad y apuntar a soluciones a la red. (3 votos)
- 11. Las empresas de distribución enfrentan el desafío de encontrar las soluciones más adecuadas para enfrentar los nuevos requerimientos técnicos y operativos. (3 votos)

Subgrupo liderado por David Watts (Hugh Rudnick)

Al igual que en el grupo liderado por Laura Contreras en este grupo (liderado por David Watts en reemplazo de Hugh Rudnick) se realizó la priorización en sala, para que los participantes obtengan una idea de las prioridades de los problemas. A continuación, se enumeran los problemas que recibieron mayor prioridad en la **familia A los habilitadores de nuevos negocios** de acuerdo a los participantes y que quedaron destacados en la papelógrafo. **Luego de cada problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.**

1. (P22) Existe la necesidad de una legislación que sea flexible y abierta, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen. Flexibilidad de la futura regulación debe ser capaz de adaptarse, permitir la innovación futura, considerar la diversidad que se tienen en el territorio. (13 votos)
2. (P5) Falta pasar del concepto de empresa “rentista de infraestructura” a empresa “generadora de servicios”. Falta cambiar a una regulación más moderna que incluya beneficios y nuevos servicios, mejorando así la regulación de “Empresa Modelo”. (10 votos)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



3. (P4) Falta pasar de pagar “por la energía” a pagar “por la red”. La regulación debería cambiar hacia hacer un cobro por servicio de transporte de energía. (8 votos)
4. (P11) Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la calidad, eficiencia energética, etc. (8 votos)
5. (P6) Falta de flexibilidad de la regulación. El modelo actual es bastante rígido, en lo normativo en general; y específicamente, en el esquema tarifario. Falta que las personas puedan escoger su tarifa. (7 votos)
6. (P16) Falta liberalizar todo lo que pueda hacerse con mayor competencia (antiguos y nuevos servicios). (6 votos)
7. (P5) Falta crear un portafolio de tarifas como en otros países. Este portafolio lo crea el regulador y el comercializador pueda proponer opciones tarifarias que luego son sometidas a una aprobación del regulador. (5 votos)
8. (P10) Faltan incentivos (tarifarias u otros) que permitan hacer gestión de demanda. (4 votos)
9. (P13) Falta incentivar la competencia por calidad y no por zonas de concesión. (4 votos)
10. (P15) Falta generar una plataforma de servicios que permita la competencia con una amplia gama de elección de tarifas y que sea transparente. (4 votos)
11. (P23) Existe la necesidad de que exista un ente coordinador. (4 votos)

Al igual que en el grupo liderado por Laura Contreras en este grupo se realizó la priorización en sala, para que los participantes obtengan una idea de las prioridades de los problemas. A continuación se enumeran los problemas que recibieron mayor prioridad en la **familia Blos nuevos modelos de negocios**

- P1. Falta introducir el comercializador que introduzca la competencia y provisión de nuevos servicios. (11 votos)
- P15. Falta que la regulación permita la entrada de tecnologías de la información y redes inteligentes. (7 votos)
- P21. Falta definir si se permitirá la integración vertical u horizontal, en la industria. (7 votos)
- P10. Falta entender las potenciales soluciones con smart-grid, autos eléctricos y baterías que se pueden producir. (5 votos)
- P13. Falta establecer una plataforma de información que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. (5 votos)
- P11. Las empresas de distribución enfrentan el desafío de encontrar las soluciones más adecuadas para enfrentar los nuevos requerimientos técnicos y operativos. (4 votos)
- P20. Hay necesidad de propiciar la actualización de equipos o innovación, para estar a la par de otros países y también mejorar la calidad de servicios, mejorar la flexibilidad y apuntar a soluciones a la red. (4 votos)



- P9. Con la regulación actual, hay una gran dificultad para que un consumidor pueda acceder a energía limpia, paneles solares y poder integrarlas dentro en su vivienda. (3 votos)
- P22. Falta que la regulación permita electrificar el transporte, la calefacción, uniendo todos esos temas. (3 votos)

3.3.2 GRUPO 3- VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N° 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS”

En esta sección se resume el trabajo individual realizado por los participantes en el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas” en el que cada participante debió indicar una prioridad única para cada problema de cada familia.

Priorización de los problemas de la familia A) Los habilitadores de los nuevos negocios

A continuación se presenta la priorización individual de problemas del primer bloque de trabajo (familia A) asociados al ámbito público, *los habilitadores de los nuevos negocios*. Esto presenta el detalle de las respuestas realizadas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización”. Primero se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°24 (última prioridad). Por último, se clasifican las preferencias en 4 categorías: Se llaman alta prioridad las prioridades entre 1 y 5, significativa prioridad las prioridades entre 6 y 10, menor prioridad las prioridades entre 11 y 15 y de baja prioridad las prioridades mayores a 15.

Hubo nueve problemas en los que varios participantes manifestaron estar en **desacuerdo** (mayor o igual a 10 personas) y son los siguientes (la discusión en los desacuerdos se abordarán en los siguientes talleres):

1. (P17) Se hace difícil la competencia por los clientes libres ya que las distribuidoras tienen herramientas que permiten ocultarlos.
2. (P24) Falta un crédito blando para cambiar a un auto eléctrico (negocio de crédito para financiar nuevas tecnologías).
3. (P7) Falta que el cliente pueda saber ex - antes las tarifas que va a pagar.
4. (P14) Falta de un esquema de remuneración basado en el performance que entregue los incentivos que correspondan
5. (P19) En un esquema desregulado faltaría realizar un seguimiento de la oferta y de la demanda para ver el comportamiento de los mercados. (Servicio de monitoreo de mercado?)
6. (P23) Existe la necesidad de que exista un ente coordinador



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



7. (P13) Falta incentivar la competencia por calidad y no por zonas de concesión
8. (P8) Falta crear un portafolio de tarifas como en otros países. Este portafolio lo crea el regulador y el comercializador pueda proponer opciones tarifarias que luego son sometidas a una aprobación del regulador
9. (P9) Flexibilidad en el pago del servicio energético que está dentro de la concepción de ciudades inteligentes (ejemplo: el concepto de prepago)

Num prob.	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad																				Nivel de prioridad								
			Alta					Significativa					Menor					Baja					Alta	Significativa	Menor	Baja					
	A	D	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Suma 1-5	Suma 6-10	Suma 11-15	Suma >15	
1	38	6	8	2	5	1	2	2	2	1	2	2	4	1	1	2						1				1	18	7	8	2	
2	35	3	3	1	2	2	1	2	2	1	2	2	5	1	2			3				4	1				8	8	8	8	
3	39	4	5	3	3	1		3	3	2	2	1	7	1		3	3	1									12	10	12	4	
4	37	6	8	1	8	1		2	1	1	1		4	2	1	1	1	3									18	5	8	4	
5	40	3	4	3	1	4	4	5			1	1	2	3	4			1									16	7	9	1	
6	36	7	2	6	5	1		3	1	1	5	3			1	1					1						14	13	2	1	
7	28	14	1	2	1	2	2	2	1				3	3	2	3	2					1	1	1			8	3	13	3	
8	31	10	1	1	3	5	1		3		2	3	1	1	1					2	1						11	8	3	3	
9	31	10			1	2			3		1	2	2	1	1		1			1	3	2		1			3	4	6	8	
10	43		3	1	3	3		2	4		5	1	5	5	2		1						1	1			10	12	13	3	
11	37	4	3	3	5	1		1	3	1		1	2	2	7		5							1			12	6	16	1	
12	37	3	4			2	6	5		3	1	1	2	2		1	2								1	1	12	10	7	2	
13	29	11		4	2	3	1				2	5	1		2			3									10	7	3	4	
14	26	14		3	3		1		1				2	3	1	4		2							1		7	1	10	3	
15	40	3		3	4	3	4		1	8			1	1	1	1	2	2	3								14	9	6	5	
16	38	5	1	1	3	1	3		3	4	1	2				2	2	3			3						9	10	4	6	
17	20	24		1	1	1			3		1	1				2				1	2			1			3	5	2	4	
18	37	6		1	3	1			1	3	1	8	2	1		1	1		2		1	4	3		1		5	15	4	9	
19	30	12					1	2	5	4		1	1	1		2	1	2	2		1	2			2		1	12	5	9	
20	35	7				1	2			3	1	2		4		1	3	3			1	5	1	2		1	3	6	11	10	
21	31	8		1	1	2	1			1	1	1		1	2	2	3	1			4	1	3		2	1	5	3	8	12	
22	39	5		4	5	2	2	4		1	2	4	2	1			2		2	3			1				17	10	2	6	
23	30	12		2	1	2	2			1	2		3			1	2				3	1	1	1	2		7	6	4	9	
24	21	21			2	1	2			1							1			1	1	1	1		2	1	3	5	1	1	12

Las primeras prioridades grupales se identifican sumando cuantos participantes identificaron al problema entre su primera y quinta prioridad. A continuación, se indican las primeras cinco prioridades grupales, considerando todos los formularios. Las primeras cinco prioridades grupales de los habilitadores de nuevos negocios, son las siguientes:

(P1) Existe el desafío de cambiar el paradigma de la distribución respecto a “más vendo, más gano” (por eficiencia energética, económica, desacople, etc.).

(P4) Falta pasar de pagar “por la energía” a pagar “por la red”. La regulación debería cambiar hacia hacer un cobro por servicio de transporte de energía.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



(P22) Existe la necesidad de una legislación que sea flexible y abierta, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen. Flexibilidad de la futura regulación debe ser capaz de adaptarse, permitir la innovación futura, considerar la diversidad que se tienen en el territorio.

(P5) Falta pasar del concepto de empresa “rentista de infraestructura” a empresa “generadora de servicios”. Falta cambiar a una regulación más moderna que incluya beneficios y nuevos servicios, mejorando así la regulación de “Empresa Modelo”.

(P15) Falta generar una plataforma de servicios que permita la competencia con una amplia gama de elección de tarifas y que sea transparente.

El conjunto completo de problemas asociados a la familia a) los habilitadores de los nuevos modelos de negocio, considerando todos los formularios entregados por los participantes ordenados en función de la cantidad de votos entre la primer y quinta prioridad se se presenta en la siguiente tabla:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1
“Diagnóstico y Problemas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas Familia a) Los habilitadores de nuevos negocios	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma
1. Existe el desafío de cambiar el paradigma de la distribución respecto a “más vendo, más gano” (por eficiencia energética, económica, desacople, etc.)	8	2	5	1	2	18
4. Falta pasar de pagar “por la energía” a pagar “por la red”. La regulación debería cambiar hacia hacer un cobro por servicio de transporte de energía,	8	1	8	1	0	18
22. Existe la necesidad de una legislación que sea flexible y abierta, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen. Flexibilidad de la futura regulación debe ser capaz de adaptarse, permitir la innovación futura, considerar la diversidad que se tienen en el territorio	4	5	2	2	4	17
5. Falta pasar del concepto de empresa “rentista de infraestructura” a empresa “generadora de servicios”. Falta cambiar a una regulación más moderna que incluya beneficios y nuevos servicios, mejorando así la regulación de “Empresa Modelo”.	4	3	1	4	4	16
6. Falta de flexibilidad de la regulación. El modelo actual es bastante rígido, en lo normativo en general; y específicamente, en el esquema tarifario. Falta que las personas puedan escoger su tarifa	2	6	5	0	1	14
15. Falta generar una plataforma de servicios que permita la competencia con una amplia gama de elección de tarifas y que sea transparente,	0	3	4	3	4	14
3. Falta que en la regulación se haga diferencia entre los fierros y comercialización	5	3	3	1	0	12
11. Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la calidad, eficiencia energética, etc	3	3	5	0	1	12
12. La calidad de servicio debe ser integrada adecuadamente en la cadena de suministro, con un modelo de negocios que refleje adecuadamente los servicios. ofrecidos, sus costos y su remuneración	4	0	0	2	6	12
8. Falta crea un portafolio de tarifas como en otros países. Este portafolio lo crea el regulador y el comercializador pueda proponer opciones tarifarias que luego son sometidas a una aprobación del regulador,	1	1	3	5	1	11
10. Faltan incentivos (tarifarias u otros) que permiten hacer gestión de demanda	3	1	0	3	3	10
13. Falta incentivar la competencia por calidad y no por zonas de concesión	0	4	2	3	1	10
16. Falta liberalizar todo lo que pueda hacerse con mayor competencia (antiguos y nuevos servicios)	1	1	3	1	3	9
2. La falta de incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector	3	1	0	2	2	8
7. Falta que el cliente pueda saber ex – antes las tarifas que va a pagar	1	2	1	2	2	8
14. Falta de un esquema de remuneración basado en el performance que entregue los incentivos que correspondan	0	3	3	0	1	7
23. Existe la necesidad de que exista un ente coordinador	2	0	1	2	2	7
18. Falta definir el rol de la distribuidora en la futura regulación con múltiples servicios	0	1	3	1	0	5
21. Falta de un incentivo a la innovación en toda la actividad de distribución	0	1	1	2	1	5
24. Falta un crédito blando para cambiar a un auto eléctrico (negocio de crédito para financiar nuevas tecnologías)	0	2	1	2	0	5
9. Flexibilidad en el pago del servicio energético que está dentro de la concepción de ciudades inteligentes (ejemplo: el concepto de prepago).	0	0	1	0	2	3
17. Se hace difícil la competencia por los clientes libres ya que las distribuidoras tienen herramientas que permiten ocultarlos	0	1	1	1	0	3
20. La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para la innovación	0	0	1	2	0	3
19. En un esquema desregulado faltaría realizar un seguimiento de la oferta y de la demanda para ver el comportamiento de los mercados. (Servicio de monitoreo de mercado)	0	0	0	0	0	0



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Priorización de los problemas de la familia B) Los nuevos modelos de negocio

A continuación se presenta la priorización individual de problemas del segundo bloque de trabajo (familia B) asociados al ámbito privado, *los nuevos modelos de negocio*. Esto presenta el detalle de las respuestas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización”. Primero se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°26 (última prioridad). Por último, se clasifican las preferencias en 4 categorías: se llaman alta prioridad las prioridades entre 1 y 5, significativa prioridad las prioridades entre 6 y 10, menor prioridad las prioridades entre 11 y 15 y de baja prioridad las prioridades mayores a 15.

Hubo cinco problemas en los que varios participantes manifestaron estar en desacuerdo (mayor o igual a 10 personas) y son los siguientes (la discusión en los desacuerdos se abordará en los siguientes talleres):

(P8) Falta un nuevo proceso de licitación para las PMGD.

(P12) Falta revisar la potencia máxima para la generación residencial de 100 kW, ya que con ese máximo la generación queda limitada.

(P9) Con la regulación actual, hay una gran dificultad para que un consumidor pueda acceder a energía limpia, paneles solares y poder integrarlas dentro en su vivienda.

(P17) Falta más seguridad informática de la red de distribución.

(P26) En la discusión de la Ley General de Servicios de Urbanismo faltan incorporar personas que entiendan el tema del desarrollo energético.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



A continuación se presenta el conjunto completo de problemas asociados a la familia B sobre los nuevos modelos de negocio ordenados por prioridad y considerando todos los formularios entregados por los participantes:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas Familia b) Los nuevos modelos de negocio	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma
1. Falta introducir el comercializador que introduzca la competencia y provisión de nuevos servicios	14	7	2	3	0	26
7. Falta entender que la GD puede contribuir a la seguridad energética de Chile	2	0	3	3	6	14
14. Falta asegurar que la información, debe ser veraz y oportuna, de calidad y disponible.	4	6	1	1	2	14
21. Falta definir si se permitirá la integración vertical u horizontal, en la industria	3	2	2	5	1	13
3. Los comercializadores podrían realizar la agregación de demanda	0	5	1	2	4	12
13. Falta establecer una plataforma de información que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones	3	2	2	3	2	12
11. Las empresas de distribución enfrentan el desafío de encontrar las soluciones más adecuadas para enfrentar los nuevos requerimientos técnicos y operativos	2	5	1	2	0	10
15. Falta que la regulación permita la entrada de tecnologías de la información y redes inteligentes	2	3	3	1	1	10
20. Hay necesidad de propiciar la actualización de equipos o innovación, para estar a la par de otros países y también mejorar la calidad de servicios, mejorar la flexibilidad y apuntar a soluciones a la red	0	2	4	1	2	9
2. Falta que el cliente pueda elegir la generadora (figura de comercializador)	1	3	2	1	1	8
10. Falta entender las potenciales soluciones con smart-grid, autos eléctricos y baterías que se pueden producir	6	0	2	0	0	8
16. El procesamiento, uso y la protección de datos, es relevante hoy y lo será más aun en el mediano y largo plazo	1	2	3	1	1	8
24. Falta de integración con otros sectores: medioambiente, transporte, construcción	2	0	1	2	3	8
6. Falta fomentar la Generación Distribuida usando la empresa que mejor precio de compra ofrezca a los clientes (figura del comercializador).	0	0	3	0	3	6
8. Falta un nuevo proceso de licitación para las PMGD	1	0	2	3	0	6
22. Falta que la regulación permita electrificar el transporte, la calefacción, uniendo todos esos temas	2	1	0	1	1	5
23. Falta subsanar el desacople entre en el cambio a una matriz eléctrica limpia y una matriz de transporte cada vez más dependiente del petróleo	2	0	1	0	2	5
18. Falta claridad en que instalar medidores inteligentes debe hacerse con la aprobación de las personas	1	0	1	2	0	4
19. Existe el desafío de avanzar hacia medidores inteligentes, preocupándose por la propiedad y privacidad de los datos	1	0	1	0	2	4
25. Falta que las normativas que regulan el crecimiento de la ciudad conversen con las normativas eléctricas	0	0	0	2	2	4
4. La agregación de demanda permitiría negociar precio (ejemplo clásico: grandes consumidores o retailers que tienen en todo Chile consumos distribuidos)	1	0	1	1	0	3
5. Si se piensa en la inclusión de los comercializadores, la SEC debe tener los recursos para llevar a cabo la fiscalización	1	0	1	0	0	2
9. Con la regulación actual, hay una gran dificultad para que un consumidor pueda acceder a energía limpia, paneles solares y poder integrarlas dentro en su vivienda	0	1	1	0	0	2
17. Falta más seguridad informática de la red de distribución	0	0	0	1	1	2
26. En la discusión de la Ley General de Servicios de Urbanismo faltan incorporar personas que entiendan el tema del desarrollo energético	0	0	0	2	0	2
12. Falta revisar la potencia máxima para la generación residencial de 100 kW, ya que con ese máximo la generación queda limitada	0	0	0	0	0	0



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



3.4 Grupo 4 “Los servicios de la red del futuro”: Validación y priorización de problemas

Se presenta a continuación la priorización realizada en sala y luego la priorización levantada a través del Formulario N°2 “Validación y priorización de problemas” para el Grupo N°4 “Los servicios de la red del futuro”.

3.4.1 GRUPO 4 - VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: TRABAJO EN SALA

Para cada uno de los grupos se describe a continuación la dinámica que se desarrolló en cada uno de sus subgrupos liderados por los coordinadores, uno por **Fernando Flatow** de la CNE y otro por **David Watts** de la PUC.

Durante la dinámica y luego de haberse enfrentado a la serie de problemas preliminares levantados por el equipo PUC, los participantes votaron cada problema. Ello para que los coordinadores y los mismos participantes obtengan una idea en sala de las prioridades de los problemas. A continuación se reportan las votaciones obtenidas en sala.

Subgrupo liderado por Fernando Flatow

A continuación se enumeran las primera cinco priorizaciones asociadas a los problemas que de la **familia A Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros** de acuerdo a la votación de los participantes en sala y que quedaron destacados en la papelógrafo. **Luego de cada problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.**

1. (P12) Existe la necesidad de una **legislación que sea flexible y abierta**, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen. (27 votos)
2. (P13) Falta entender de qué manera puede predecir el Estado el futuro para poder tener **un rol más proactivo y no tan reactivo**. (13 votos)
3. (P14) Se debe diseñar **un proceso transitorio** claro, para ir dando las señales que se quiere y también dando tiempos necesarios para realizar los cambios e implementarlos. Que reglas del juego estén claras, tranquilizar entorno al cambio de paradigma. (11 votos)
4. (P17) La discusión eléctrica siempre ha estado situada en los expertos o gente con muy alto nivel de cercanía o conocimiento de los temas eléctricos y técnicos. El nuevo modelo debe mirar cuales son las **necesidades del consumidor**. (10 votos)
5. (P18) No hay **incentivos a que la distribuidora** quiera potenciar y sacar más eficiencia a sus redes generando otros servicios, por ejemplo, el apoyo poste, sistemas de comunicaciones con las líneas eléctrica, etc. La regulación captura todo ese incentivo en el entendido que ya la infraestructura la pagó el cliente, entonces la empresa no puedes lucrar de eso. Hay experiencias y modelos en el que este concepto es compartido y permite efectivamente un cierto lucro, una parte para el cliente y otra para la empresa. (8 votos)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



A continuación se enumeran las primeras priorizaciones asociadas a los problemas de la familia B los servicios de la red del futuro cercano: **generación distribuida, tarifas y medición** y familia C los servicios de la red del futuro lejano: **gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico** de acuerdo a la votación de los participantes en sala y que quedaron destacados en la papelógrafo. **Luego de cada problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.**

1. (P7) Se requiere **desacoplar de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía** a medida que el universo de los que participan de la remuneración de las redes se reduce (GD, eficiencia energética, etc.). (13 votos)
2. (P9) Se requieren nuevos esquemas tarifarios, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing, de manera que permitan al usuario gestionar su consumo. (11 votos)
3. (P18) Falta que el consumidor cuente con la **información** necesaria para que pueda **gestionar su consumo**. Falta información para que el usuario final pueda decidir cuál es la mejor hora de consumo, cuánto consumen sus electrodomésticos, para que este usuario gestione su consumo. (7 votos)
4. (P1) Falta que las distintas **soluciones distribuidas** puedan participar en distintos mercados. Esto, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real.(6 votos)
5. (P6) Falta definir el aporte de la **generación distribuida a la remuneración de las redes de distribución**.(6 votos)
6. (P16) Falta reconocimiento en las tarifas de nuevas **tecnologías en distribución** (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento). (6 votos)

Subgrupo liderado por David Watts

Al igual que en el grupo liderado por Fernando Flatow en este grupo se realizó la priorización en sala, para que los participantes obtengan una idea de las prioridades grupales de los problemas. A continuación se enumeran los problemas que recibieron mayor prioridad en la familia A **Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros** que quedaron destacados en la papelógrafo. **Luego de cada problema se presenta la suma de los votos de los participantes que marcaron al problema entre su primera y tercera prioridad.**

1. (P12) Existe la necesidad de una **legislación que sea flexible y abierta**, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen. (18 votos)
2. (P17) La discusión eléctrica siempre ha estado situada en los expertos o gente con muy alto nivel de cercanía o conocimiento de los temas eléctricos y técnicos. El nuevo modelo debe mirar cuales son las **necesidades del consumidor**. (9 votos)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



3. (P14) Se debe diseñar **un proceso transitorio** claro, para ir dando las señales que se quiere y también dando tiempos necesarios para realizar los cambios e implementarlos. Que reglas del juego estén claras, tranquilizar entorno al cambio de paradigma. (8 votos)
4. (P3) El carácter de **servicio público** que tiene la energía y su importancia para el **desarrollo de las ciudades** y del bienestar de los usuarios, hacen imperiosa la necesidad de un dialogo más fluido entre ambos sistemas. (7 votos)
5. (P8) No hay **incentivos a que la distribuidora** quiera potenciar y sacar más eficiencia a sus redes generando otros servicios, por ejemplo, el apoyo poste, sistemas de comunicaciones con las líneas eléctrica, etc. La regulación captura todo ese incentivo en el entendido que ya la infraestructura la pagó el cliente, entonces la empresa no puedes lucrar de eso. Hay experiencias y modelos en el que este concepto es compartido y permite efectivamente un cierto lucro, una parte para el cliente y otra para la empresa. (7 votos)
6. (P9) Es necesario **simplificar el lenguaje** haciendo comprensible para el público. Se requiere aplicar una simplificación léxica, estandarización de conceptos, desde de la generadora a la distribuidora. Se debe evitar: usar siglas, utilizar inglés (netbilling, netmetering), uso de números de Ley, etc. (7 votos)
7. (P13) Falta entender de qué manera puede predecir el Estado el futuro para poder tener **un rol más proactivo y no tan reactivo**. (7 votos)

A continuación se enumeran los problemas que recibieron mayor prioridad en la **familia B los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición y familia C los servicios de la red del futuro lejano: gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico** de acuerdo a la votación de los participantes en sala y que quedaron destacados en la papelógrafo.

1. (P9) Se requieren nuevos esquemas tarifarios, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing, de manera que permitan al usuario gestionar su consumo. (11 votos)
2. (P7) Se requiere **desacoplar de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía** a medida que el universo de los que participan de la remuneración de las redes se reduce (GD, eficiencia energética, etc.). (6 votos)
3. (P1) Falta que las distintas **soluciones distribuidas** puedan participar en distintos mercados. Esto, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real. (5 votos)
4. (P13) Es necesario desarrollar **mayor educación respecto de las opciones tarifarias**. (4 votos)
5. (P18) Falta que el consumidor cuente con la **información** necesaria para que pueda **gestionar su consumo**. Falta información para que el usuario final pueda decidir cuál es la mejor hora de consumo, cuánto consumen sus electrodomésticos, para que este usuario gestione su consumo. (4 votos)



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



3.4.2 GRUPO 4 - VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N° 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS”

En esta sección se resume el trabajo individual realizado por los participantes en el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas” en el que cada participante debió indicar una prioridad única para cada problema de cada familia.

Priorización de los problemas de la familia A Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros

A continuación se presenta la priorización individual de problemas del primer bloque de trabajo correspondiente a la **familia A Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros**. Esto presenta el detalle de las respuestas realizadas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización.” Primero se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°17 (última prioridad). Por último, se clasifican las preferencias en 4 categorías: Se llaman alta prioridad las prioridades entre 1 y 5, significativa prioridad las prioridades entre 6 y 10, menor prioridad las prioridades entre 11 y 15 y de baja prioridad las prioridades mayores a 15.

Hubo siete problemas en los que varios participantes manifestaron estar en **desacuerdo** (mayor o igual a 10 personas) y son los siguientes (la discusión en los desacuerdos se abordarán en los siguientes talleres):

1. (P11) La capacidad de las personas para lograr que un cobro extraño se convierta en una compensación, es prácticamente nula si no tiene un **apoyo organizacional**.
2. (P19) **La SEC requiere de un fortalecimiento**. La cantidad de profesionales con los que cuentan se ven sobrepasados para necesidades.
3. (P7) Falta de una **política nacional de ductos**. Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, etc. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se deben manejar integradamente los ductos para abaratar los costos.
4. (P10) Mejorar la **información en la boleta** de los clientes que efectivamente están inyectando a la red. La boleta no dice cuánto inyectaron, solamente baja el consumo, pero no hay claridad de cuánto fue el aporte.
5. (P13) Falta entender de qué manera puede predecir el Estado el futuro para poder tener **un rol más proactivo y no tan reactivo**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



6. (P9) Es necesario **simplificar el lenguaje** haciendo comprensible para el público. Se requiere aplicar una simplificación léxica, estandarización de conceptos, desde de la generadora a la distribuidora. Se debe evitar: usar siglas, utilizar inglés (netbilling, netmetering), uso de números de Ley, etc.
7. (P15) Falta de una **política nacional de ductos**. Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, etc. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se deben manejar integralmente los ductos para abaratar los costos.

Num prob.	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad															Nivel de prioridad					
			Alta					Significativa					Menor					Baja		Alta	Significativa	Menor	Baja
	A	D	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Suma 1-5	Suma 6-10	Suma 11-15	Suma > 15
1	55	4	5	4	3	7	2	5	5	6	3	5	1			1			1	21	24	2	1
2	48	9	3	2	1		2	3	6	3	4	3	5	4	2		1	1		8	19	12	1
3	51	6	5	1	5	5	8	2	4	5	1	2			1		3		24	14	4		
4	52	6	2	1		7	3	7	3	2	8	2	1	2	4	2			13	22	9		
5	52	5	4	4	2	3	7	5	5	2	4	2	3	4		2		1	20	18	9	1	
6	48	9	2	2	2	2	5	4	3	4	6	5	4		2				13	22	6		
7	41	17		3	2	1	4	3	1	3	2	4	5	3	2		3	1	10	13	13	1	
8	48	9	4	8	5	7	5	1	4	2		4	2	2	2	1		2	29	11	7	2	
9	46	13	1	2	6	2	3	3	1	5	1	2	3	1	3	5	1	1	14	12	13	2	
10	40	17		1	2	2	3	5	3	2	3	3	5	4	2	2	2		8	16	15		
11	26	31				1	2	1	1		3	2	4	2	2	5	1	1	3	7	14	1	
12	55	4	27	7	8	2	4			1	1	1			1				48	3	1		
13	42	15	4	9	5	3	3	3	2	2	3	1	2			1	2	1	24	11	5	1	
14	54	5	3	9	6	5	7	1	2	1	3	3	3	3	1		1	2	30	10	8	2	
15	49	10			6	6		8	2	5	1	1	1	3	4	2	3	2	12	17	13	2	
16	36	19			4	2	1	1	4	3	2		2	4	2	1	2	3	7	10	11	3	
17	51	8	4	8	6	5	3	1	3	4	2	5		2	1	2	2	1	26	15	7	1	

Las primeras prioridades grupales se identifican sumando cuantos participantes identificaron al problema entre su primera y quinta prioridad. A continuación se indican las primeras cinco prioridades grupales, considerando todos los formularios. Las primeras cinco prioridades grupales de los habilitadores de nuevos negocios, son las siguientes:

1. (P12) Existe la necesidad de una **legislación que sea flexible y abierta**, que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen.
2. (P14) Se debe diseñar **un proceso transitorio** claro, para ir dando las señales que se quiere y también dando tiempos necesarios para realizar los cambios e implementarlos. Que reglas del juego estén claras, tranquilizar entorno al cambio de paradigma
3. (P8) No hay **incentivos a que la distribuidora** quiera potenciar y sacar más eficiencia a sus redes generando otros servicios, por ejemplo, el apoyo poste, sistemas de comunicaciones con las líneas eléctrica, etc. La regulación captura todo ese incentivo en



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



el entendido que ya la infraestructura la pagó el cliente, entonces la empresa no puedes lucrar de eso. Hay experiencias y modelos en el que este concepto es compartido y permite efectivamente un cierto lucro, una parte para el cliente y otra para la empresa.

4. (P17) La discusión eléctrica siempre ha estado situada en los expertos o gente con muy alto nivel de cercanía o conocimiento de los temas eléctricos y técnicos. El nuevo modelo debe mirar cuales son las **necesidades del consumidor**.
5. (P3) El carácter de **servicio público** que tiene la energía y su importancia para el **desarrollo de las ciudades** y del bienestar de los usuarios, hacen imperiosa la necesidad de un dialogo más fluido entre ambos sistemas.

El conjunto completo de problemas asociados a la **familia a) Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno, y desafíos regulatorios para habilitar servicios futuros**, considerando todos los formularios entregados por los participantes ordenados en función de la cantidad de votos entre la primer y quinta prioridad se se presenta en la siguiente tabla:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas Familia a) Urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma
12.- Existe la necesidad de una legislación que sea flexible y abierta , que esté diseñada para incorporar nuevos productos o nuevos actores que no se visualicen.	27	7	8	2	4	48
14.- Se debe diseñar un proceso transitorio claro, para ir dando las señales que se quiere y también dando tiempos necesarios para realizar los cambios e implementarlos. Que reglas del juego estén claras, tranquilizar entorno al cambio de paradigma.	3	9	6	5	7	30
8.- No hay incentivos a que la distribuidora quiera potenciar y sacar más eficiencia a sus redes generando otros servicios, por ejemplo, el apoyo poste, sistemas de comunicaciones con las líneas eléctrica, etc.	4	8	5	7	5	29
17.- La discusión eléctrica siempre ha estado situada en los expertos o gente con muy alto nivel de cercanía o conocimiento de los temas eléctricos y técnicos. El nuevo modelo debe mirar cuales son las necesidades del consumidor	4	8	6	5	3	26
3.- El carácter de servicio público que tiene la energía y su importancia para el desarrollo de las ciudades y del bienestar de los usuarios, hacen imperiosa la necesidad de un dialogo más fluido entre ambos sistemas.	5	1	5	5	8	24
13.- Falta entender de qué manera puede predecir el Estado el futuro para poder tener un rol más proactivo y no tan reactivo	4	9	5	3	3	24
1.- Falta que las normativas que regulan el crecimiento de la ciudad conversen con las normativas eléctricas (municipalidades).	5	4	3	7	2	21
5.- Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores).	4	4	2	3	7	20
9.- Es necesario simplificar el lenguaje haciendo comprensible para el público. Se requiere aplicar una simplificación léxica, estandarización de conceptos, desde de la generadora a la distribuidora. Se debe evitar: usar siglas, utilizar inglés (netbilling, netmetering),	1	2	6	2	3	14
4.- Debiese incorporarse en el mediano plazo, regulaciones para el cableado . Las ciudades se están llenando de cables y sobretodo en sectores patrimoniales se debe evitar la sobrepoblación de cables en los postes.	2	1	0	7	3	13
6.- Falta una mejor coordinación e integración con otros sectores que permita transitar a relaciones de mayor transversalidad	2	2	2	2	5	13
15.- Ante la abundancia de información que podrá haber los organismos del estado deben tener las capacidades para poder procesarla.	0	0	6	6	0	12
7.- Falta de una política nacional de ductos . Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, etc. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se deben manejar	0	3	2	1	4	10
2.- La Ley general de servicios de urbanismo es una ley bastante antigua y que debiera ser actualizada. En la discusión de dicha Ley debieran estar incluidas personas que entiendan y trabajen el tema del desarrollo energético y viceversa	3	2	1	0	2	8
10.- Mejorar la información en la boleta de los clientes que efectivamente están inyectando a la red. La boleta no dice cuánto inyectaron, solamente baja el consumo, pero no hay claridad de cuánto fue el aporte	0	1	2	2	3	8
16.- La SEC requiere de un fortalecimiento. La cantidad de profesionales con los que cuentan se ven sobrepasados para necesidades	0	0	4	2	1	7
11.- La capacidad de las personas para lograr que un cobro extraño se convierta en una compensación, es prácticamente nula si no tiene un apoyo organizacional	0	0	0	1	2	3



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Priorización de los problemas de la familia B) Los servicios de la red del futuro cercano: Generación distribuida, tarifas y medición y C) Los servicios de la red del futuro lejano: Gestión de la demanda, agregación de la demanda y transporte eléctrico

A continuación se presenta la priorización individual de problemas del segundo bloque de trabajo (familia B y familia C). Esto presenta el detalle de las respuestas en sala del Formulario N° 2 “Validación y Priorización”. Primero se presenta la cantidad de personas que están de acuerdo o desacuerdo con la definición del problema, luego se presenta la cantidad de personas que marcaron al problema como primera prioridad, segunda prioridad, tercera prioridad hasta la prioridad N°24 (última prioridad). Por último, se clasifican las preferencias en 4 categorías: se llaman alta prioridad las prioridades entre 1 y 5, significativa prioridad las prioridades entre 6 y 10, menor prioridad las prioridades entre 11 y 15 y de baja prioridad las prioridades mayores a 15.

Hubo doce problemas en los que varios participantes manifestaron estar en desacuerdo (mayor o igual a 10 personas) y son los siguientes (la discusión en los desacuerdos se abordará en los siguientes talleres):

1. (P15) No está clara es la **potencia** que se lee, la controversia que hay hoy en día en el tema de los armónicos, las potencias reactivas.
2. (P3) Bajos precios a la GD. Que se pague un 40% por kilowatt-hora ciudadano, versus a lo que se le vende kilowatt-hora a la empresa distribuidora, es un abuso, es un **desincentivo a la generación distribuida**.
3. (P11) Falta que las tarifas cobren lo que se consume, de manera que esta tarifa permita al usuario **gestionar su consumo**.
4. (P22) La **demanda agregada** permitiría a la distribuidora llegar a **más viviendas rurales** (Para viviendas aisladas con un empalme la rentabilidad no alcanza).
5. (P4) Con la regulación actual, hay una gran dificultad para que un consumidor pueda acceder, por ejemplo, a energía limpia, paneles solares y poder **integrar eso dentro en su vivienda y hacer funcione**.
6. (P2) Un generador que trata de entrar en concesión para competir por un determinado cliente, en lo que puede competir es en potencia y la distribuidora tiene muchas herramientas para gestionar la potencia por lo tanto, resulta muy difícil, **muy complejo competir por el precio de la potencia**.
7. (P5) La generación distribuida (netbilling) está muy limitada al establecer **potencia máxima en 100 kW. Debe ampliarse mucho más este límite**.



“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Las primeras cinco prioridades de problemas asociados a la familia b y c, considerando todos los formularios, se presentan a continuación:

1. (P9) Se requieren nuevos esquemas tarifarios, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing, de manera que permitan al usuario gestionar su consumo.
2. (P7) Se requiere **desacoplar de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía** a medida que el universo de los que participan de la remuneración de las redes se reduce (GD, eficiencia energética, etc.).
3. (P6) Falta definir el aporte de la **generación distribuida a la remuneración de las redes de distribución.**
4. (P18) Falta que el consumidor cuente con la **información** necesaria para que pueda **gestionar su consumo.** Falta información para que el usuario final pueda decidir cuál es la mejor hora de consumo, cuánto consumen sus electrodomésticos, para que este usuario gestione su consumo.
5. (P1) Falta que las distintas **soluciones distribuidas** puedan participar en distintos mercados. Esto, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real.

A continuación se presenta el conjunto completo de problemas asociados a la familia B y C ordenados por prioridad y considerando todos los formularios entregados por los participantes:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 1

“Diagnóstico y Problemas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Problemas familia b) y c) Los servicios de la red del futuro	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma
9.- Se requieren nuevos esquemas tarifarios, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing, de manera que permitan al usuario gestionar su consumo	15	7	6	5	2	35
7.- Se requiere desacoplar de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía a medida que el universo de los que participan de la remuneración de las redes se reduce (GD, eficiencia energética, etc.).	14	8	4	3	1	30
6.- Falta definir el aporte de la generación distribuida a la remuneración de las redes de distribución	0	8	4	5	4	21
18.- Falta que el consumidor cuente con la información necesaria para que pueda gestionar su consumo . Falta información para que el usuario final pueda decidir cuál es la mejor hora de consumo, cuánto consumen sus electrodomésticos	3	4	5	4	5	21
1.- Falta que las distintas soluciones distribuidas puedan participar en distintos mercados. Esto, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real,	8	4	2	3	3	20
16.- Falta reconocimiento en las tarifas de nuevas tecnologías en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento)	2	5	4	3	4	18
10.- Se requieren tarifas flexibles y equitativas para habilitar los múltiples futuros servicios y productos	6	6	1	3	1	17
17.- Falta 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 la empresa distribuidora	3	0	2	6	5	16
24.- Desacople entre en el cambio de matriz energética, versus el cambio en la matriz de transporte. Se requieren incentivos para la compra de vehículos eléctricos	1	1	5	4	5	16
14.- Los clientes domiciliarios tienen un simple medidor de energía, y están todos sometidos a una típica demanda. Deberíamos caminar hacia un medidor no tan simple a uno que al menos mida potencia y energía	3	5	0	2	5	15
21.- Falta definir la coordinación que debe existir entre los agregadores , sus clientes y la distribuidora.	1	3	1	3	4	12
3.- Bajos precios a la GD. Que se pague un 40% por kilowatt-hora ciudadano, versus a lo que se le vende kilowatt-hora a la empresa distribuidora, es un abuso, es un desincentivo a la generación distribuida .	3	2	4	0	2	11
13.- Es necesario desarrollar mayor educación respecto de las opciones tarifarias .	0	0	6	4	0	10
19.- Pocas opciones tarifarias para el cliente que permiten hacer gestión de demanda	0	2	3	2	3	10
4.- Con la regulación actual, hay una gran dificultad para que un consumidor pueda acceder, por ejemplo, a energía limpia, paneles solares y poder integrar eso dentro en su vivienda y hacer funcione	0	1	3	3	2	9
5.- La generación distribuida (netbilling) está muy limitada al establecer potencia máxima en 100 kW . Debe ampliarse mucho más este límite	1	3	2	2	1	9
20.- Se debe incentivar a clientes con capacidad de mover consumo pues va a generar una estructura más eficiente	1	2	1	4	1	9
2.- Un generador qué trata de entrar en concesión para competir por un determinado cliente, en lo que puede competir es en potencia y la distribuidora tiene muchas herramientas, es muy complejo competir por el precio de la potencia	3	3	0	0	1	7
8.- Los precios no tienden a coincidir con los costos. Hoy tenemos varios subsidios cruzados los cargos unitarios, el cálculo de los costos promedio y acabamos de introducir otro que es la equidad tarifaria	0	1	2	2	2	7
11.- Falta que las tarifas cobren lo que se consume, de manera que esta tarifa permita al usuario gestionar su consumo	0	3	1	1	2	7
22.- La demanda agregada permitiría a la distribuidora llegar a mas viviendas rurales (Para viviendas aisladas con un empalme la rentabilidad no alcanza).	0	1	0	3	3	7
23.- La agregación de demanda Hay clientes que están dispersos a nivel nacional qué tiene una serie de puntos de retiro y tamaños, que no son accesibles para las distribuidoras, pero si se pudieran agregar para un solo cliente, se podrían acceder.	0	0	4	1	2	7
12.- Flexibilidad en el pago del servicio energético, el concepto de prepago, que está dentro de la concepción de una ciudades inteligente	0	0	3	0	0	3
15.- No está clara es la potencia que se lee, la controversia que hay hoy en día en el tema de los armónicos, las potencias reactivas	0	0	0	0	1	1