



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC – CNE

Segundo Taller Especializado: “Visiones y soluciones”

Miércoles 30 de noviembre de 2016, 14:00 hrs, Centro de Extensión UC

Resumen Preliminar de discusión en sala para ser validado por los participantes

Discusión Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”

Versión 14, 20 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

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

Consultas al equipo organizador PUC-CNE: desarrollodelared@cne.cl



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	2
CAPÍTULO 1: CONTEXTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DEL TALLER ESPECIALIZADO N° 2	4
1.1 CONTEXTO GENERAL, TALLERES ESPECIALIZADOS Y GRUPOS DE TRABAJO	4
1.1.1 <i>Etapas del trabajo de talleres y grupos de trabajo y sus temáticas</i>	<i>4</i>
1.2 ASISTENTES DEL TALLER ESPECIALIZADO N° 2 DEL GRUPO 1	6
1.3 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DE TRABAJO DEL TALLER ESPECIALIZADO N° 2 “VISIONES Y SOLUCIONES”	7
1.3.1 <i>Lista de problemas consolidados presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes del Grupo N° 1</i>	<i>11</i>
CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS	14
2.1 PROBLEMAS CONSOLIDADOS FAMILIA A) EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN: PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS	15
2.2 PROBLEMAS CONSOLIDADOS FAMILIA B) CALIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN: PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS	17
2.3 VALIDACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS CON SUS DIMENSIONES	19
2.3.1 <i>Familia A) Expansión de la red de distribución: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problemas.....</i>	<i>24</i>
2.3.2 <i>Familia B) Calidad de la red de distribución: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problemas.....</i>	<i>28</i>
CAPÍTULO 3: PRIORIZACIÓN PROBLEMAS EN SALA	30
3.1 PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS: TRABAJO EN SALA	30
3.2 RESULTADOS PRIORIZACIONES DE PROBLEMAS EN SALA	31
CAPÍTULO 4: LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES	34
4.1 SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS PRIORITARIOS.....	34
4.1.1 <i>Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 4) Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética.</i>	<i>35</i>
4.1.2 <i>Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 1) Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).....</i>	<i>36</i>
4.1.3 <i>Soluciones propuestas para el problema: Familia B, Problema 4) Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICS, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente</i>	<i>36</i>
4.1.4 <i>Soluciones propuestas para el problema: Familia B, Problema 1) Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio. .</i>	<i>37</i>
4.2 SOCIALIZACIÓN DE POTENCIALES SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS PRIORITARIOS	37
4.2.1 <i>Subgrupo liderado por David Watts</i>	<i>37</i>
4.2.2 <i>Subgrupo liderado por Danilo Zurita.....</i>	<i>43</i>
CAPÍTULO 5: ANEXOS.....	47



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO A: TRANSCRIPCIÓN COMENTARIOS DEL FORMULARIO 1 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS”	48
ANEXO B: TRANSCRIPCIÓN DEL FORMULARIO 2 “LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES”	52
ANEXO C: TRANSCRIPCIÓN DEL FORMULARIO 3 “LEVANTAMIENTO DE VISIONES Y OBJETIVOS”	69
ANEXO D: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS ANOTACIONES EN LOS PAPELÓGRAFOS Y DEL TALLER	78
C.1 PAPELÓGRAFOS PRIORIZACIONES	78
C.2 PAPELÓGRAFOS SUBGRUPO DAVID WATTS	79
C.3 PAPELÓGRAFOS SUBGRUPO DANILO ZURITA	81
C.4 IMÁGENES DEL TALLER	82
ANEXO E: ACTA / TRANSCRIPCIÓN DE LA JORNADA TALLER DE CADA SUBGRUPO DE TRABAJO	84
D.1 SUB GRUPO LIDERADO POR DAVID WATTS	84
D.2 SUB GRUPO LIDERADO POR DANILO ZURITA	88
ANEXO F: FORMULARIO 1 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES	93
ANEXO G: FORMULARIO 2 “LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES	99
ANEXO H: FORMULARIO 3 “LEVANTAMIENTO DE VISIONES Y OBJETIVOS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES	104



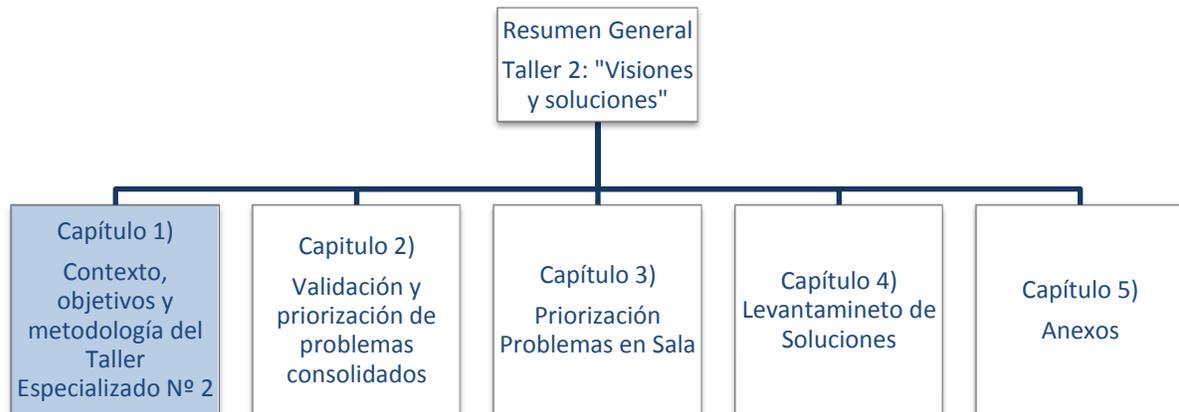
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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



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:

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Cada uno de los cuatro grupos de trabajos tiene tres talleres con los mismos objetivos. El primer taller “**Diagnostico y problemas**” tiene objetivo completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas detectados. El segundo taller “**Visión y soluciones**” tiene como objetivos completar el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo. Para ellos se trabaja también en las posibles vías de solución de los problemas. El tercer y último taller de esta serie “**Estudios y propuestas**” se centra en identificar las propuestas para resolver los problemas levantados y para alcanzar las visiones de la distribución del futuro. Además se levantan las necesidades de análisis, revisiones o estudios que son necesarios para avanzar en un diagnóstico compartido y para evaluar la factibilidad y conveniencia de las diversas propuestas de solución de los problemas levantados.

Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución

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

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

Grupo 4: Los servicios de la red del futuro

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

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

El presente documento resume el trabajo del Taller Especializado N° 2 “Visiones y soluciones” del Grupo 1 “El desarrollo de la red de distribución”

1.2 Asistentes del taller especializado N° 2 del Grupo 1

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

tratable pero igualmente diverso. Los asistentes al taller especializado N°2 del Grupo N°1 sumaron **41 personas** y fueron las siguientes:

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

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

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

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

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Completar el levantamiento de problemas del taller N°1 “Diagnóstico y problemas”



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

Grupo 1: "El desarrollo de la red de distribución"

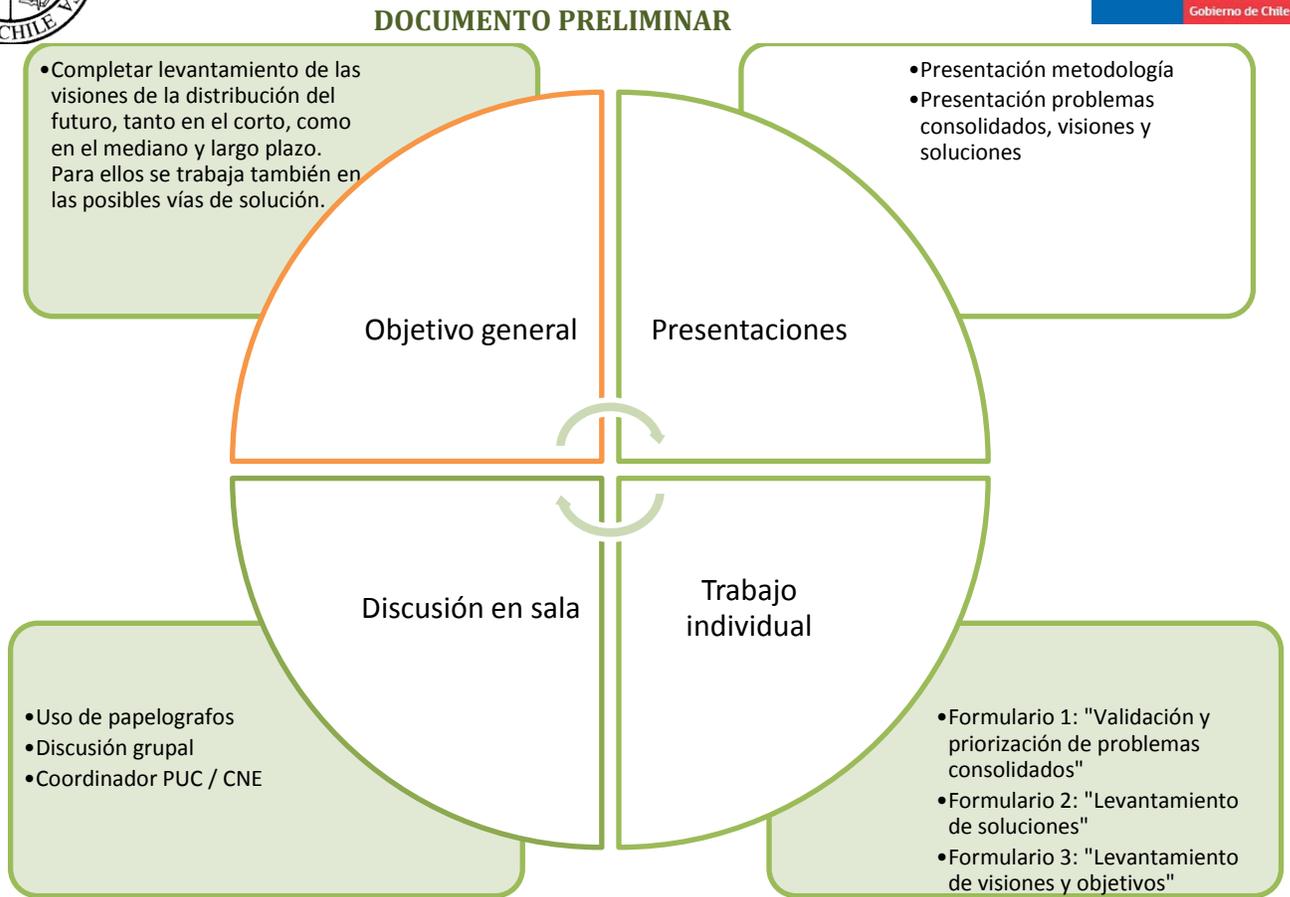


Figura 1: La metodología del taller especializado N° 2

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

propuestas de solución son discutidas grupalmente en torno a subgrupos y en orden de prioridad. La dinámica relatada anteriormente se resume en la siguiente Figura 2.

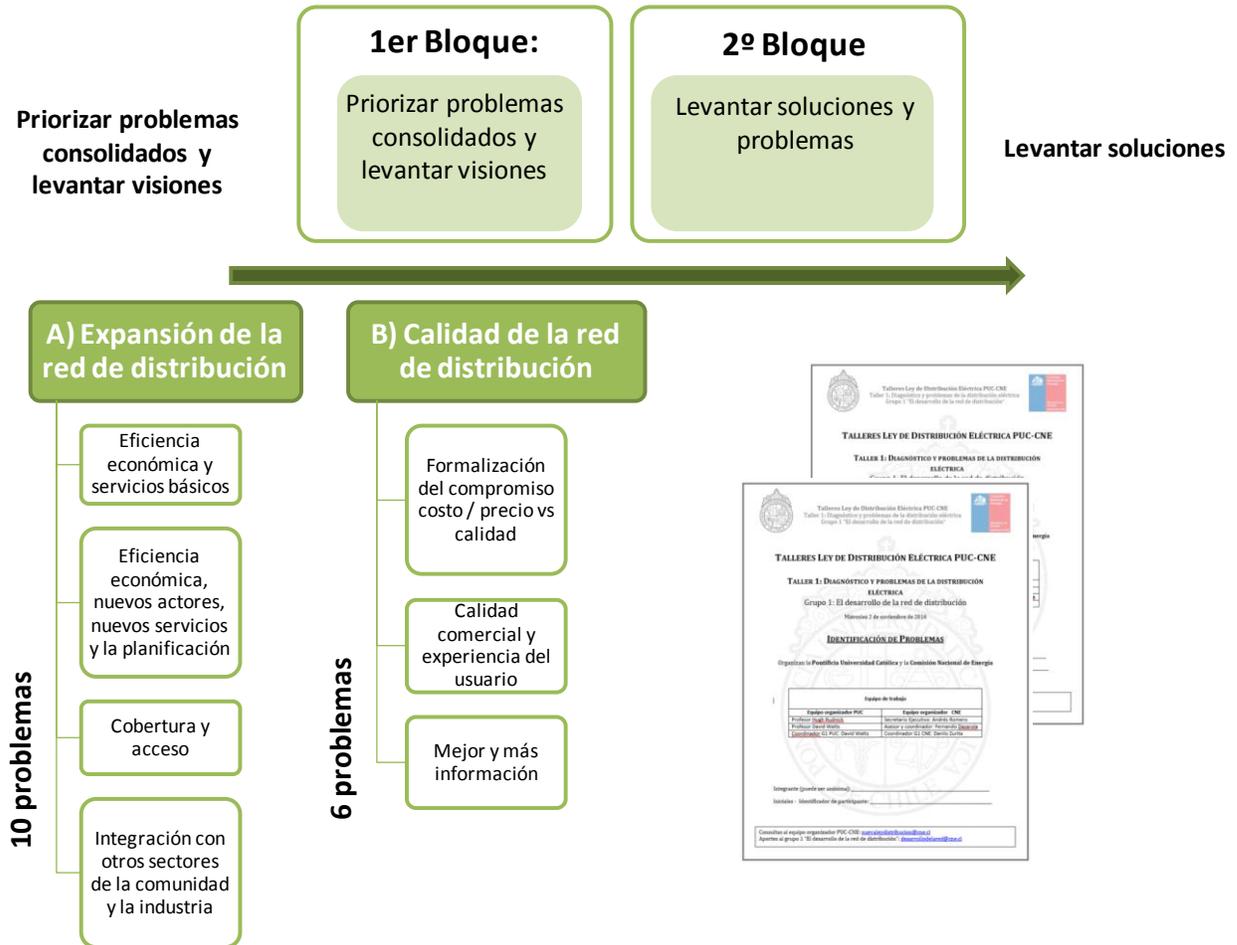


Figura 2: Dinámica del taller 2.

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

Para la serie de talleres N°2 “Visión y soluciones” el equipo PUC presenta una serie de problemas consolidados. Estos problemas se basan en los problemas preliminares del Taller N°1, cuyos problemas son reformulados, complementados y en algunos casos unificados utilizando el material generado en dicho taller por los participantes (priorizaciones y nuevos problemas sugeridos por los participantes). Asimismo, se agregan nuevos problemas, también sugeridos por los participantes. El proceso desde los problemas preliminares a los problemas consolidados se detalla en la Figura 3.

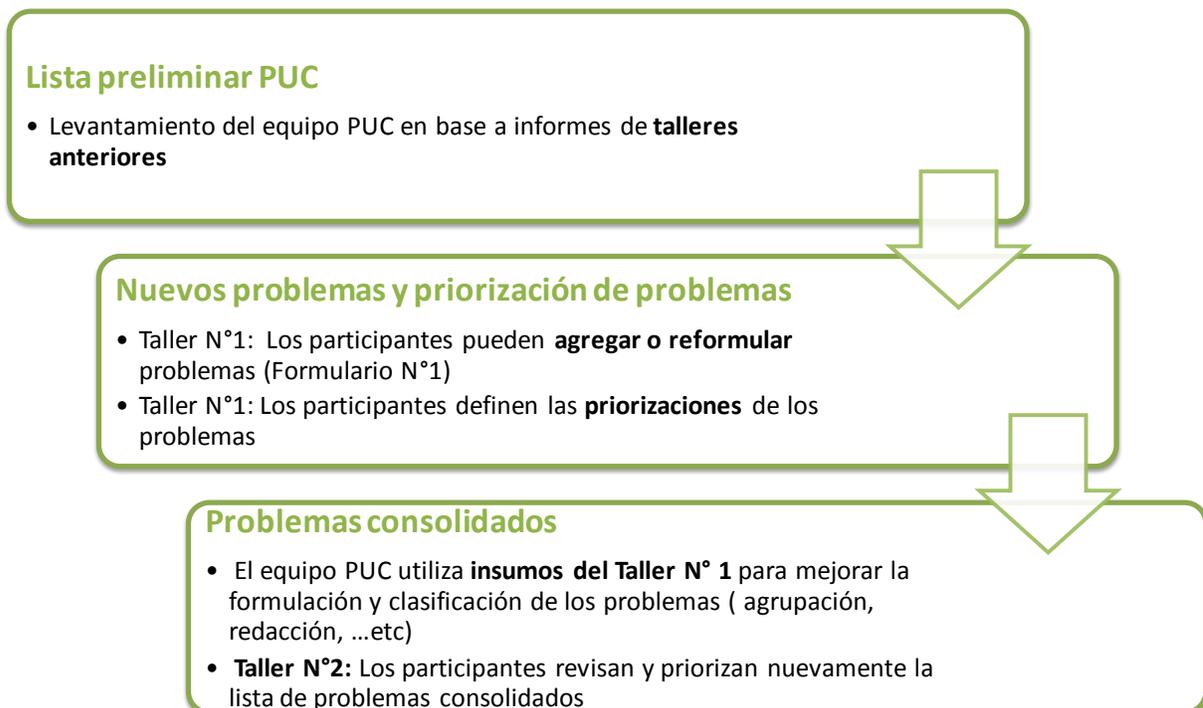


Figura 3: Proceso de generación de problemas consolidados.

La clasificación general de los problemas, se mantiene en las 2 familias: A) “Expansión de la red de distribución” y B) “Calidad de la red de distribución”. Debido a la unificación de



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 23 a 10 en la familia a) y de 19 a 6 en la familia b, tal como se presenta en la Figura 4.

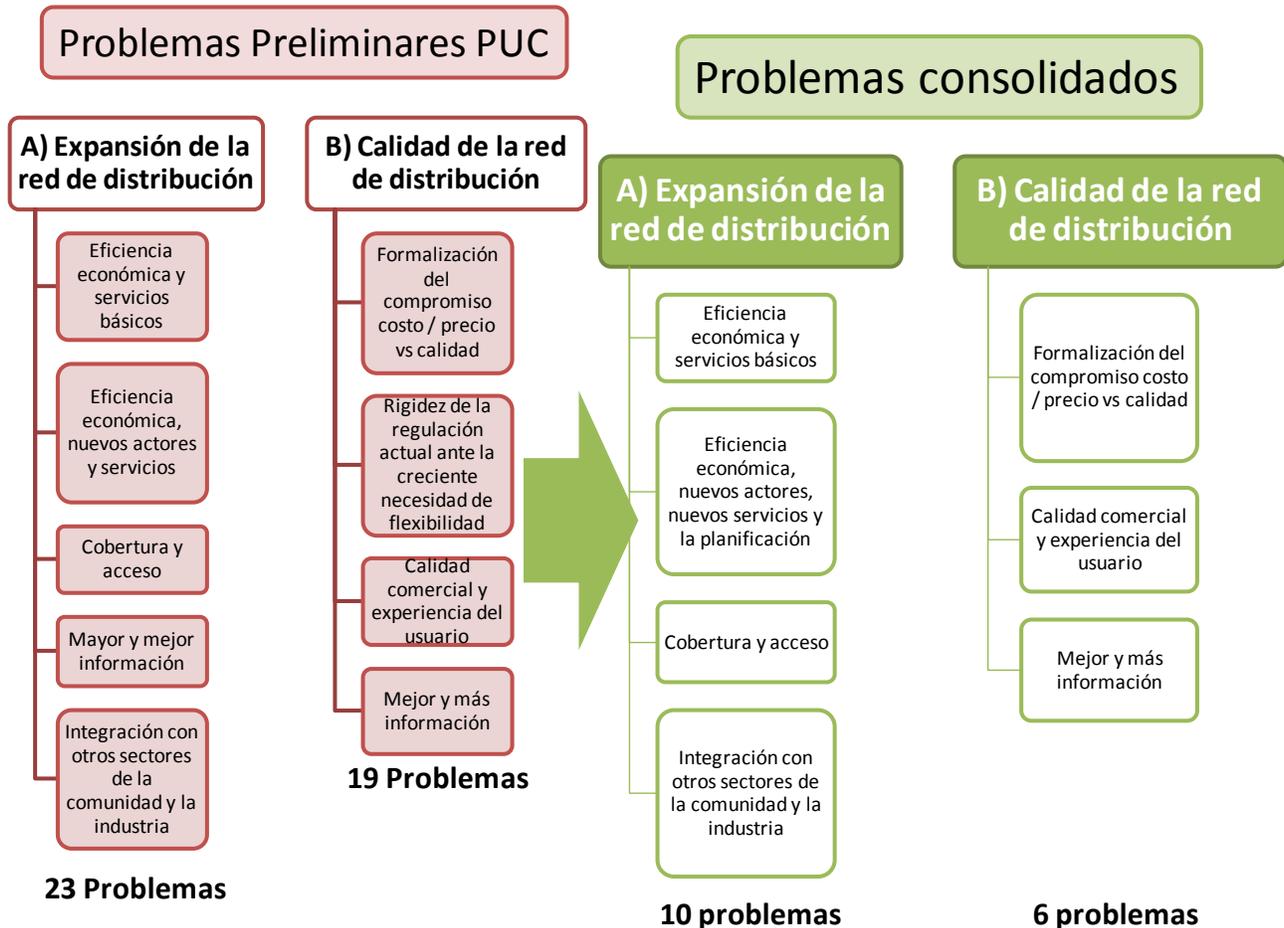


Figura 4: Clasificación y número de problemas consolidados. Se respetaron las familias y subfamilias pero se redujo el número de problemas unificarlos.

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

PROBLEMAS FAMILIA A) EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

PROBLEMAS FAMILIA B) CALIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS
CONSOLIDADOS

El Capítulo 2, destacado en la Figura 5, presenta la validación y priorización de los problemas consolidados desarrollado por los participantes del taller a través del Formulario N°1 “Validación y priorización de problemas consolidados”. La lista completa de los problemas consolidados se encuentra en la sección 1.3.1 Lista de problemas consolidados presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes del Grupo N° 1.

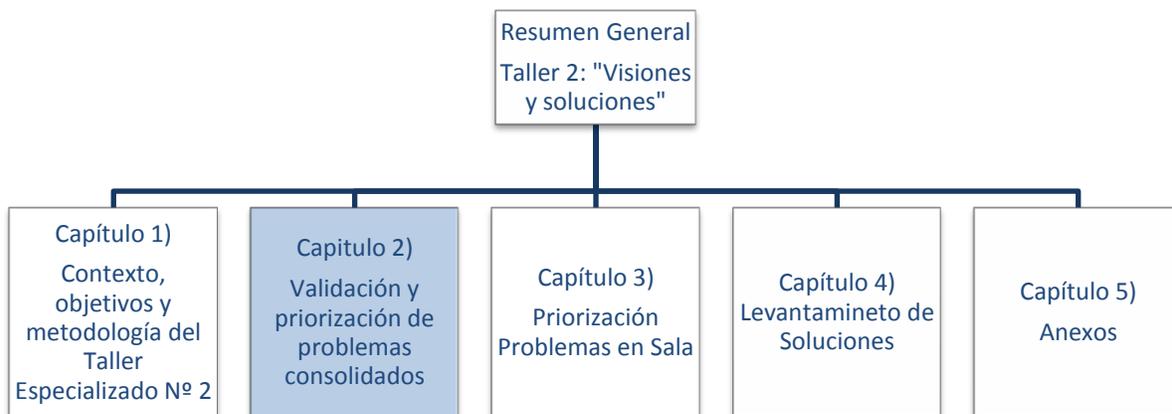


Figura 5: Estructura del presente informe. Se destaca el presente Capítulo (Validación y priorización de problemas consolidados)

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

Después del taller el equipo PUC realizó un levantamiento estadístico fuera de línea de las priorizaciones, acuerdos y desacuerdos indicados por los participantes en el Formulario N°1 “Validación y priorización de problemas consolidados”. A continuación se presentan los resultados de este levantamiento destacando los problemas con mayor prioridad, los problemas con más acuerdos y los problemas con más desacuerdos para cada una de las dos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 1: “**El desarrollo de la red de distribución**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

2.1 Problemas consolidados Familia A) Expansión de la red de distribución: priorización de los problemas

A continuación se presenta la Tabla 2 con los problemas de la familia A ordenados en forma decreciente en función de la suma ponderada de las 5 mayores prioridades (se muestran las más prioritarias primero). Esta ponderación se hizo de tal forma de asignar un peso a cada problema que sea mayor a medida que sea más prioritario (más relevante). Particularmente se definió que al problema con primera prioridad se le asignó un peso de 5, al problema con segunda prioridad un peso de 4 y así sucesivamente hasta llegar al problema con quinta prioridad al que se le asigna un peso de uno.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

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

En la familia A) Expansión de la red de distribución el problema con mayor grado de acuerdo y a la vez con un muy alto nivel de prioridad corresponde al N°1 sobre asegurar la eficiencia económica. Le sigue a este, el problema N° 4 sobre incorporar formal, explícita y



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

transparentemente en la planificación de la red los potenciales efectos de los nuevos agentes, tecnologías y servicios. Ambos problemas destacan por su alto acuerdo y bajo desacuerdo (32 personas en acuerdo con ambos problemas y 0 y 1 persona en desacuerdo respectivamente). Ambos tienen altas votaciones en niveles de prioridades altos de prioridad. Destaca también el problema N°5 sobre aprovechar la digitalización para reducir costos y mejorar la planificación con 32 personas en acuerdo y sólo una en desacuerdo. Sin embargo, su nivel de prioridad es bajo (10 en alta, 13 en media y 14 votaciones en baja prioridad). Por último, se destaca que el problema que obtuvo un mayor desacuerdo respecto de todos es el problema N°6 sobre la necesidad de un operador técnico y/o de mercado en algunas zonas y condiciones que obtuvo 20 acuerdo y 13 desacuerdos. A continuación se presenta en la Tabla 3. la lista completa de problemas, con los números de acuerdo y desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 3: Priorización de los problemas de la familia A.

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

2.2 Problemas consolidados Familia B) Calidad de la red de distribución: priorización de los problemas



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

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

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

En la familia B) Calidad de la red de distribución el problema con mayor acuerdo corresponde al N°4 sobre mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs. Luego lo sigue el problema



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Nº5 sobre transparentar el uso de la información. Ambos problemas tienen acuerdos de sobre 30 votos y desacuerdos de 1 voto, sin embargo ninguno de ellos están en la cima de las prioridades (con prioridades de 21 alta, 16 media y 16 alta, 21 media respectivamente).

Por otro lado, uno de los problemas que recibió altas prioridades y tiene un alto grado de acuerdo es el Nº1 sobre reconocer diversidad de realidades de distintas zonas geográficas y empresas en términos de calidad y servicio con 30 votos de alta prioridad (incluyendo 21 de prioridad Nº1). A este lo sigue el problema Nº2 sobre definición clara de acceso, cobertura y confiabilidad con 26 votos de alta prioridad (26 personas lo marcaron como de alta prioridad y 10 como de media prioridad).

Por el contrario, el problema con más desacuerdos es el Nº 3 que se refiere a la incorporación de sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptados a las realidades de los clientes con 6 votos en desacuerdo (y 28 votos de acuerdo). Se destaca que este es también el problema con menor votación de prioridad alta.

A continuación se presenta en la Tabla 5 la lista completa de problemas de la familia B, con los números de acuerdo y desacuerdos y las votaciones en cada prioridad.

Tabla 5: Priorización de los problemas de la familia B.

Problemas familia B: Calidad de red de distribución	Acuerdo / Desacuerdo		Nivel de prioridad										Nivel de prioridad				
	Nº	A	D	Alta			Media			Baja				Alta	Media	Baja	
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Suma 1-3	Suma 4-6	Suma 7-10	
1. Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.	1	29	3	21	6	3	0	4	0							30	4
2. Falta de definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.	2	28	2	4	12	10	3	4	3							26	10
3. Incorporar sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).	3	28	6	1	1	5	5	9	9							7	23
4. Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.	4	31	1	4	9	8	9	5	2							21	16
5. Transparentar la Información de servicio y de red: uso y acceso a la información para el cliente, el generador distribuido y otras empresas interesadas.	5	30	1	7	4	5	11	7	3							16	21
6. Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información.	6	28	4	1	6	6	9	5	7							13	21

2.3 Validación de problemas consolidados con sus dimensiones



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

PROBLEMAS FAMILIA A) EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- b) Se deben desarrollar estándares mínimos de **eficiencia energética** para los equipos que se conectan a la red (transformadores y equipamiento general) similar a los MEPS.
 - c) Se deben desarrollar **estándares mínimos de monitoreo** de la eficiencia en el uso/operación de los **alimentadores** (evitar altos niveles de pérdidas de algunos alimentadores y al mismo tiempo permitir conocer el uso real y la capacidad disponible de los mismos).
- **Eficiencia económica, nuevos actores, nuevos servicios y la planificación**
- 4) Incorporar formal, explícita y transparentemente en la **planificación** de la red potenciales efectos de **nuevos agentes, tecnologías y servicios** (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética.
 - a) En la planificación hacia el futuro se debe considerar también los vehículos eléctricos, almacenamiento, agregadores y otros **nuevos agentes y servicios** con sus respectivos timings.
 - b) Se debe incorporar la **incertidumbre** en la penetración de estos nuevos agentes, tecnologías y servicios.
 - c) Se deben formalizar **estándares y guías de planificación** con criterios claros y transparentes que permitan una planificación de red objetiva. Ej.: estandarizar condiciones para los cuales se requieren más reconectores en un alimentador, requerimientos de protecciones y equipos de maniobra asociados a mayores niveles de penetración de GD. (**metodologías de planificación**)
 - 5) Aprovechar la creciente **digitalización** (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).
 - a) Reducir la asimetría de **información al regulador**: mejorar y actualizar la información entregada por empresas, en forma y contenidos, para mejorar y simplificar los procesos y estudios asociados a la planificación, expansión, tarificación, regulación, fiscalización, etc.
 - b) **Incorporar más profundamente las TICs** y reconocer sus costos en la expansión de la red para lograr menos fierros y mejor uso de los mismos con mayores niveles de inteligencia.
 - c) **Nota:** La “**información al cliente y hacia la sociedad**” también apoya en esta **digitalización** pero se presenta en una sección más abajo, pues acá está la dimensión más eléctrica y de planificación de redes de la digitalización.
 - 6) Necesidad de un **operador técnico y/o de mercado (DSO)** en distribución en algunas zonas y condiciones
 - a) La introducción de un **operador técnico y/o de mercado** podría ser eficiente si su gestión permitir mejorar la utilización de la red y reducir y focalizar las necesidades de inversiones en algunas zonas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- b) Se debe **estudiar** bajo qué condiciones se justificaría y en qué zonas (para evitar ser un **sobrecosto**), cuáles son sus tareas y alcances, quién realiza la tarea, quién lo financia.
 - c) Alternativamente se debe **estudiar** qué tareas de **coordinación** debería realizar la distribuidora para gestionar los **recursos distribuidos** (DERs), cuándo, dónde y con qué recursos.
- 7) Desarrollar una **planificación formal y coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).
- a) Definir cuán **vinculante o indicativa es la planificación** a realizar.
 - b) Definir el **rol del regulador en la planificación** de la distribución y como se coordina con la planificación de la transmisión.
 - c) Definir las **instancias de coordinación** con otros agentes para la planificación (operador nacional, otras empresas de otros segmentos, etc.).
- **Cobertura y acceso**
- 8) Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal
- a) Reconocer **diversidad de realidades** de comunidades. Para dar acceso a comunidades aisladas se deberían considerar distintos esquemas de intervención de acuerdo a la realidad y requerimientos de cada comunidad.
 - b) **Dar 100% de cobertura y acceso** a comunidades aisladas a través de diversas soluciones (microrredes aisladas o conectadas a la red en zonas fuera de áreas de concesión y en zonas remotas de alto costo).
 - c) Mejorar el **acceso, la seguridad y calidad** incorporando **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.
 - d) Educación a **comunidades aisladas**: comunidades y sus visiones deben ser incorporadas, informadas y educadas si lo requieren para dar sustentabilidad a los proyectos.
- **Integración con otros sectores de la comunidad y la industria (relacionado con grupo 4)**
- 9) Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).
- a) **Excesivo centralismo** en el desarrollo de la red y toma de decisiones. Se deben incorporar actores regionales (gobiernos regionales, municipalidades, profesionales en general de las regiones) para levantar sus realidades y permitir que las soluciones se adapten a su realidad local.
 - b) Falta integrar más activamente a las **municipalidades** en la planificación de la red (no sólo por el alumbrado público sino por su rol y acceso a la comunidad).
 - c) Falta que las normativas que regulan el crecimiento de las ciudades conversen con las normativas eléctricas. Ejemplo: La **Ley general de servicios de urbanismo** es una ley



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

bastante antigua y debiera ser actualizada, en la discusión de dicha Ley debieran estar incluidas personas que entiendan y trabajen el tema del desarrollo energético y viceversa.

- d) Incorporar **sistemas de resolución de conflictos** similar al panel de expertos para acelerar la solución de los mismos y objetivizar técnicamente las decisiones ante discrepancias regulador-regulado en la búsqueda del bienestar nacional.
- 10) Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.
- a) Faltan incentivos para la distribuidora potencie y desarrolle nuevos servicios sobre su misma infraestructura y red de atención, explotando más eficientemente sus activos. (Ej.: uso compartido de postación, canalización y sistemas multiductos, etc.)
- b) Falta una **política nacional de ductos**. Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, ductos de telecomunicaciones. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se debe manjar integradamente los ductos para disminuir costos.

PROBLEMAS FAMILIA B) CALIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

• **Formalización del compromiso costo/precio vs calidad**

- 1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio
- a) Considerar la **diversidad en las condiciones socioeconómicas** y disposición a pagar de los clientes por calidad. En algunas zonas los clientes podrían preferir un estándar más bajo pero más económico.
- b) Se debe sincerar un **piso mínimo o base de calidad** que sea fácilmente cumplible y por ello también muy económico, pues con el no se gatillan inversiones en calidad.
- c) Reconocer la **diversidad de estándares** de calidad de servicio que viabilice el suministro de bajo costo en zonas menos densas, más proclives a fallas y con población de menor disposición a pagar. (zonas ya alimentadas por las empresas distribuidoras)
- d) **Relajar y flexibilizar los estándares de calidad** de servicio para viabilizar el suministro de comunidades sin servicio con población de menor disposición a pagar. (zonas NO alimentadas por las empresas distribuidoras, que podrían serlo bajo un nuevo modelo por la misma distribuidora o un tercero, ej.: microredes)
- e) **Ley de equidad tarifaria** “igual” tarifas de energía pero con distintas confiabilidades, acorta brechas de costo al usuario pero no de calidad.
- 2) Falta de **definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad** más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.
- a) Cómo mejorar **disponibilidad de servicio** para alcanzar las metas de la política energética a 2035 y 2050 y como interpretamos estas metas o las bajamos a nivel de empresa y cliente.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 1: “**El desarrollo de la red de distribución**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- b) Incorporar en la **planificación y expansión** cierto grado explícito de **resiliencia frente a catástrofes naturales**.
- **Calidad comercial y experiencia del usuario**
- 3) Incorporar **sistemas simplificados de resolución de conflictos** adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).
- a) **Rigidez de los medios** para cumplir con los niveles mínimos de experiencia del cliente (cada distribuidora debe cumplir con estándares mínimos utilizando los medios que mejor se adapten a sus tipos de clientes).
- 4) Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.
- a) Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart Grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc.
- **Mejor y más información**
- 5) Transparentar la Información de servicio y de red: uso **y acceso a la información para el cliente**, el generador distribuido y otras empresas interesadas
- a) **Limitada o nula información a la comunidad**: al día de hoy es muy difícil conocer las condiciones presentes e históricas de un alimentador MT o red de baja tensión (evolución de flujos, voltajes, interrupciones, etc.) y las condiciones de infraestructura posible futura (proyectos de nuevos alimentadores, expansiones de red, actualización de infraestructura, etc.).
- b) Hoy no se cuenta con un **sistema de información público**, transparente y de simple comprensión de las redes, sus costos y desempeño para el ciudadano, las partes interesadas (otras empresas, municipalidades, etc.) y para alimentar este taller. Ejemplo: Incrementar el acceso a la información de calidad de servicio.
- 6) Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información
- a) Falta definición clara sobre la **propiedad del medidor** para garantizar calidad de servicio y los atributos mínimos de este y su infraestructura asociada (registro, control, comunicación, etc.).
- b) Falta definición en el ámbito de **privacidad, almacenamiento y propiedad de la información**.
- c) Necesidad de **protocolos de registro y comunicación** de información y reglas claras sobre su uso.

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

2.3.1 FAMILIA A) EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN: VALIDACIÓN (ACUERDO / DESACUERDO) DE LAS DIFERENTES DIMENSIONES DE LOS PROBLEMAS



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

- a) Falta habilitar la entrada de nuevos actores (servicios provistos por terceros) para mejorar eficiencia y confiabilidad de la red. Se requiere definir los términos de apertura de la red y los servicios o alcances de esta apertura, la apertura de la información que maneja la distribuidora es fundamental (información de clientes, consumos, redes, etc.)
- b) Se deben desarrollar estándares mínimos de eficiencia energética para los equipos que se conectan a la red (transformadores y equipamiento general) similar a los MEPS.
- c) Se deben desarrollar estándares mínimos de monitoreo de la eficiencia en el uso/operación de los alimentadores (evitar altos niveles de pérdidas de algunos alimentadores y al mismo tiempo permitir conocer el uso real y la capacidad disponible de los mismos).

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

A continuación se presenta en la Tabla 6 y la Tabla 7 el listado completo de problemas con sus sub problemas, con los números de acuerdo y desacuerdo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 6: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (1/2)

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 7: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (2/2)

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.3.2 FAMILIA B) CALIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN: VALIDACIÓN (ACUERDO / DESACUERDO) DE LAS DIFERENTES DIMENSIONES DE LOS PROBLEMAS

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

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 8: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B.

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



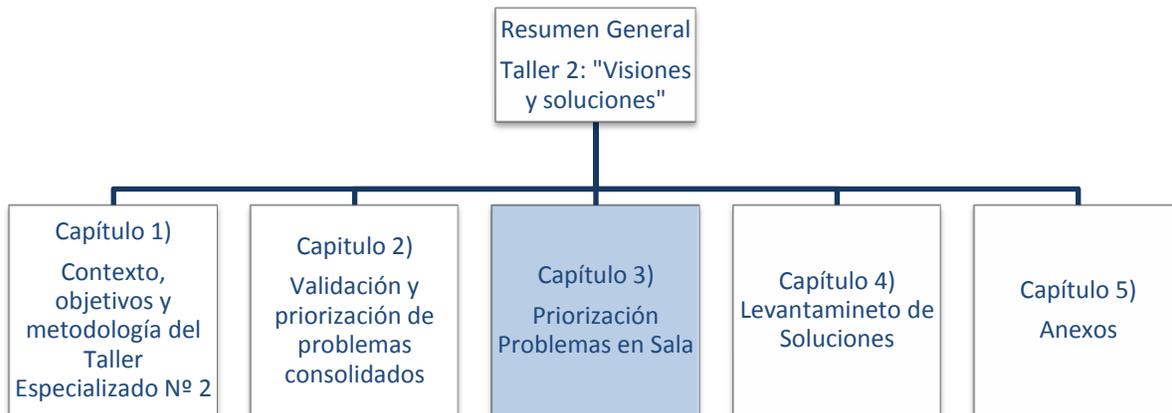
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 3: PRIORIZACIÓN PROBLEMAS EN SALA

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



3.1 Priorización de los problemas consolidados: trabajo en sala

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

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

Debido a que el tiempo es limitado en la sala se enumeran todos los problemas solicitando a cada uno de los participantes que indique, alzando su mano, cuando el problema mencionado lo ha seleccionado ya sea en primera, segundo o tercera prioridad. Las prioridades más allá



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

de la tercera no se levantan en sala, pero si se levantan una vez terminado el taller a través de los formularios.

3.2 Resultados Priorizaciones de Problemas en Sala

Los resultados de la priorización en sala de los problemas consolidados durante el taller por los participantes se anotaron en una tabla resumen par cada uno de los 2 papelógrafos. Esta tabla indica cuántos participantes votaron como primera (1era), segunda (2ª) y tercera (3era) prioridad cada uno de los 16 problemas consolidados que se trabajaron en esta sesión. En la sala se utilizó la suma (Σ) horizontal de las 3 primeras prioridades como un indicador que permitiera visualizar rápidamente los problemas prioritarios. Así, el problema con una mayor suma de las 3 primeras prioridades sería el tema más prioritario para posteriormente comenzar a trabajar.

Se puede ver que para la familia A) los principales problemas tienen relación con la eficiencia económica y con los efectos de nuevos agentes y tecnologías. Además, para la familia B) los principales problemas tienen relación con Las distintas realidades, el acceso y cobertura, y con el uso de TICs. A continuación se muestran los las priorizaciones levantadas durante el taller en la Tabla 9 y Tabla 10. **NOTA:** Se debe destacar que para trabajar más rápido en el papelógrafo no se presenta el título o descripción completo del problema, sino que su número y un título resumido de 2 a 5 palabras.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 9: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado derecho de la sala.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

Grupo 1: "El desarrollo de la red de distribución"



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 10: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado izquierdo de la sala

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

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





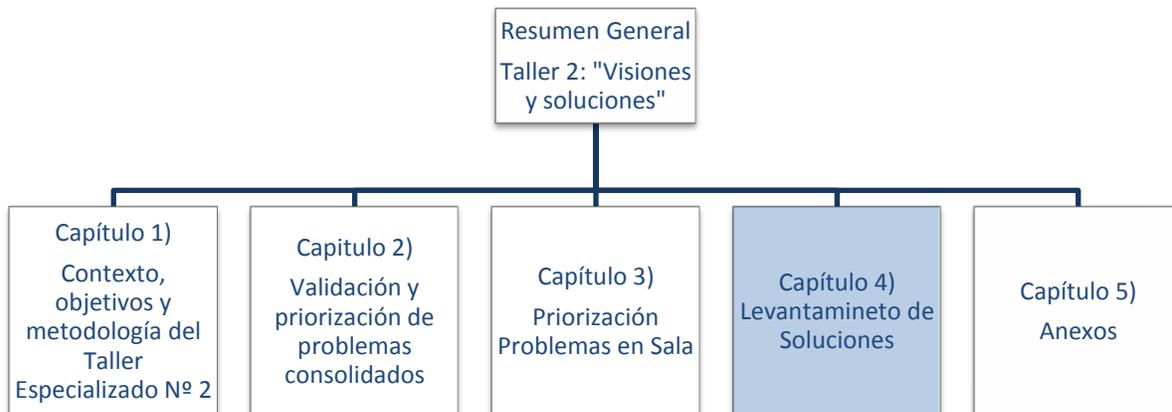
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 4: LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES

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



Durante el segundo bloque del taller (después del coffee-break) se levantaron las primeras ideas asociadas a las potenciales vías de solución de los problemas. Esto se realiza a través del trabajo individual de los participantes con Formulario N° 2 “Levantamiento de soluciones” y luego durante la socialización enfocada en las soluciones para los problemas prioritarios. A continuación se detallan las soluciones propuestas para los 4 problemas con más alta prioridad según se ha determinado en el capítulo 2 y luego se detalla la discusión realizada en sala por los subgrupos de trabajo.

4.1 Soluciones de los problemas consolidados prioritarios

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

4.1.1 SOLUCIONES PROPUESTAS PARA EL PROBLEMA: FAMILIA A, PROBLEMA 4) INCORPORAR FORMAL, EXPLÍCITA Y TRANSPARENTEMENTE EN LA PLANIFICACIÓN DE LA RED POTENCIALES EFECTOS DE NUEVOS AGENTES, TECNOLOGÍAS Y SERVICIOS (PV RESIDENCIAL/PV COMERCIAL/PMGD/CHP/GD/PROSUMERS/EFICIENCIA ENERGÉTICA.

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

4.1.2 SOLUCIONES PROPUESTAS PARA EL PROBLEMA: FAMILIA A, PROBLEMA 1) ASEGURAR EFICIENCIA ECONÓMICA EN EL DESARROLLO Y EXPANSIÓN DE LA RED (TRAZADOS ÓPTIMOS, RELACIÓN ENTRE REDES Y EQUIPAMIENTO, CAPACIDAD DE RED, USO BÁSICO DE INFORMACIÓN Y TICS, ETC.).

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

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

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

4.1.3 SOLUCIONES PROPUESTAS PARA EL PROBLEMA: FAMILIA B, PROBLEMA 4) MEJORAR EL MONITOREO Y LA FISCALIZACIÓN USANDO TICS, INFORMACIÓN EN LÍNEA Y CRECIENTE DIGITALIZACIÓN CON FOCO EN REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

*4.1.4 SOLUCIONES PROPUESTAS PARA EL PROBLEMA: FAMILIA B, PROBLEMA 1)
RECONOCER DIVERSIDAD DE REALIDADES DE LAS DISTINTAS ZONAS GEOGRÁFICAS Y
EMPRESAS DEL PAÍS EN TÉRMINOS DE CALIDAD DE SERVICIO.*

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

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

4.2 Socialización de potenciales soluciones para los problemas prioritarios

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

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

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

4.2.1 SUBGRUPO LIDERADO POR DAVID WATTS



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

- Familia A, Problema 1) Asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.).
- Familia B, Problema 2) Falta de **definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad** más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional.
- Familia B, Problema 1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio.



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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 1) **Monitorear la red:** Se planteó que para gestionar las redes de distribución esta se debe monitorear. Lo primero que se necesita es una red de comunicaciones adecuada e independiente para resolver los problemas de distribución. Para esto se propuso que se llame a concurso público para financiar un proyecto piloto que pueda replicarse en todo Chile y quizás en Latinoamérica y así definir la red de comunicaciones que se requiere. El objetivo sería que se presenten ideas y que las mejores se les financie hacer un piloto. Se opinó que en general son pocos los datos que se transmitirían por la red. El piloto sería implementado como una prueba de concepto y se reconoció que no se conocía una experiencia internacional similar. También se argumentó que el llamado lo debía hacer idealmente la CNE o MinEnergía, en cuyo caso si lo hace el regulador probablemente podría hacerse con fondos de Conicyt, Corfo u otro fondo público. Sin embargo, si las distribuidoras siguen teniendo todo el control sobre la red eléctrica entonces deberían ser estas empresas las que hagan el llamado.

- 2) **Integrar servicios básicos:** Se planteó que se obtienen mayores ganancias cuando se integran todos los servicios en una empresa de hardware. (gas, agua, electricidad, etc.). Es decir, los fierros de las distribuidoras deberían integrarse con otras industrias. Adicionalmente, debería integrarse al plan regulador. Los comercializadores de cada uno de los servicios podría ofrecer distintas tarifas para distintas zonas urbanas y para los distintos servicios. Se argumentó que esto podría proveer a la red de comunicaciones con un buen nivel de utilización, además de aprovechar la canalización común y probablemente otras economías. Si bien se reconoció como una muy buena aspiración, se reconoció que es una idea difícil de llevar adelante.

- 3) **Límite de voltaje para mayores flujos de potencia:** Se planteó la necesidad de definir los tramos de distribución por su uso y no por el voltaje. Esto significa revisar el límite de 23 kV para la distribución. Un mayor voltaje permitiría aumentar transferencia de potencia. Hoy, con el desarrollo de tecnología de menor costo, existen cables de más de 23 kV que pueden ser canalizados por ductos con lo que se puede transferir más potencia.

- 4) **Red enmallada:** Hacer una red enmallada permitiría transferir más potencia siempre que sea económicamente eficiente. Esto se logra introduciendo Smartgrids (aumentar las tecnologías de comunicación) y mejorando las protecciones de la red. Actualmente las protecciones son sólo radiales.

- 5) **Modelar la red para caracterizarla:** Se requiere modelar la red de distribución para identificar donde se producen las fallas, y para identificar donde se presenta mayor



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

demanda. Si se quiere expandir la red se necesita saber cómo va a evolucionar la demanda, donde incide, etc. Para eso se necesita modelar la red como se hace en transmisión.

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

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

Este punto planteó opiniones divergentes. Algunos participantes plantearon que esto no se hace en distribución porque modelar la expansión de la red con su dinamismo es muy difícil y lo más probable es que uno simplemente se equivoque. Por eso se entregan señales, indicadores o metas a las distribuidoras para que cumplan con ciertos objetivos. Además, se dijo que en la medida en que uno se acerca a los consumos los supuestos son más dinámicos lo que dificultaría aún más la modelación. Otros participantes plantearon que esto se hace así en otros países y que se hace cada



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

vez más. En estos casos el esquema de pago sería distinto, donde se reconocen las obras. Sería un cambio mayor pero no es algo que se debería desechar. Se planteó que sería uno de los temas a discutir en este taller, reconociendo que sería un cambio radical

- 7) Usar el modelo inglés: Se propuso desechar el modelo de área típica por algo más parecido al modelo inglés por empresa (RPI-X) con las modificaciones que este país ha ido incorporando para dar espacio a otras iniciativas que se quieran desarrollar. Es decir, un modelo donde hayan incentivos a la eficiencia económica pero también se incorporen otros incentivos para la calidad, para las distintas realidades geográficas y que permita la incorporación de nuevas tecnologías como eficiencia energética, PMGD, GD y nuevos comportamientos de la demanda (gatillados por ejemplo por vehículos eléctricos, DR). Se aclara que habría que adecuar el modelo inglés a la realidad Chilena.

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

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

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

Entre las opiniones se destacan las siguientes:

- 1) Es muy caro obligar a las distribuidoras a alcanzar el 100% de cobertura: Se plantea que no tiene sentido económico obligar a las distribuidoras a dar la cobertura que falta bajo el marco actual, a cualquier costo. Además, tendría que pagarlo toda la población. Mi propuesta es estudiar soluciones distintas, individuales o Microrredes. Las distribuidoras o terceros podrían hacerse cargo de esto (O&M) pero con una tarifa regulada.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 2) Instrumento para avanzar en cobertura: Considerando las nuevas tecnologías y sus costos a la baja es posible pensar en un instrumento que ayude a avanzar mucho más allá sin siquiera hacer un cambio de ley.
- 3) Costo total de mejorar cobertura es bajo: Al ser pocos los casos en que falta mejorar la cobertura el costo total no es significativo a pesar de tener un costo por persona alto. Una alternativa sería incorporar esto como subsidio cruzado y otra que éstas se hagan cargo directamente (subsidio tradicional). Sin embargo, se menciona que en países en desarrollo no hay tanto recurso y suele ser necesario demostrar un modelo de negocio donde el privado ponga la plata. También se plantea que quizás no se necesita un subsidio completo del 100%.
- 4) Mejorar fondos existentes: Se mencionó que hoy existen fondos para electrificar y quizás estos fondos deberían simplemente aumentarse.
- 5) Índice costo-calidad: Se debería generar un índice de costo y calidad por zona y diferenciar niveles por zona geográfica.
- 6) Política 2050 no reconoce trade-off costo-calidad: Se mencionó que meta e la política energética al 2050 no reconoce el trade-off entre costo y calidad, y que sí hay que reconocerlo

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

facturación, lectura de medidor, O&M, etc.). Hay por ejemplo zonas en las que las casas se ocupan unos meses en al año (cabañas de vacaciones) y no se necesita ir a leer el medidor todos los meses.

4.2.2 SUBGRUPO LIDERADO POR DANILO ZURITA

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

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



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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

- 1) Permisología: Se acuñó el término “permisología” para indicar las dificultades para obtener los permisos que exigen las autoridades en distintos sectores. Se planteó la necesidad de una mayor flexibilidad y coherencia de parte de las autoridades. Diferentes organismos (municipales u otros) actúan de diferente forma. La relación con eficiencia económica está en que los permisos afectan los costos finales de una solución. La eventual incompatibilidad entre legislaciones de eléctrica y de otros servicios se implica pagar más y tiempos más largos.
- 2) Regulación flexibilidad: Se planteó la necesidad de un marco legal flexible para la expansión y también para los modelos de negocios. Se planteó la necesidad de una regulación que estableciera el norte y no impusiera el cómo. Esto es necesario para un mundo cambiante. Hoy es GD, mañana el auto eléctrico y en el futuro pueden venir muchas otras cosas. Se planteó la necesidad de una legislación que nos rigiera y que no se transforme en una camisa de fuerza que permita adaptar las redes.
- 3) Sistemas de información: Agregar sistemas de información, como información de la red, tasas de falla, holguras y proyectos en ejecución para permitir que el mercado sepa con que se enfrenta.
- 4) Garantizar la rentabilidad a la innovación: Se planteó que se considere en los criterios de desarrollo y expansión una rentabilidad garantizada para quienes se arriesguen a introducir tecnologías nuevas.

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 1) PMGD y planificación de la transmisión. Los PMGD influyen la transmisión, por lo que deberían incorporarse en su planificación. Quizás se deba redefinir la potencia máxima de los PMGD. Se debería estudiar.
- 2) Flexibilidad para GD: Flexibilidad en Modelación para incorporar nuevos con nuevos servicios: se planteó la necesidad de incorporar en la modelación de la red explícitamente flexibilidad para permitir estos servicios.
- 3) Socializar costo de conexión de GD: Se propuso seguir el modelo alemán. Se afirmó que este modelo estableció una fórmula que establece cuándo la generación distribuida paga su conexión a la red y cuando los pagan todos los consumidores buscando el beneficio social. Hoy la GD (PMGD y generación residencial) paga su conexión a la red:
 - a. Se argumentó que en Alemania hay una política pública para disminuir los gases de efecto invernadero y por eso financian estos proyectos. En Chile se debe definir si se quiere financiar a la GD para disminuir los gases de efecto invernadero. ¿Es lo más eficiente?
 - b. Se planteó que GD deberían ser clientes de las distribuidoras.
 - c. Se contesta que eso no quiere decir que todos. El hecho de ser cliente no implica que la distribuidora deba hacerse cargo de expandir y socializar los costos. Alocar los costos es una decisión de política pública. Ejemplo: Ley de equidad tarifaria es una decisión política. ¿Hay algún motivo para subvencionar los costos a GD? Si es así, entonces se subvenciona y socializa el costo si no, entonces no.
- 4) Estudio para proyectar potenciales de generación: Se propuso que debería haber un estudio para proyectar potenciales de generación,
 - a. Se complementó diciendo que se debe estudiarse el modelo de Inglaterra donde hay mapas públicos por alimentador que le permiten a los generadores saber dónde será más difícil conectarse.
- 5) Redefinir voltaje máximo de distribución: En el mundo los voltajes máximos son más altos que en Chile, donde el límite está en 23kV. En la distribución la tensión límite la define la norma, pero esta definición tiene impacto en las tarifas. Se le entrega a la norma una definición que es muy importante. Se agrega que la Ley (no la norma) sí define el límite superior de la transmisión zonal.
 - a. Se comenta que la decisión debiera ser técnica. Hay un voltaje óptimo que minimiza la función de costos. PMGD originales: disminuir consumos y aprovechar red existente. Es un cliente de la distribuidora.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

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

Se planteó también que las necesidades de calidad tienen que ver con zonas y realidades. Hoy en día hay zonas donde una interrupción de 20 minutos genera reclamos. En otras zonas 2 horas de corte no produce nada. Hay zonas que reclamen más. Hay zonas donde no se puede tener la misma red que en otras. Se comentó que esto está más o menos resuelto en clientes libres.

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

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

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

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

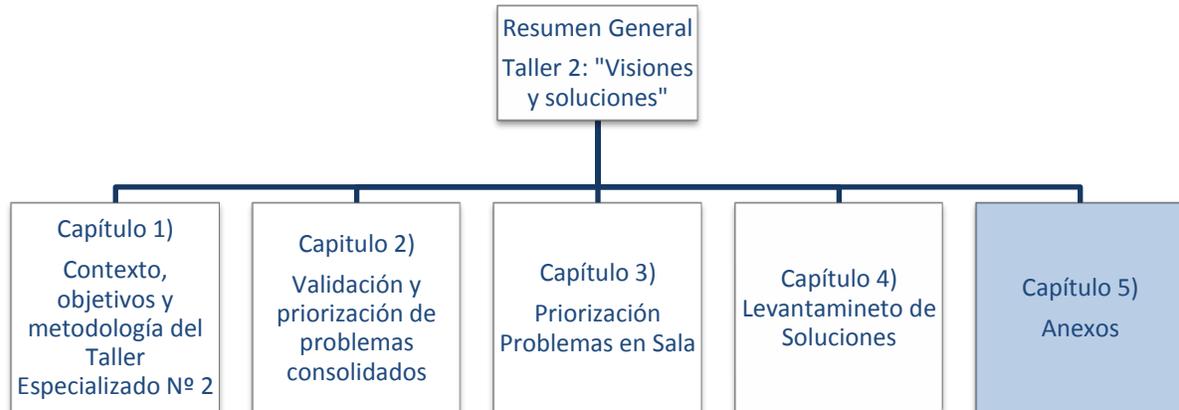


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 5: ANEXOS





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO A: TRANSCRIPCIÓN COMENTARIOS DEL FORMULARIO 1
“VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS”

Agrupación de comentarios y sugerencias de los participantes:

Iniciales Autor	Comentarios
RCM	Familia A: 2) b) Hay mínimos de calidad Familia A: 2) c) Deben existir mínimo de calidad comunes Familia A: 3) b) En general de acuerdo pero debe establecerse una transición y costo-efectividad Familia A: 3) c) Actualmente las pérdidas reales sin financiamientos por la dist. por los que existen todos los incentivos Familia A: 4) c) En general de acuerdo pero sin comprometer la flexibilidad necesaria en este tipo de redes Familia A: 5) b) Haciendo cargo de los desafíos de los de economías de escala y remuneración de ... Familia A: 6) Es una medida costosa que en el modo aún no se adopta Familia A: 7) En la medida que no afecte la flexibilidad Familia A: 7) b) Una planificación central en Dx materialmente imposible, pero sí en algunos aspectos Familia A: 8) b) En el tiempo Familia A: 9) a) Depende de que parte de la planificación se trate Familia A: 9) d) Si son temas de políticas públicas no es labor de un tribunal Familia B: 1) a) Se requieren mínimos existe equidad tarifaria Familia B: 1) c) Equidad tarifaria Familia B: 5) a) La información está disponible
JVM	Como o quién validará las inversiones que se definan en un plan de expansión.
VHH	Familia A: 7) b) y del ministerio de energía. Planificación energética de la transmisión y subtransmisión Relacionado al ítem 7 y 1: creo que se debería definir el horizonte de planificación Familia B: 1) c) Ya está incluido en B1a) 6) El medidor y la información generada son de responsabilidad de la empresa de distribución aunque la inversión del equipo la tiene que hacer el cliente, la empresa serpa la responsable.
MC	Familia A: 5) No así, hay que impulsar la red digital ampliando el giro de la Dx Familia A: 5) a) Esto es un requisito básico Familia A: 5) b) Acuerdo, se requiere para abaratar y medir todos los servicios



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	<p>de red</p> <p>Familia A: 6) ¿Para qué está el coordinador?</p> <p>Familia A: 7) b) ¡Es un regulador! ¿Qué más podría ser?</p> <p>Familia A: 8) Esto no es parte de la ley de Dx, es un derecho básico a los colonos!</p> <p>Prioridades: 1. Ampliar giro de empresa de hardware para que provea ductos, cables, comunicaciones, inet, TV digital</p> <p>2. Exigir información técnica para poder remunerar en función de rendimiento</p> <p>3. Permitir el acceso a un retailer que pueda ejecutar la venta minorista al cliente final</p> <p>4. Falta generar una temporalidad de cómo entran los distintos desafíos en la normativa.</p> <p>smart -> inet -> agua,gas</p> <p>Mi visión es que la calidad del servicio está asociada al plan regulador municipal, así las cuadradas aledañas a centros de bomberos, policía y hospitales tienen prioridad de ministerio, zonas habitacionales Premium también podrían adquirir este estado pero debe ser claro y transparente que dichas zonas tienen una tarificación más alta por el servicio que se ofrece.</p> <p>El uso de TIC me parece natural si se amplía el giro de una empresa de infraestructura sobre la cual se implementen multicaniers que actúen como minoristas</p>
TS	5 y 6 se pueden ver como el mismo problema
Anónimo	Familia B: 2) b) A definir en la misma planificación
FM	<p>Familia A: 10) b) Política nacional de uso del subsuelo</p> <p>Reforzar la coherencia con la industria de las telecomunicaciones. Comunicaciones más robustas y confiables, asegurarse a que las redes digitalizadas, responda de mucho mejor manera.</p>
AS	<p>Si bien creo que la pregunta no es importante, estoy de acuerdo porque de lo contrario se complejiza demasiado el tema ya complejo. Es un tema que hay que incorporar a nivel país y verlo en el largo plazo.</p> <p>Eficiente procesos y papelería en distintos procesos. Existe una barrea de entrada de tipo administrativa (punto 4) ya que evidentemente existe una tendencia a que en el futuro personas naturales sean partícipes de esto.</p>
SG	<p>Problema: simplificación de los procesos de concesión puesto que afectan la expansión en tiempo y GTO.</p> <p>1. Se debería abordar el problema de los empalmes como frontera entre la Dx y el cliente. Es común fuente de conflicto su modificación, mantenimiento y reconstrucción o adaptación</p> <p>2. El problema de los medidores no es de propiedad sino quién asume los costos de la gestión técnica.</p>



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	¿Debe existir esta frontera entre la red de Dx y la instalación...?
JM	Familia A: 6) a) La seguridad también es un objetivo
CEA	Familia A: 4) a) Y zonas más propensas
DG	Familia A: 3) c) Muy importante PMGD Familia B: 2) 2050/ nivel de calidad vs calidad de servicio. Microrredes.
TR	Familia A: 1) Problema principal Familia A: 3) Explícitamente Familia A: 4) c) Porque si se genera un estándar va en contra de la incertidumbre de entrada de nuevos agentes Familia B: 6) c) Varias soluciones en varias zonas
JS	1b) Estándar mínimo de calidad ok, pero en ningún caso afectan la seguridad
PA	Familia A: 2) No obstante, la política energética del gobierno buscar ofrecer la misma calidad de servicio en todas las localidades del país Familia A: 2) a) Es complejo discriminar cuando todos los clientes se conectan en la misma red Familia A: 5) b) A las redes en general les faltan más instalaciones y equipos para mejorar la complejidad y continuidad del suministro Familia A: 10) b) Necesariamente se debe ir a un sistema más subterráneo para lograr mejorar los estándares actuales de confiabilidad Familia B: 1) No obstante la política energética no discrimina por localidad y apunta a una calidad uniforme geográficamente
MCI	Familia A: 1) b) Norma técnica establece condiciones que deben cumplir en el punto de conexión Familia A: 3) c) Existe normativa técnica y señal en precios Familia A: 5) a) No se requiere modificar ley. CNE y SEC tienen actualmente todas las facultades necesarias para solicitar información Familia A: 6) c) Naturalmente al mismo distribuidor debería cumplir este rol, por economías de alcance y por coordinación Familia A: 7) Ley y normas deben dar señales correctas. Pero pensar en una planificación centralizada de la Dx sería impracticable Familia A: 9) A nivel de criterios establecidos por ley y por normas Familia A: 9) b) Normativa comunal Familia A: 10) a) Alternativamente a través de servicios de apoyos. Pero se requiere coordinación a nivel normativo
AQ	Familia A: 2) La expansión y desarrollo de la red debe ser única y la mejor posible (igual para todos) Familia A: 9) d) Para esto está la JEC Familia A: 10) a) La distribuidora vende hoy el uso de sus postes Familia B: 1) La calidad debe ser única, la mejor posible e igual para todos Familia B: 3) Un medio único para toda la distribución
BG	Familia A: 4) b) Podría incrementar significativamente los costos Familia A: 4) c) Así se evita sobre instalación de equipos Familia A: 6) a) Más que reducir inversión, sólo se debería focalizar en su



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	requerimiento Familia B: 1) a) Difícil que exista una preferencia de todos los clientes
A85	Tener en consideración junto a la resiliencia frente a catástrofes naturales los impactos sociales y su sensibilidad a la planificación o mejoramiento de redes existentes, debido a que existen zonas en donde las distribuidoras han sufrido daños o ataques a sus redes o al personal de brigadas
CBQ	<p>Es importante en la enumeración de prioridades y descripción incluir su real implicancia en competencia. Respecto al operador de red en distribución, la idea es discutirlo no sólo en "algunas áreas" sino en todo el segmento. La inclusión de nuevos agentes que utilizan la red para sus operaciones requiere de un agente independiente.</p> <p>La empresa distribuidora no es un agente neutral en las decisiones de operación de la red porque sus decisiones afectan los márgenes de PMGD y GD, cuando controla flujos por la red y toma decisiones operativas.</p> <p>La apertura del modelo de negocio en Dx requeriría un coordinador neutral, no discriminatorio que permita la competencia sin barreras operativas. Además, abrir el espectro de competencia en los servicios de red, requiere un operador independiente del propietario de la red.</p> <p>Por otra parte, no existe limitación técnica que implique no pensar en un ente coordinador independiente a nivel de Dx. incluso puede ser parte de coordinador nacional, como una división adjunta. Lo importante en esa discusión es el cambio de paradigma.</p> <p>Respecto a la mejor y más información, agregaría la calidad de información. La información debe ser además de disponerla de forma "cruda", se debe ayudar y procesar para que sea de valor para terceros agentes usuarios, GD y otras empresas interesadas.</p> <p>Respecto a la calidad de la red de Dx, es importante definir legalmente al "usuario generador" como ente que puede exigir calidad de servicios en la red.</p>
JAS	Familia A: 9) b) Estaría implícito en letra anterior Familia A: 9) c) Escapa ámbito del trabajo ideal
JLC	Encuentro que esta sección quedó con un sesgo a desafíos exclusión a las empresas Dx actuales. No se considera actores diferentes como generadores distribuida (GDx) u otros que pueden aportar a los problema 1 y 2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO B: TRANSCRIPCIÓN DEL FORMULARIO 2
“LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES”

Agrupación de soluciones propuestas por problema:

Soluciones Familia A: Calidad de la red de distribución

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

Soluciones propuestas:

- Planificación con objetivos claros que se incluya los nuevos agentes y servicios complementarios. Los modelos deben ser aprobados y calificados. (Por ente independiente). (IGV)
- Aspectos regulatorios, tecnológicos y económicos. En la expansión de la red será fundamental el autoabastecimiento y la generación distribuida. La inclusión de nuevas tecnologías y de la Smart grid permitirá tener mayor información y control sobre la red. (DGR)
- Licitación compra de activos en forma conjunta a nivel de Dx y que los ahorros se destinen a innovación. (SGE)
- Aunar procesos de COMA entre empresas Dx y otras concesiones de servicio público. (SGE)
- Incorporar el utility: empresa de hardware que provee energía, gas, agua, comunicaciones, TV digital, TV cable. (MC)
- Es más útil que pensar sólo en economía de la distribuidora y sus economías individuales por rendimiento. (MC)
- Generar línea base con mapeo de las zonas en las que se proyectó el desarrollo de redes, de manera de contar con información completa, confiable y actualizada de todos los aspectos que sean considerados relevantes. Con esta información se puede construir de manera más precisa el diseño de los procesos e incentivos económicos requeridos para implementar los nuevos trazados. (CR)
- Considerar en diseño de trazados fajas fiscales, evitar zonas de conflicto social. (A85)
- La regulación debe ser tal que se remunere a la distribuidora el mínimo equipamiento e infraestructura necesaria, bajo ciertos estándares de calidad, para suministrar energía a los usuarios finales. Para estos efectos, la expansión debe ser eficiente. Debe considerarse para estos efectos los trazados, TICs, etc. El rol de los sistemas de comunicación resulta esencial para una expansión eficiente. (BG)
- Eliminar modelo de tarificación por empresa de referencia, y pasar a un modelo por empresa real que incorpore incentivos a la eficiencia y a mejorar calidad de servicio,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

reconociendo las particularidades de la zona donde se emplazan las redes. Ejemplo: Modelo de Inglaterra adaptado a Chile. (MCI)

- Utilizar topología de red enmallada, requiere mejor uso de protecciones y TICs, para incrementar la capacidad de red y eficiencia. Se puede utilizar mayor tensión en distribución, con lo cual aumento capacidad. Si existen problemas de capacidad, se puede generar señales mediante tarifas dinámicas (Horarias, etc.). (JVC)
- Se puede valorizar la energía no suministrada con un alto valor, de forma que se evalúe la expansión de manera holgada y no ocurra lo que pasa hoy en STx. (JVC)
- La distribuidora debe ofrecer el servicio de distribución no solo a través de la inversión en cables, sino que buscar alternativas que cumplan el objetivo de entregar capacidad al cliente. Alternativas a los cables son gestión de la demanda, generación local o planes de eficiencia energética. Esos planes deben ser remunerados al mismo valor de inversión en cables de modo de incrementar la planificación eficiente de la red. (TR)
- Optimización articulada en proceso G-T-D;
 - Distribución ->Prioridad topológica estructural
 - Optimizar sistemas
 - Reducción perdidas
 - Reducción de interrupciones
 - Detección de PCC (Puntos Críticos de Control) (FRB)
- Revisar la regulación existente en términos de servidumbres y concesiones, para reducir plazos de tramitación. Donde haya inversiones importantes ver la posibilidad de hacer procesos de licitación para la construcción, para luego entregar al operador que ofrezca mejor precio. (JMS)
- Considerar lo escaso de espacio y lo empoderado de la comunidad en este ámbito. (JMS)
- Mejorar la topología de alimentadores incorporando equipos de maniobras para transferencias de cargas, disminuyendo los tiempos de pérdida de suministro. Reemplazar red tradicional por red protegida, minimizando el riesgo y la intervención por mantenimiento. Dar la posibilidad de energización de las zonas desde más de un punto de inyección. (GGG)
- Potenciar el uso y creación de smartgrids. Creo que esto puntualmente toca varios de los problemáticos del formulario. Tecnologizar un rubro que lleva muchos años funcionando de la misma forma genera:
 - Incorporación de nuevos actores
 - Acceso y simetría de información
 - Competencia

Eficiencias (AS)

- Uso de tecnologías para manejar mayor información. (DBM)
- Planificación de Dx considerando estos aspectos y agregar flexibilidad. (DBM)
- Que la ley permita nuevos servicios y que planificación pueda ver esto. (DBM)
- Para poder desarrollar y expandir las redes, la autoridad no debe poner obstáculos en su construcción, ... zona de concesión de las distribuidoras, flexibilidad en la legislación vigente. (DRS)
- Definir modelos de redes de distribución en función de la zona geográfica y la densidad del consumo de clientes. Avanzar hacia una estandarización de equipos eficientes



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

económicamente, que satisfacen los estándares de calidad. (AA)

- Establecer modelos y/o criterios e diseño y desarrollo de las redes de Dx con una base de información transversal a nivel de estado y de los agentes de mercado, para una óptima planificación de largo plazo. (VTF)
- Incorporar y ... el costo por confiabilidad en la tarifa tenderá a aumentar. (VH)
- Establecer los procesos de planificación y programación de la red de largo, mediano y corto plazo -> criterio de maximización social. (VH)
- Modelar la red desde una perspectiva Bottom-up; es decir por zonas (comunas, alimentadores, etc.). (AQ)
- Es imprescindible la implementación de una red de comunicación independiente. (AQ)

Problema 2: Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en la expansión y desarrollo de la red.

Soluciones propuestas:

- Utilizar la regionalización político-administrativa; caracterizar cada región desde el punto de vista del consumo, matriz, redes de Tx, polos de desarrollo energético, polos de desarrollo urbano. Sobre esa base generar Normas Técnicas de calidad de servicio, calidad de producto, y de atención comercial diferenciadas y que estas sean consideradas en el proceso de fijación tarifaria. (SGE)
- Simplificar los permisos públicos y concesiones asociadas a expansiones. (SGE)
- Multiplicidad de planes, pero debe quedar abierto a la empresa de retail recordar que la forma de tarifa es $T = \{Energía, Red (fierros), servicios\}$. (MC)
- Utilizar la información levantada en la construcción de la línea base respectiva, la cual debe contener elementos que permitan hacerse cargo de las particularidades de zonas geográficas específicas, de manera de incorporarlas en el diseño de los procesos respectivos. (CR)
- Debe existir vinculación con la política nacional de ordenamiento territorial y los respectivos planes regionales de ordenamiento territorial como fuente de insumos. (CR)
- Establecer estándares de cargos de línea y fortalecer los alimentadores con SAIDI elevado. (A85)
- Modificar trazados que tienen conflictos sociales. (A85)
- Eliminar modelo de tarificación por empresa de referencia, y pasar a un modelo por empresa real que incorpore incentivos a la eficiencia y a mejorar calidad de servicio, reconociendo las particularidades de la zona donde se emplazan las redes. Ejemplo: Modelo de Inglaterra adaptado a Chile. (MCI)
- El reconocimiento de las realidades distintas debe generar que se desarrollen robustecimientos de la red que permitan cumplir con un mismo alto estándar de calidad uniforme en el país acorde a la política energética, y no el adaptar el estándar según la diversidad observada. (1 hora de SAIDI en 2050 es una meta para cada servicio). (PSA)
- Las soluciones para ofrecer el servicio de distribución son diversas y de tienen que adaptar a las características de la comunidad abastecida. Propongo generar índices que reflejen la realidad de la zona para establecer límites de calidad y costo de distribución en



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

cada zona. (TR)

- Hacer estudio categorizando zonas geográficas de acuerdo a ruralidad, variables socioeconómicas y uso de la electricidad (residencial básico, residencial intensivo, comercial, industrial, etc.) de forma de estimar las necesidades de calidad adecuada para cada tipo de zona. (CE)
- Establecer estándares diferenciados por zona geográfica u holguras permitidas de forma diferenciada, de acuerdo a parámetros de niveles de consumo, dispersión del consumo, condiciones exógenas que le rodean, esto es, climática (ventanas de tiempo para construcción, dificultades para mantenimiento/repación), orográficas (acceso a instalaciones, tipos de construcciones requeridas, tiempos de desplazamiento, rendimientos), mercados relacionados (déficit de contratistas, tercerización v/s huelgas, capacitación, etc.), entre otros. (JMS)
- Exigencias distintas para zonas (y clientes) y empresas. Que todas tengan un piso de exigencias mínimas. Factores de eficiencia distintos. (DBM)
- Definir criterios para estratificar zonas y empresas y en base a ello proponer las diferenciaciones en cuanto al tipo de red, nivel de confiabilidad y niveles de tarifas. (FR)
- No tengo claro las soluciones que me gustaría se implementaran aquí, pero creo que es muy importante hacer un levantamiento de información para conocer no solo la disposición de pago, sino también las necesidades de la gente de comunidades aisladas. (JIC)
- Planificación a LP considerando “mini” cuencas de PMGD en la zona. (RM)
- Normativa debiera establecer diferentes obligaciones para las empresas distribuidoras, dependiendo de características propias (tipo de clientes, zona de concesión, etc.). (Anónimo)
- Redefinir o revisar metodología de definición de zonas tarifarias y empresa modelo, la cual debe contemplar nuevas tendencias de consumo y nuevas tecnologías y nuevos servicios. (VTF)
- Creo que solo deben existir dos estándares uno en zonas rurales y urbanas y luego en los lugares que no se cumple se compense a los usuarios con una meta directa como en de la multa de factor de potencia. (Anónimo)
- La expansión y desarrollo de la red y todas las exigencias relacionadas debe considerar las diferencias de las realidades de cada geografía. (JVS)
- Establecer objetivos (por ejemplo de calidad o continuidad), pero no establecer formas rígidas de cumplirlos que nos alejarán del óptimo. (JVS)
- Construir un sistema de información geográfica con la ubicación de las demandas eléctricas y licitar el servicio eléctrico por áreas geográficas por precio de suministro. (JAS)
- Desarrollar procesos de licitación a zonas aisladas, mediante uso de micro grid. (JAS)
- No perder tiempo en esto; implementar la red tanto como sea posible, actuando simultáneamente en todas las regiones del país. (AQ)

Problema 3: Incorporar rol de la **eficiencia energética** en la expansión de la red.

Soluciones propuestas:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Se deben incorporar estándares mínimos de eficiencia en la operación del suministro energético. Los cuales deben estar justificados por los índices registrados entregados por generadores y CDEC. (IGV)
- Para realizar lo anterior es necesario de un sistema de monitoreo que realmente registre la operación. La información registrada debe ser revisada por un ente público (CNE). Esa información debe ser pública. (IGV)
- Aumentar la capacidad de los alimentadores y permitir conocer la disponibilidad para los PMGD a través de un uso eficiente y de monitoreo adecuado de las pérdidas en los alimentadores. (DGR)
- Igualmente incorporar el mecanismo del desacople de la distribuidora estableciendo metas de eficiencia energética y sanciones en caso de no cumplirse. (DGR)
- Otorgar valoración específica a criterios de eficiencia energética a la hora de evaluar propuestas / contratos. (CR)
- La regulación debe considerar planes de expansión de la red de distribución tanto por parte del menor consumo (o menor incremento) de energía eléctrica de usuarios finales, así como equipos e infraestructura de la red (a fin de reducir pérdidas por ejemplo). (BG)
- La remuneración por parte de las distribuidoras debe ser tal que se reconozca esta “mayor inversión” de equipamientos más eficientes. (BG)
- Nuevo modelo tarifario debe ser capaz de incorporar los impactos de los nuevos agentes, tecnología y servicios, sin impactar la remuneración de las inversiones, y manteniendo los incentivos a mejorar la calidad con criterios de eficiencia. Ejemplo: Modelo de Inglaterra adaptado a Chile. (MCI)
- Eficiencia energética \cong relación eficiencia económica. (FRB)
- Eficiencia energética, debe ir estrechamente de la mano con mejorar puntos críticos en la distribución (tecnología, pérdidas, estructural, tarifario, entre otros). (FRB)
- Establecer MEPS (Minimum Energy Performance Standard) para transformadores y equipos. (CEA)
- Claridad en esta política energética, en cuanto a plazos, alcances, priorización, intervención del estado (importante demandante de bienes y servicios). En este punto la certidumbre y consistencia que se puedan entregar resultan primordiales. Lo anterior se puede implementar por medio de la discusión abierta, participativa y publicitada. (JMS)
- Que se considere en planificación. Que los equipos sean más eficientes y que NT se encargue de eso. Buscar incentivos económicos para que las distribuidoras realicen EE. (DBM)
- El estado debe subsidiar a las empresas para que éstos puedan incorporar el rol de la eficiencia energética. (DRS)
- Estandarización del nivel de pérdidas en los alimentadores. (AA)
- Separación del negocio “fierro” para que las empresas distribuidoras no tengan prejuicio de una eventual disminución de demanda. (AA)
- El plan de expansión debe tener en cuenta la cantidad de energía que se perderá entregando el suministro proyectado y ajustar en energía perdida a un estándar mínimo de eficiencia. (TS)
- Desacople modelo regulatorio actual, basado en rentar los fierros por un modelo que



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- considere o incentive los programas de eficiencia energética clientes de las Dx. (VTF)
- Determinar los estándares mínimos de eficiencia energética de los equipos que se ... a la red. (VHH)
 - Definir incentivos a la incorporación de medidas que conduzcan a hacer más eficiente la operación de la red. (VHH)
 - Debe pensarse en un modelo como el estampillado para permitir la eficiencia y la rentabilidad de las Dx debe estar asociada a la eficiencia que logre. (Anónimo)
 - No sé si desacople fue la mejor solución para promover la EE, pero sin duda hay que desarrollar un modelo que incentive EE. (DZO)
 - Para poder aplicar criterios de eficiencia se requiere caracterizar la red o zonas de la red. (AQ)

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

Soluciones propuestas:

- Con la creciente incorporación de la generación distribuida es necesario considerar en la planificación de la red sus efectos. Luego para estimar la incorporación de los nuevos agentes se debe hacer un estudio independiente para estimar su penetración. Las empresas participantes, distribuidoras y generadoras (GD), deben participar de este estudio. Para este estudio es también importante la información de la red, su funcionamiento y proyectos futuros. (IGV)
- La Planificación / Expansión debe ser abierta y participativa; con instancias para presentar necesidades y nuevas redes. (CBQ)
- La planificación se debe revisar periódicamente para actualizar necesidades de obras de ampliación y nuevas obras. (CBQ)
- La expansión debe considerar potencialidad de las redes para integrar PMGD y GD, luego a través de un cargo único de conexión, sociabilizar costo entre todos quienes se integran como PMGD y GD, con revisión cada 4 años. (CBQ)
- La planificación debe ser vinculante, y el resultado de nuevas obras y ampliaciones debe ser licitado y NO ser la empresa Dx quien asuma las inversiones – La competencia ex ante en infraestructura de redes. (CBQ)
- Mínimas normas técnicas de conexión y servicios. (MC)
- Dar prioridades a ERNC y fortalecer líneas, aumentando capacidad. Responder y evaluar en corto plazo. (A85)
- Normalizar redes para fomentar los PMGD y CMP. (A85)
- La regulación debe incorporar las condiciones y características que deben tener los nuevos agentes, tecnologías y servicios, normas técnicas. Estos se deben considerar tanto en la planificación como en la operación de la red. (BG)
- Nuevo modelo tarifario debe ser capaz de incorporar los impactos de los nuevos agentes, tecnología y servicios, sin impactar la remuneración de las inversiones, y manteniendo los incentivos a mejorar la calidad con criterios de eficiencia. Ejemplo: Modelo de Inglaterra



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

adaptado a Chile. (MCI)

- La distribuidora debe ofrecer el servicio de distribución no solo a través de la inversión en cables, sino que buscar alternativas que cumplan el objetivo de entregar capacidad al cliente. Alternativas a los cables son gestión de la demanda, generación local o planes de eficiencia energética. Esos planes deben ser remunerados al mismo valor de inversión en cables de modo de incrementar la planificación eficiente de la red. (TR)
- Establecer una metodología sencilla para asignar el uso que hacen de la red los distintos actores. (CEA)
- Establecer algún mecanismo para un recambio acelerado de tecnología, asegurando el recupero de los costos involucrados y no solo a nivel de VNR o VI. (JMS)
- Relacionado con el problema N° 1, se deben mejorar los equipos y redes para recibir estos medios de generación que además podrían contribuir a la reducción de pérdidas técnicas. (GGG)
- PV residencial y comercial: digitalizar el proceso de formularios (1 al 6) de modo de hacer más simple el proceso de conexión de sistemas FV. Además de hacer el proceso digital se debería simplificar. Hoy existen ...ILEGIBLE... por ejemplo que son ejecutadas tanto por la DEC como por la empresa distribuidora que son redundantes. (AS)
- Que la regulación permita incorporar estos y otros servicios a las redes de Dx. (DBM)
- Planificación de CP y LP sea capaz de detectar posibles crecimientos futuros por nuevos servicios por medio de “polos”. (DBM)
- Creación de un área importante dentro de la SEC o el ministerio de energía donde estos nuevos actores puedan levantar sus inquietudes o reclamos a los actores tradicionales, ya que los canales actuales son demasiado lentos. (JIC)
- Desacople, mini cuencas, refuerzos conjuntos, expansión transmisión zonal. (RM)
- Levantamiento de zonas y potencial de desarrollo en generación distribuida, describiendo el efecto que tiene la curva de demanda. Dimensionar el potencial de eficiencia energética por cambio de aparatos de consumo y hábitos en el comportamiento. (AA)
- Tomar algún tipo de proyección de la evolución de estos nuevos agentes o tecnologías (también se pueden usar escenarios posibles) y hacer la planificación con un periodo de estudio largo. Así se puede alcanzar una solución mucho más eficiente que planificar en el momento. (TS)
- Contar con un sistema integral de banco de información de mercado. (VTF)
- Hacer exigible el reporte de información a todos los agentes del mercado de Dx. (VTF)
- Fomentar para la industria entidades privadas que almacenen, administren, aporten información en cuestión para la planificación de redes o proyectos privados de Dx. (VTF)
- Primeramente se requiere determinar los efectos que se tendrán en las redes de distribución la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y servicio. Conjuntamente se deberá proponer que soluciones se podrían considerar para evitar los efectos no deseados en la red. Es importante definir los estándares y guías de planificación. (VHH)
- Debe adoptarse el modelo alemán donde a través de una variable se determina si la expansión la realiza a costo de todos o del generador. (Anónimo)
- Establecer exigencias técnicas y de información claras a los interesados en conectarse a la red. Deben ser claras, no arbitrarias, pero suficientes. (JVS)
- Establecer criterio de “robustez” para desarrollar la red permitiendo la incorporación de



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

estos nuevos agentes sin “sobre invertir” encareciendo la red. (JVS)

- En los procesos de expansión de los sistemas de distribución (proceso VNR) dar cabida a inversiones para mejorar la flexibilidad de la red (-que privilegia el abastecimiento de la demanda y la calidad de servicio). (SJ)
- La definición de redes inteligentes, sus prestaciones y los efectos que esto tiene no solo en la propia red de distribución, sino también aguas arriba de la misma, en la transmisión, deben ser cuantificados y planificados. La planificación debe considerar de la mejor forma posible como incorporar estos fenómenos. Por ejemplo, la transmisión zonal debe catastrar los PMGD’s existentes y probables para dimensionar la red. (DZO)
- Debe establecerse con claridad las condiciones de acceso e interacción entre los propietarios de las redes de Dx y los servicios, tanto en relación a los propios clientes como a terceros que deseen prestar servicios que requieren interactuar con las redes de Dx. (RCM)

Problema 5: Aprovechar la creciente **digitalización** (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).

Soluciones propuestas:

- Distribuidoras deben presentar la información sobre las factibilidades técnicas por zona o alimentador o punto de conexión, y los costos que incurriría la conexión de GD. De esa forma coordinar y alinear económicamente y técnicamente la penetración de GD (Mapa online Inglaterra). (IGV)
- Incorporar los TICs y reconocer sus costos en la expansión de la red para lograr menos fierros y mejor uso de los mismos con mayores niveles de inteligencia. (DGR)
- No es aprovechar, es incentivar el update a smartgrid como evolución natural. Se vuelve a solución 1 que es separar el utility del ... a través de un proceso gradual donde se parte por ampliar el giro de la distribuidora a múltiples servicios y luego recortando su administración y operación de redes de la comercialización de servicios. (MC)
- Me parece que con los incentivos correctos de las soluciones a los puntos 1 y 4 esto se debería dar naturalmente. (MCI)
- El modelamiento de la red de distribución debe ser explícito en el nivel tecnológico que debe tener cada empresa para garantizar la disponibilidad de información oportuna y confiable para el cliente, fiscalizadora y la misma empresa. (PSA)
- Sin duda el crecimiento de la digitalización en el área eléctrica busca optimizar procesos.
 - SCADA -Automatizar procesos “acortar tiempo de análisis”
 - SOFTWARE -Protocolos de trabajo para análisis posterior a resultados. (FRB)
- Reemplazar equipos convencionales por equipos inteligentes con mejores sistemas de información, con posibilidad de ser monitoreados por la empresa y por el cliente. Instruir al cliente para optimización del uso de la energía (relacionado también con el problema N° 4). (GGG)
- Sistematizar el cambio de medidores por medidores inteligentes y levantar en tiempo real los consumos. Esta información debería ser pública de modo de poder analizar



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

información de forma geográfica y horaria. (AS)

- Operador (que pueda ser la distribuidora) que modernice las redes y sea capaz de monitorear y obtener mayor información. Distribuidora conoce las redes y podría hacerse cargo, sino puede ser un operador. (DBM)
- Establecer obligaciones de introducción de tecnologías para monitoreo, operación, medición, etc, según una estratificación de zonas y empresas (vinculado al tema 2). (FR)
- Smart City – Grid. (RM)
- Dar acceso al nivel de mayor detalle de los datos disponibles y actualizar en la medida que existe mayor información. Empresas especializadas en análisis de grandes soluciones de información pueden entregar visiones sobre qué aspectos tienen mayor impacto y en consecuencia proponer soluciones. (AA)
- Sumar agentes privados que administren información estratégica del mercado de Dx. (VTF)
- Establecer un sistema de información público, con datos de la red, holguras, tasas de falla e información de los proyectos en ejecución (similar a lo que se hizo para la transmisión). (SJ)
- Invertir en planes piloto y /o pruebas de concepto que permitan evaluar tecnologías de comunicaciones y el comportamiento de estas en una red cuyo objetivo sea gestionar la información de una red de distribución. (AQ)

Problema 6: Necesidad de un **operador técnico y/o de mercado (DSO)** en distribución en algunas zonas y condiciones.

Soluciones propuestas:

- Creación de DSO en el segmento por cada área de concesión, NO solo en algunas.. Desvincular la generación de la red de la propiedad de las redes, permite un mercado competitivo, transparente, sin discriminación ni limitaciones arbitrarias. (CBQ)
- Desde el punto de vista técnico NO hay limitación, desde el punto de vista de gestión tiene desafíos pero no es imposible. (CBQ)
- En desacuerdo. Este rol lo debería cumplir la propia empresa distribuidora, por dos motivos:
 - Economías de alcance existentes entre la operación técnica y/o de mercado harían ineficiente desde un punto de vista social la incorporación de nuevos actores.
 - Podrían producirse serios problemas de coordinación y de responsabilidades. Se perdería “accountability”. (MCI)
- Si bien hoy cada empresa tiene operadores técnicos, la relevancia será mayor cuando concurren a la red actores con distintos intereses. En ese sentido habría que definir las condiciones en las que un sistema de Dx debe incluir un DSO (tamaño, flujos por la red, cantidad de tipos de usuarios, cantidad de servicios que usan la red, etc.). (JMS)
- Donde no amerite un DSO, puede ser SEC o CNE el rol de monitoreo. (JMS)
- Sirve, pero puede ser la distribuidora quien haga esta labor. (DBM)
- Mini CDEC. (RM)
- Debiera estar integrado al ... o a municipios o distribuidoras, para el caso de zonas



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

aisladas geográficamente (baja densidad de población); incluso en los municipios (caso isla de Pascua). (VTF)

- Estudiar y determinar en qué zonas se justificaría la creación de un DSO. (VHH)
- Definir el alcance que tendrá el DSO. Es necesario procedimientos de. Las actividades y procesos de coordinación con el DSO y los operadores de red (transmisión). (VHH)
- En la experiencia internacional, aún en las regulaciones más modernas este es un tema controvertido por las características de las redes de Dx, sin embargo si debe regularse la responsabilidad de coordinación de la empresa de Dx al interior de sus redes y también la coordinación entre estos y el coordinador del sistema. (RCM)
- Primero debe modelarse la red; paso esencial antes de que un operados pretenda gestionarla técnica y/o económicamente. (AQ)

Problema 7: Desarrollar una **planificación formal y coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).

Soluciones propuestas:

- Aspirar a un rol de coordinador regional de los planes existentes. (SGE)
- Crear un plan de desarrollo de Dx a nivel integrado en los planes existentes. (SGE)
- Dar competencia y fiscalización a la agenda nacional de regulación. (SGE)
- Diseñarse además con regiones en las planificaciones del sector. (A85)
- La planificación de la distribución debe seguir en manos de la distribuidora para que pueda expandir la red mediante cualquier tipo de solución (no necesariamente cables). La planificación coordinada debe limitarse a los límites entre transmisión y distribución. Una planificación centralizada solo traería sobreinversión. (TR)
- Toman en cuenta la planificación de la transmisión en los estudios tarifarios de Dx y que lo planificado sea obligatorio. (CEA)
- Esto no está tan lejos hoy, con el nuevo rol del coordinador al que se sujetará la distribuidora y la planificación centralizada de Tx. (JMS)
- Mayor interacción en el traspaso de información entre CDEC y las distribuidoras. Esto permite anticipar los crecimientos de las distribuidoras de mejor manera. (DBM)
- Definir un tiempo de planificación más largo con el fin de tener reuniones con los coordinadores de los otros segmentos de la red, para así planificar en conjunto. (TS)
- Integrar Dx en la planificación territorial de largo plazo. (VTF)
- Definir el horizonte de planificación de la distribución. (VHH)
- Proponer los estándares de cada proceso de planificación: i) Energética (generación), ii) transmisión y iii) distribución. (VHH)
- Establecer los responsables de cada uno de los procesos propuestos (distribución y energético -> ministerio). (VHH)
- Determinar la responsabilidad de las inversiones de cada proceso. En especial para la distribución, incorporar el concepto de redes inteligentes. (VHH)

Problema 8: Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Soluciones propuestas:

- Aspirar a un rol de coordinador regional de los planes existentes. (SGE)
- Crear un plan de desarrollo de Dx a nivel integrado en los planes existentes. (SGE)
- Dar competencia y fiscalización a la agenda nacional de regulación. (SGE)
- Coordinación con PMGD y CHP para soluciones aisladas, para despacho a estos lugares, compra de energía local. (A85)
- Eliminar modelo de tarificación por empresa de referencia, y pasar a un modelo por empresa real que incorpore incentivos a la eficiencia y a mejorar calidad de servicio, reconociendo las particularidades de la zona donde se emplazan las redes. Ejemplo: Modelo de Inglaterra adaptado a Chile. (MCI)
- Es un tema de principios. Para resolverlo será necesario cargar el sobre costo a la demanda, pues no todos los proyectos de este tipo son rentables. Por otra parte no se ve simple lograr el 100% (matemático) de cobertura, pues siempre existirán nuevos asentamientos, poblaciones. (JSC)
- Establecer y regular modelos de negocio mediante el cual las distribuidoras u otros agentes puedan dar el servicio de mantenimiento de soluciones individuales (ej. fotovoltaicas) o micro redes, cobrando tarifas reguladas a los usuarios y eventualmente subsidios. (CEA)
- Entregar a las regiones la gestión de estos procesos, en línea con los requerimientos, desafíos y expectativas más locales. (JMS)
- Electrificación rural (ley) cumple esto. Se podría mejorar esta ley. (DBM)
- Sistemas Off Grid's. (RM)
- Definir territorialmente zonas o polos de desarrollo o cobertura por micro redes, con expansión o desarrollo asignado a privados o a los municipios. (VTF)
- Establecer un concesionario de zona () con norma ad. Hoc de suministro eléctrico por un plazo de concesión y con precios para usuarios de equidad tarifaria. (JAS)
- Licitación la construcción de redes de distribución y permitir que privados las construyan. (AQ)
- En zonas de baja densidad de población será necesario subsidiar. (AQ)

Problema 9: Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).

Soluciones propuestas:

- Aspirar a un rol de coordinador regional de los planes existentes. (SGE)
- Crear un plan de desarrollo de Dx a nivel integrado en los planes existentes. (SGE)
- Dar competencia y fiscalización a la agenda nacional de regulación. (SGE)
- Al parecer se requiere un upgrade de instituciones de desarrollo urbano tal que exista la interacción de la red de ductos con los planes reguladores. (MC)
- Considerar planes regionales energéticos en esta planificación. (A85)
- Formalizar actuaciones y/o procesos que las mismas empresas hoy tienen implementados a nivel local, comunal y regional. (JMS)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Establecer procedimientos de coordinación para políticas de desarrollo urbano y la obligatoriedad de cumplimiento de todas las instituciones involucradas (Por ejemplo municipios, vialidad, etc.). (FR)
- La autoridad debe entregar datos del desarrollo urbano en forma trimestral a las distribuidoras, para que estos planifiquen en forma anticipada el desarrollo de sus redes. (DRS)
- Establecer una plataforma en conjunto donde se publiquen los planes, licitaciones, etc. Que sea pública. Además tener reuniones periódicas entre coordinadores. (TS)
- Establecer una planificación territorial que ... clusters de área de influencia de SSEE y alimentadores v/s desarrollo económico y realidad social, geográfica. (VTF)
- Establecer la estructura funcional y las responsabilidades de cada uno de los ministerios participantes. (VHH)
- Es clave resolver incoherencias entre la regulación eléctrica y otras legislaciones relacionadas con planificación urbana (MOP, SERVIU, Municipalidades) para evitar encarecer las redes por ineficiencias y diferencias de criterios entre los distintos organismos (incluso entre municipios de una misma ciudad o centro urbano). (JVS)

Problema 10: Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.

Soluciones propuestas:

- Crear una agencia nacional de regulación que norme e integre los procesos de mantenimiento aéreo y subterráneo de redes y los procesos comerciales, a fin de que se generen ahorros a los usuarios domiciliarios por sinergias. (SGE)
- Unificar los procesos de lectura, reparto de boletas. (SGE)
- Unificar la boleta de consumos domiciliarios. (SGE)
- Licitación de la pensión de procesos señalados. (SGE)
- Si fuera un gran monopolio natural regulado como el “utility” se ve más fácil que pueda coordinar con instituciones de regulación urbana. (MC)
- Me parece que la ampliación de múltiples giros a la empresa de infraestructura resuelve múltiples problemas, como ej.: 10, 9, 7, 5, 2 y 1 son atacados con la misma arquitectura. De hecho el concepto 3 también es atacado por el mismo ejercicio y permite resolver un requisito del usuario final. (MC)
- Debe existir normativa que englobe de alguna manera general todas estas materias (Gas, electricidad, agua, expansión urbana, etc.) relacionado con ductos. (JSC)
- La información de cada disciplina debiese ser cruzada con las otras, puede ser mediante una plataforma Web. (JSC)
- Las redes subterráneas son casos aislados dentro del total de las redes, que en su mayoría son aéreas. La planificación conjunta podría traer problemas de sobreinversión, considerando en particular que las telecomunicaciones son cada día más inalámbricas y la distribución de esta reduciendo con la generación distribuida. Yo no abordaría este punto para evitar sobrecostos. (TR)
- Debe existir una normativa, que indique la cantidad de apoyo en el caso de las empresas



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

de telecomunicaciones, puedan instalar sobre las estructuras de las redes de distribución, que no causen impactos y daños. (DRS)

- Establecer una plataforma en conjunto donde se publiquen los planes, licitaciones, etc. Que sea pública. Además tener reuniones periódicas entre coordinadores. (TS)
- Establecer los nuevos servicios/negocios que las redes de distribución podrían tener. (VHH)
- Establecer los responsables de regular los costos de estos nuevos servicios. (VHH)
- Permitir que las empresas de distribución se usen con empresas que tienen a su cargo otro servicio. (VHH)
- Transparentar la información disponible de cada proveedor de servicios y a partir de ello generar oportunidades, optimización, eficiencias, etc. (AQ)

Soluciones Familia B: Expansión de la red de distribución

Problema 1: Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio.

Soluciones propuestas:

- Es parte natural de los planes de oferta de cada retailer al igual que telefonía celular: distintos precios, distintos servicios. (MC)
- Notar que los servicios disponibles están definidos por la capacidad de red en cada zona de acuerdo a un plan regulador. (MC)
- Incorporar sistema de cálculo diferenciado que incorporan variables específicas de ciertos territorios a la hora de determinar precios o cumplimiento de estándares de calidad de servicio. (CR)
- Estudiar y definir criterios de kilómetros y aspectos técnicos de calidad de suministro. (A85)
- La regulación debe reflejar que existe diversidad de realidades en las distintas zonas geográficas, sin embargo, no debe remunerar los equipos en base a estudios de costo eficiente, lo que podría traducirse en que una empresa con altos estándares tecnológicos (y por ende “menores indisponibilidades”) invierta en equipos de menor calidad, quedando expuesta a multas por incumplimiento de calidad del servicio. (BG)
- Eliminar modelo de tarificación por empresa de referencia, y pasar a un modelo por empresa real que incorpore incentivos a la eficiencia y a mejorar la calidad de servicio, reconociendo las particularidades de la zona donde se emplazan las redes. (MCI)
- Dado un nivel de calidad deseado (política energética + expectativas de los usuarios) se debe modelar y desarrollar la red que satisface la demanda y garantiza el cumplimiento de los estándares, obteniendo una tarifa única país. El modelo debe considerar tasas de falla reales y no teóricas (20 fallas/Km) y en base a ellas determinar la red que cumple con los niveles de confiabilidad deseados. (Modelar y construir la red necesaria). (PSA)
- El cliente deberá poder optar por la tarifa, que estará asociada a cierta calidad, confiabilidad. (JSC)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Categorizar las zonas geográficas en cuanto a uso de la electricidad, variables demográficas y/o socioeconómicas, de forma de estimar la calidad óptima requerida por cada categoría. (CEA)
- Incluir diversidad, considerando realidades locales de consumo, inyección, clima, orografía, potenciales de ahorro, electrificación de consumos (sustitución de energético), uso de la electricidad (tipo consumo), etc. (JMS)
- Clasificar las empresas distribuidoras y cooperativas según cantidad y tipos de clientes para poder evaluar en forma independiente cada una de ellas, y que esta evaluación (Ranking de calidad) sea reflejado en las tarifas. (GGG)
- Niveles o indicadores distintos por zonas de concesión. (DBM)
- Definir criterios para estratificar zonas y empresas, y en base a ello proponer las diferenciaciones en cuanto al tipo de red, nivel de confiabilidad y niveles de tarifas. (FR)
- Norma subterránea rural faja fiscal suficiente para desarrollo de redes. Autorización/poder para empresas para realizar podas/talas/roce de árboles. (RM)
- Normativa debiera reconocer diferentes niveles de calidad de servicio dependiendo de características propias (tipo de clientes, zona de concesión, etc.). (Anónimo)
- La calidad de servicio no debería relacionarse con aspectos socio-económicos (discriminación!). (AA)
- Nueva segmentación de zonas tarifarias que sumen aspectos geográficos que impacten estándares calidad servicio. (VTF)
- Definir un estándar único de calidad y que en aquellos alimentadores o zonas que no se logre, los usuarios conectados en esa zona reciban descuentos de 50% de VAD (similar a lo que utilizan países de Latinoamérica, por ejemplo Argentina). (Anónimo)
- Establecer estándares/exigencias diferentes por zona geográfica (no solo urbano/rural) que recojan las realidades de concentración de demanda, geográficas y también el nivel de “exigencia” o sensibilidad de los clientes finales. Lo anterior con su correspondiente relación en términos de “precio/costo”. (JVS)
- Crear un marco regulatorio de servicio básico y de acceso universal como una base y de otros servicios de mayor calidad y confiabilidad con tarifas diferenciadas por tales características. (JAS)
- El problema no está bien formulado. No puede haber un relajamiento de estándares, no menos una diferenciación por nivel socioeconómico. La solución parte de una base, de un estándar predeterminado, y después identificar sobre prestaciones disponibles para consumos críticos y/o especiales. (DZO)
- NO!!! La calidad debe ser única para todos y debe ser la mejor posible. Calidades distintas generan crecimientos distintos. (AQ)

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

Soluciones propuestas:

- Debe existir una definición de calidad mínima y calidad Premium tal que ambas puedan ir evolucionando con los años en procesos de 5 años de revisión con autoridad urbana y



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

eléctrica, administrador de empresa de hardware. (MC)

- Eliminar modelo de tarificación por empresa de referencia, y pasar a un modelo por empresa real que incorpore incentivos a la eficiencia y a mejorar la calidad de servicio, reconociendo las particularidades de la zona donde se emplazan las redes. (MCI)
- Programas específicos para dar cobertura y asegurar operación y mantenimiento. (MCI)
- Micro-redes. (PSA)
- Aclarar metas de cobertura/Acceso, tomando en cuenta distintos tipos de soluciones (redes/individuales FV) y sus costos. (CEA)
- Hacer estudio para estimar costos de cumplimiento de metas de confiabilidad. Por ejemplo, cuál es el costo de llevar a 1 hora de interrupción en cada localidad. (CEA)
- Procesos participativos, que incluya a la comunidad involucrada ¿qué quiere, cómo lo quiere, cuándo lo quiere (proceso por etapa), etc.?. (JMS)
- En aquellos clientes que se encuentren en zonas aisladas, mejorar la legislación existente para incentivar a la distribuidora a dar servicio a estos clientes, a través de subsidios o reembolsos por las inversiones realizadas. (GGG)
- Definir conceptos en la NT. (DBM)
- Establecer una definición legal para el acceso, cobertura y confiabilidad que permite aclarar la normativa técnica y su aplicación, así como el desarrollo de políticas públicas futuras. (JAS)
- Debe establecerse estándares de calidad y confiabilidad con mucho mayor detalle que los actuales de una manera tal que los mismos sean correctamente modelados en el diseño de las empresas para efectos tarifarios y fiscalizar el cumplimiento. (RCM)
- Generar mecanismos de incentivo a la innovación para lograr estos estándares de forma más eficiente. (RCM)
- Desarrollar incentivos para que las distribuidoras y/o otros privados se interesen en desarrollar más cobertura y de alta confiabilidad. (AQ)

Problema 3: Incorporar **sistemas simplificados de resolución de conflictos** adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).

Soluciones propuestas:

- Se debe ver en el sentido amplio de mejora de la calidad de servicio comercial. (MCI)
- En este sentido, a la solución 1 se pueden incorporar incentivos en función de métricas predefinidas. (MCI)
- Promover el uso de tecnología e internet y facilitar. (CEA)
- Esto también debe considerar realidades distintas de conectividad, idiosincrasia, uso/costumbre, acceso económico, etc. (JMS)
- Realizar encuestas a los clientes sobre eventuales problemas, ya sea de forma presencial, telefónica o escrita a través de redes de comunicación de todo tipo. (GGG)
- Dotar a la SEC de sistemas modernos y eficientes que permitan a la gente plasmas sus necesidades. (AQ)

Problema 4: Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

digitalización con foco en requerimientos del cliente.

Soluciones propuestas:

- Aumento de inversión en tecnología. Dando la opción a los clientes. En un principio la distribuidora podrá instalar medidores con lectura online que abarquen varias casas en un principio (transitoriedad). (JSC)
- Incorporar sistemas de medición y monitoreo inteligentes, para que el cliente y la empresa puedan conocer y fiscalizar consumos, incorporar tarifas horarias para clientes BT1 a un menor costo. (GGG)
- Cambio de medidores por medidores inteligentes de forma de contar con información en tiempo real. (AS)
- Incorporar TIC por medio de pago en tarifa o que sea pagado por los usuarios de nuevos servicios. (DBM)
- Que monitoreo y fiscalización de TIC esté a cargo de SEC y se imponga en NT. Transitorio al aplicación de esto. (DBM)
- Monitorear la red /automatismos/tecnología. (RM)
- Uso masivo de medición inteligente. (AA)
- Información disponible para todo el que la requiere, que permita toma de decisiones. (AA)
- Sumar agentes gestionadores de una red de comunicaciones y gestión de datos de red Dx. (VTF)
- Incorporar medición inteligente en la mayoría de los clientes, con acceso abierto por cliente y para las gestiones de la red. (SJ)
- Liberalizar las opciones tarifarias. (SJ)
- Desarrollar una red de comunicaciones moderna e independiente. (AQ)
- Hacer un concurso público en donde se invite a la comunidad tecnológica a proponer soluciones que además puedan ser implementadas como piloto. (AQ)
- Comunidad tecnológica = Start-up's, pymes tecnológicas. (AQ)

Problema 5: Transparentar la Información de servicio y de red: uso y acceso a la información para el cliente, el generador distribuido y otras empresas interesadas

Soluciones propuestas:

- Es un requisito mínimo; la información debe estar al alcance del Tablet para calcular fácilmente incrementos de tarifa asociados a cambios de plan y calidades distintas. (MC)
- Fortalecer capacidades regionales en tramitación de permisos. (A85)
- Con la futura integración de medidores inteligentes, la regulación debe ser tal que se permita informar a terceros y no ser exclusivamente de propiedad del dueño del medidor (probablemente la distribuidora) la información. (BG)
- Si se apunta a un comercializador de energía, información como los perfiles de consumo diario o los consumos mensuales debe ser información abierta, al menos para las empresas coordinadas. (BG)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Normativa debiera definir qué información es pública y cómo se acceda a ella. (Anónimo)
- Definir zona y alimentador indicando su grado de dificultad para incorporar la generación distribuida similar a lo que se realiza en Inglaterra. (Anónimo)
- Establecer un sistema de información público, con datos de la red, demandas, clientes, inyecciones y retiros. (SJ)
- Desarrollar una red de comunicaciones moderna e independiente. (AQ)

Problema 6: Definir aspectos sobre la **propiedad del medidor** y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información.

Soluciones propuestas:

- Es irrelevante; y la información que provee no es mucha, es solo un consumo de red, agua y comunicaciones cuya optimización es de beneficio público. (MC)
- El medidor debe ser de propiedad de un tercero (no el cliente), pudiendo ser el tercero la misma distribuidora u otro organismo que administre los quipos y su información. La información debiese estar disponible para cualquier agente que pueda generarle un beneficio al cliente. (TR)
- Establecer que las distribuidoras serán las propietarias de los medidores/sistemas de medida. (CEA)
- Regular propiedad y acceso a la información así como requisitos de seguridad. (CEA)
- Dejar la propiedad del medidor como parte del activo de la red, de tal forma que el cliente vea el beneficio de tener medición o monitoreo inteligente, independiente de si el cliente pueda o no pagar. (FR)
- Empalme y medidor al VAD. (RM)
- No solo la propiedad del medidor es el problema si no la propiedad del empalme ya que el 16% de todos los incendios de origen eléctrico en Chile son por problemas en los empalmes por falta de mantención. Para esta solución debe incluirse en el VAD el costo de los medidores y un reglamento técnico que regule los empalmes y medidores. (Anónimo)
- Establecer o dar la posibilidad que la propiedad del medidor sea del mismo propietario de las redes, es decir, de la distribuidora, al igual que la gran mayoría de los servicios. Esta es la única forma de asegurar que el medidor se adapte a las necesidades y servicios de beneficio mutuo. (JVS)
- Debe establecerse estándares precisos sobre el tipo de medidor que como sociedad queremos instalar, establecer por ley que dichos medidores serán parte de la red y de propiedad de la empresa, normar el uso de esta información. (RCM)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO C: TRANSCRIPCIÓN DEL FORMULARIO 3
“LEVANTAMIENTO DE VISIONES Y OBJETIVOS”

La parte del Formulario 3 “Levantamiento de visiones y objetivos” que consistía

Iniciales Autor	Visiones
MC	La señora Juanita en el 2030 está aburrida de su proveedor de energía y escucho en la radio que un nuevo proveedor ofrece internet, energía, agua y gas en una sola cuenta. Revisa el plan en su Tablet y en dos clics tiene un nuevo proveedor contratado, ya que la suma de las tarifas le ofrecen un 30% de descuento. Para implementar lo anterior deben existir varios pasos anteriores: Información técnica, separación de la empresa de ductos de la comercializadora minorista, Smart grid tal que el medidor esté en línea y pueda cambiarse de retail en 1 clic. La definición de calidad va “underground” asociada al plan regulador que podría ser modificado a solicitud de la comunidad.
CBQ	<ul style="list-style-type: none">- La red de distribución debe ser la plataforma que permita la integración e interacción de diversos agentes para el intercambio de servicios eléctricos, sin restricciones o limitaciones técnicas. Debe ser un servicio público donde las tarifas de uso de red, conexión y medida sean reguladas para que cualquier emprendimiento pueda participar y saber los costos que asume.- La expansión de la red de distribución debe ser participativa, informada y con oportunidad necesaria para que todos los agentes interesados cuenten con la información a tiempo, y aporten su visión / preocupación.- El desarrollo de la red de distribución debe permitir la apertura a diversos modelos de negocio para que otros agentes compitan y participen del mercado de servicios eléctricos y asociados.
JAS	<ul style="list-style-type: none">- Desarrollo de un sistema de distribución eléctrico que brinde acceso a un servicio de calidad, a costos razonables a todos los usuarios, considerando las condiciones geográficas en el país.- Un sistema de distribución eléctrico que facilite los servicios de electricidad, de información y comunicación con una visión de integración universal.
JLC	La Dx del futuro debe incorporar los recursos distribuidos (Generación, almacenamiento, vehículos eléctricos, Smart grids) aprovechando el desarrollo tecnológico para lograr una red más eficiente.
IV	<ul style="list-style-type: none">- Una red de distribución inteligente, es decir, que utilice la información para obtener soluciones a problemas permanentes y futuros. Para llevar a



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	<p>cabo esto se debe avanzar en el uso de tecnología (información y comunicación) y dar acceso para que todas las áreas, desde el público a lo privado (y la academia) sean capaces de estudiar y desarrollar.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Una red de distribución preparada, planificada y abierta para la entrada inminente de nuevos y múltiples actores en generación y servicios. Su incorporación traerá nuevos desafíos, oportunidades y soluciones.
JM	<ul style="list-style-type: none"> - La distribución debe ser la unión entre distintos actores / intereses. Debe ser capaz de unir generadores / clientes y otros servicios, optimizando en conjunto los servicios de electricidad y telecomunicación, minimizando los impactos a la ciudad. - La planificación de la Dx debe ser realizada considerando una red enmallada y robusta, que permita la desconexión de instalaciones sin perturbar al cliente final. - El desarrollo debe considerar solo instalaciones subterráneas en zonas urbanas.
Anónimo	<ul style="list-style-type: none"> - Ser más flexible a los nuevos actores, tecnologías, innovaciones, nuevos negocios asociados a los cambios que se vienen. - Fomentar la competencia en Dx con sistemas y con incentivos para recuperar las inversiones a cierto plazo.
CMC	<ul style="list-style-type: none"> - Me gustaría que se pudiera que se pudiera hablar de comercialización ... que distribución y esta sea limpia, competitiva. - Una comercialización al alcance de todos, amigable y eficiente en sus costos.
A85	<ul style="list-style-type: none"> - Acceso equitativo, confiable, inclusivo y a precios razonables de la energía a toda la población. - Sistema energético resiliente a desastres naturales y otros. - PMGD y CNE integrados en la planificación y mejoramientos de redes.
A?	<ul style="list-style-type: none"> - Redes de distribución con estándares únicos de calidad para todo el país sin distinción de espacios urbanos o rurales. - Tarifas diferenciadas, más bajas en sectores rurales o consumos de escasos recursos y más altos en sectores urbanos o comunas de altos recursos. Las tarifas más altas deben justificar a las tarifas más bajas, es decir, quien vive en lugares más desarrollados paga para permitir una tarifa baja en lugares rurales. - Cada ciudad con una red de distribución, cada red de distribución zonificada (ej.: consumos o alimentadores). Cada zona con su modelo que la representa, cada modelo siendo procesado por motores de optimización para maximizar eficiencia, calidad, disponibilidad al mínimo costo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

MCI	<ul style="list-style-type: none"> - Me imagino un sistema de distribución con estándares de calidad de servicio coherentes con las metas de la política energética, desarrollados eficientemente, de manera que los sectores productivos del país y los clientes residenciales tengan acceso a un servicio de calidad, con un costo comparable a países con estándares similares. - Me imagino una red de distribución lo suficientemente robusta y automatizada que permita la incorporación de generación domiciliaria, PMGD, junto con el desarrollo de nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos.
PSA	<ul style="list-style-type: none"> - El sistema de distribución se desarrolla en sintonía con el crecimiento del país y con niveles de calidad y confiabilidad altos, acorde a las expectativas de los clientes. - El sistema de distribución será el causal de flujo de la energía de consumidores y/o generadores, con altos estándares de calidad y tecnología.
JSC	<ul style="list-style-type: none"> - Una red flexible, donde se pueda interconectar generación y/o consumo de manera simple, con información al alcance de todos, tanto técnica de las instalaciones, como de la operación de la red en tiempo real, flujos de potencia instantáneos en sitio web y costos marginales / tarifas horarias disponibles. Incentivo a servicios complementarios existentes y nuevos como el almacenamiento ej.: con autos eléctricos. Red habilitada para transporte público eléctrico. - Ante los grandes requerimientos de potencia por el transporte eléctrico, existirán estaciones de carga que podrán tener almacenamiento de energía. También gracias a los avances tecnológicos y abaratamiento de tecnología se podrá realizar la distribución eléctrica a un nivel mayor de tensión. (Más que 23KV). Reduciendo costos en aluminio / cobre.
VHH	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo De una propuesta metodológica que permita determinar los equipos necesarios que una empresa de distribución necesita en un horizonte de largo plazo para abastecer la demanda de los diferentes clientes sobre la base de un estándar técnico mínimo. Esta metodología deberá tomar en cuenta los potenciales efectos de los nuevos agentes, tecnologías y servicios. - El desarrollo de la red de distribución deberá permitir identificar y determinar los procesos de la planificación y programación que las empresas de distribución necesitan para abastecer la demanda de forma económica y sobre la base de un estándar técnico mínimo, Es fundamental que se tome en consideración los potenciales efectos de los usuarios agentes, tecnologías y servicios.
FRB	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollar una distribución con estándares de funcionamiento óptimos. - Desarrollar herramientas que faciliten comunicación, transparenten



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	información e inclusión.
CEA	Servicio eficiente de calidad, confiable, centralizado en las distintas necesidades de los clientes con flexibilidad para distintos actores y servicios; y que permita atender a los clientes en forma digital y ágil, a precios razonables.
JMS	Plataforma que permita el abastecimiento de la demanda eléctrica de clientes finales o necesidades de servicios que requieran de la infraestructura de la red de distribución y también permita la inyección e intercambios de electricidad entre diversos actores. Considerar la diversidad de fuentes de suministro y la gestión que se pueda hacer de la demanda.
SG	<ul style="list-style-type: none"> - Quiero un sistema de Dx que segmente la operación comercial de la técnica, que diferencie sus procesos técnicos y comerciales por zona geográfica, que se planifique considerando la demás infraestructura pública y privada de cada zona geográfica definida, y cuyos procesos comerciales integren a los demás servicios domiciliarios (agua, gas, cable, etc). - Quiero un sistema de Dx que permita elegir el tipo de energía (fuente) que consumo y que integre en costos las externalidades por generación y transmisión existentes en cada zona geográfica. - Quiero un sistema de Dx navegable en una APP.
GGG	Implementar un sistema de distribución confiable, continuo, seguro y de calidad, incorporando todas las zonas geográficas del país.
BG	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de una red de distribución con altos estándares de calidad de servicio, donde se promueve la generación distribuida, sistemas de almacenamiento como las baterías, etc. A fin de conformar un sistema más robusto. - Desarrollo de una red de distribución que va de la mano con los planes de urbanización de las distintas comunidades, de forma que sea seguro y económico, además de ser social y ambientalmente amigable. - Sistema de distribución que sea amigable con el usuario final, entregando información detallada de sus consumos, servicios de calidad, planes de eficiencia energética, etc.
RCM	<ul style="list-style-type: none"> - Las redes de distribución permiten una calidad de servicio comparable a la de los países desarrollados en términos de SAIDI y SAIFI. - Las redes de distribución poseen la capacidad de aceptar y gestionar nuevos usos, servicios y consumos de forma eficiente y resguardando la calidad y seguridad del sistema. - Las redes y servicios de distribución son gestionadas con criterios flexibles tanto en su diseño como operación.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

SJ	Desarrollo de sistemas de distribución flexibles, amigables, social y ambientalmente que fomenten la competencia, la eficiencia energética y la calidad de vida de la población.
JVS	<ul style="list-style-type: none"> - La distribución del futuro ya no será la última etapa de la cadena de generación – transmisión – distribución de energía eléctrica, sino que serán las redes que permiten “intercambiar” energía eléctrica y otros servicios desde y hacia los usuarios / prosumers. - Un tema clave es que este futuro llegará en tiempos muy distintos en los distintos países / zonas / realidades, por lo que existirá mucho tiempo una “combinación” de realidades (redes de Dx) - El futuro es ágil, cambiante, abierto y con incertidumbre. Por lo tanto es clave no sobre-regular o sobre-rigidizar.
Anónimo	<ul style="list-style-type: none"> - Contar con una red de distribución con métodos, estándares de calidad que permita el desarrollo de la sociedad e industria a un costo razonable que permita la incorporación de nuevos actores como la generación distribuida, la EE, los autos eléctricos y la innovación - Contar con una red moderna, económica, de calidad, preparada para los desafíos del país y la sociedad y sustentable.
VTF	<ul style="list-style-type: none"> - Contar con una industria de distribución de energía eléctrica con altos estándares de calidad y confiabilidad, con libre acceso a todos los agentes, que brinde cobertura nacional y lo que integre en desarrollo de manera eficiente y en armonía con el medio ambiente, y entorno social. - Lograr un sistema de distribución robusto, dinámico, flexible, con sistemas inteligentes para una adecuada operación, y mantenimiento a mínimo costo.
TS	Tener un plan de expansión completamente transparente y que integre a potenciales servicios nuevos para el sistema de distribución, donde el consumidor pueda informarse de cómo se cobró su servicio en cada instante y reaccionar según corresponda.
AAM	Una red de distribución: como un sistema que permite el acceso a múltiples servicios, aparte de la electricidad, mediante el cual se puede comprar o vender productos (biolateral). Electricidad / data / voz / comunicación además de regulación, almacenamiento, desprendimiento de cargo. Ampliamente abierto a la transferencia de todos los participantes / conectados.
DRS	<ul style="list-style-type: none"> - ---- una red de distribución económica y sustentable en el tiempo, amigable con el medio ambiente. Una red que provea un servicio de una amplia gama, que puedan ser de utilidad a los clientes. - Una red inteligente, que sea monitoreada un 100%, para una calidad de servicio con excelencia.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

RM	Prestar un servicio confiable y flexible permitiendo la interacción de las tecnologías.
Anónimo	Me gustaría ver un sistema de distribución que sea capaz de realizar mejoras de eficiencia en todo el sector eléctrico, aunque esto implique aumentos menores en los costos de distribución. Por ejemplo relajar las facilidades y la capacidad máxima instalada de la ley Net Billing, aunque pueda generar pérdidas para las distribuidoras al tener que invertir en sistemas más flexibles, puede causar grandes ahorros en el sistema a nivel transmisión, haciéndolo globalmente más eficiente.
DBM	<ul style="list-style-type: none"> - Una red económicamente eficiente con un estándar de calidad razonable. - Consideración de las distintas realidades geográficas y clientes que existen a lo largo del país. - Que la red sea capaz de permitir la entrada de los nuevos servicios y tecnologías que se vienen a futuro.
Anónimo	Desarrollar la red de distribución como una plataforma confiable o base para: Asegurar un suministro adaptable a los requerimientos de confiabilidad de los usuarios / zonas, que permita el acceso a un suministro más controlado por el usuario y más económico, que permita incorporar agentes nuevos que interactúen con ella (movilidad, generación, telecomunicaciones). Que sea armónica o coherente con las exigencias de autoridades del sector y de los lugares donde se emplazan.
AS	<ul style="list-style-type: none"> - Una ley de distribución flexible y dinámica que vaya modificándose en el tiempo de acuerdo a las exigencias de mercado y avances tecnológicos. No puede existir una ley estática dado el rápido cambio y crecimiento del mundo energético. - Una distribución inteligente que logre entregar alternativas a los usuarios. Precios horarios – uso de energía proveniente de distintas fuentes que permita al usuario final tener poder de decisión de consumo, horario, tarifario, fuente generador, etc.
DGR	<ul style="list-style-type: none"> - Un sistema de distribución que cuente con una infraestructura que permita satisfacer la demanda de energía eléctrica, y al mismo tiempo permita inyectar energía a nuevos generadores. De igual modo, este sistema debe ser flexible, eficiente, abierto y equitativo. Para ello, debería enfrentar desafíos tecnológicos, como así mismo decidir qué modelo de negocio seguir. - Este nuevo sistema de distribución deberá considerar en su desarrollo y expansión (planificación) a la generación distribuida, como también a los pequeños medios de generación distribuida. La expansión de la red será determinante en el autoabastecimiento y la generación distribuida. - La inclusión de las Smart Grids requerirá tener mayor información y



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	control sobre la red. Igualmente la incorporación de nueva tecnología permitirá la detección de fallas automáticas, gestionar a la demanda, controlar los servicios complementarios, manejo eficientemente de eflujos de información.
--	---

Iniciales Autor	Objetivos
MC	<p>Para lograr utilizar los beneficios del Smart grid deben existir pasos anteriores:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Información técnica 2) Separar empresa de fierros de la comercializadora 3) La empresa de fierros provee agua, gas, comunicaciones, TV digital y está sometida a estándares mínimos de resiliencia ante terremotos en zonas específicas determinadas por ONEMI y plan regulador. 4) Dado que la empresa de fierros tiene internet es fácil medir y disponer de información técnica (relacionado con el punto 1) <p>Con internet en la red se puede implementar Smart grid tal que se implementen distintas calidades de servicio en la empresa de fierros.</p>
JAS	Implementar, operar y mantener la red eléctrica de distribución considerando las condiciones geográficas, ambientales y económicas, y que facilite los servicios de información y comunicación.
JLC	<ul style="list-style-type: none"> - Asegurar el desarrollo adecuado de la generación distribuida y más flexible para incorporar otros recursos distribuidos como almacenamiento y vehículos eléctricos. Estos últimos como una alternativa para el transporte de energía eléctrica. - Nivelar la “cancha” para los diversos actores (nuevos e incumbentes), de modo que los incumbentes no tengan su “Market Power” como barrera de entrada para nuevos actores o tecnologías.
Anónimo	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor competencia en Dx. - Tarifas con precios a la baja. - Sistemas inteligentes en hogares, medición inteligente.
CMC	<ul style="list-style-type: none"> - Debería (...) de los fierros no a través de una empresa modelo, eso es muy mentiroso. - Lograr separar la venta de energía, potencia de la rentabilidad de los fierros. - Regular la entrada masiva de proveedores de energía y potencia.
A85	<ul style="list-style-type: none"> - Asegurar el acceso equitativo a bajos costos de la energía, de manera eficiente y sustentable contribuyendo al desarrollo local y mejorar la calidad de vida de la población. - Seguridad y calidad de suministro con estándares OCDE de índice DAIDI - Redes de distribución contemplen generación, PMGD, y otros,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	considerando que robustecen la calidad.
A?	<ul style="list-style-type: none"> - Maximizar la cobertura y el acceso a la energía eléctrica. - Incorporar tecnología para transparentar la información de flujos, pérdidas, tendencias de la demanda, etc. Desarrollar una red de comunicaciones moderna y eficiente. - Definir un estándar único de calidad para las redes de distribución de todo el país sin distinción ninguna.
MCI	<ul style="list-style-type: none"> - Garantizar el desarrollo de una red de distribución que cumpla con las metas de calidad de servicio de la política energética, considerando criterios de eficiencia. - Favorecer la incorporación de nuevas tecnologías a la red que permitan operarla de manera eficiente, ej. Automatización de la red, generación residencial, PMGD. - Legislación que permita el desarrollo de nuevos tipos de tecnologías que usen a la red como su proveedor, por ejemplo, vehículos eléctricos.
PSA	Desarrollar un sistema que impulse el crecimiento del país y la mejor calidad de vida de las personas.
VHH	Proponer y desarrollar un procedimiento de planificación y programación que las empresas de distribución necesitan para abastecer la demanda de sus clientes de forma económica y sobre la base de estándares técnicos mínimos.
CEA	<ul style="list-style-type: none"> - Remunerar adecuadamente las redes actuales y su expansión. - Determinar las calidades adecuadas para distintos tipos de clientes o zonas geográficas. - Flexibilidad para la implementación de diversos servicios dados por diversos actores; junto a la justa remuneración de cada uno.
JMS	<ul style="list-style-type: none"> - Seguridad de las personas y las instalaciones. - Calidad de servicio (ámbito técnico y comercial) diverso por zona geográfica. - Sustentabilidad del negocio (la plataforma), por empresa.
SG	<ul style="list-style-type: none"> - Diferenciación de zonas geográficas acorde con los PORT (planes regionales de ordenamiento territorial). - Segmentación de operación técnica y comercial diferenciado por zonas geográficas. - Regular la forma de planificar, central, regional, comunal, acorde con los PROT (planes regionales de ordenamiento territorial).
RCM	<ul style="list-style-type: none"> - Mejorar sustancialmente la calidad de servicio para los clientes. - Un sistema de distribución preparado para aceptar los nuevos desafíos de futuro, como movilidad eléctrica, Gx distribuida y gestión de demanda. - Un sistema regulatorio que incentive la innovación y la eficiencia a la hora



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

	de diseñar y operar soluciones tecnológicas que mejoren eficiencia energética, gestión de la energía y demás desafíos futuros.
SJ	<ul style="list-style-type: none"> - Dotar de flexibilidad a los sistemas de distribución, incorporando tecnología para dar cabida a la generación distribuida y el uso eficiente de la energía. - Dotar de transparencia al segmento de distribución para disminuir las asimetrías de información y favorecer la competencia.
JVS	<p>Dar incentivos correctos para una Dx eficiente, de calidad (estándares) cada vez más altos, que se hace cargo de las nuevas tecnologías (DER) que irrumpen.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Acogiendo la innovación e iniciativa. - Reconociendo diferentes realidades (zonas). - Con la flexibilidad para enfrentar nuevos cambios.
VTF	Sistema que se desarrolle e integre de manera armónica, ágil y eficientemente a todos los agentes de mercados de distribución y venta de energía.
TS	<ul style="list-style-type: none"> - Hacer el sistema de distribución más eficiente, lo que conlleva tomar en cuenta todos los aspectos que afectaran a dicho sistema en el futuro, ya sean los otros servicios que comparten infraestructuras o nuevas tecnologías o servicios. Además se debe considerar el plan a más largo plazo posible para preparar bien el sistema y no expandirlo según crece la demanda. - Educar a los consumidores para integrarlos en la planificación.
RM	Prestar un servicio confiable y flexible permitiendo la interacción de las tecnologías.
Anónimo	Entregarle más flexibilidad al sistema de distribución.
DBM	<ul style="list-style-type: none"> - Definir segmento de distribución y el rol de las distribuidoras. - Definir los servicios asociados a Dx o que pueden usar la red. - Permitir la entrada de nuevos servicios a la red de distribución.
DGR	<ul style="list-style-type: none"> - Regulador: Planificación / Operación. - Tarifación similar a modelo UK. - Contar con una infraestructura segura, eficiente y abierta. Lo anterior permitirá incentivar a nuevas tecnologías y contar con una infraestructura más segura.



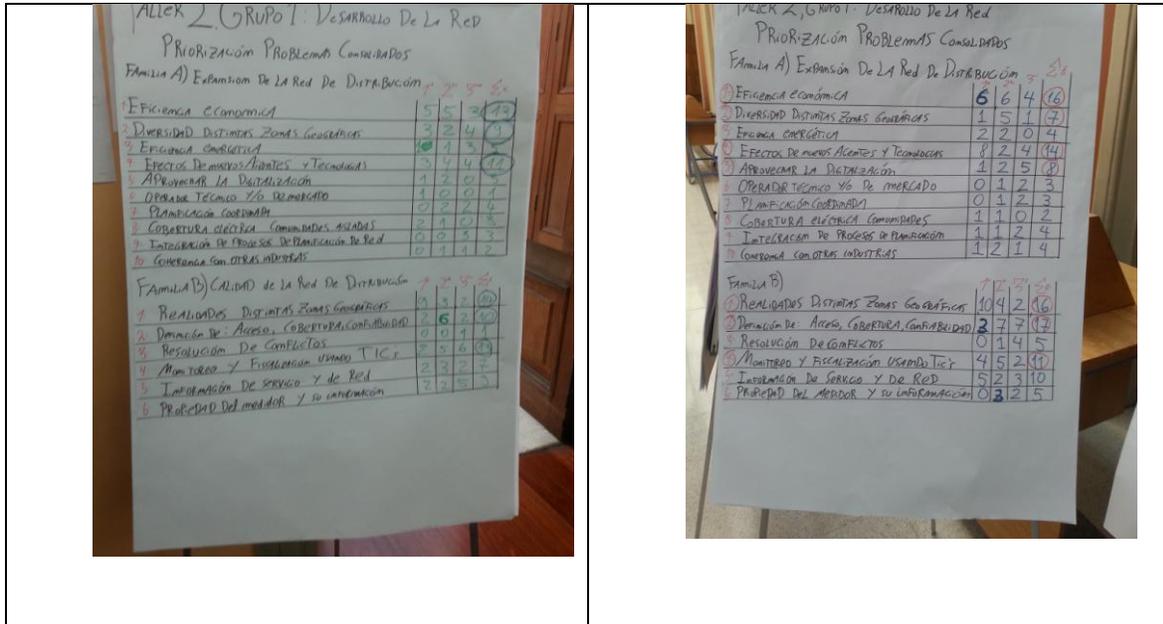
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: "Visión y soluciones"
 Grupo 1: "El desarrollo de la red de distribución"



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO D: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS ANOTACIONES EN LOS PAPELÓGRAFOS Y DEL TALLER

C.1 Papelógrafos priorizaciones





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

Grupo 1: "El desarrollo de la red de distribución"



DOCUMENTO PRELIMINAR

C.2 Papelógrafos subgrupo David Watts

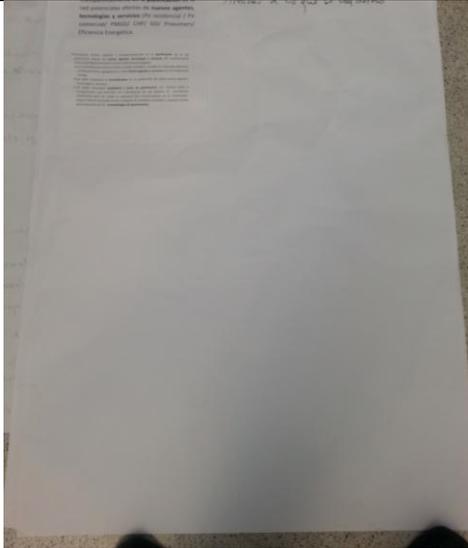
<p>Soluciones</p> <ul style="list-style-type: none"> Lo esencial para hacer esta futura red de distribución, concursos filiales Contactar la red Red de comunicación avanzada e independiente para gestionar la red de Red de comunicación (fibra) a través de medidor llamar a concurso para promover ideas de un conjunto de tecnologías para desarrollar nuevas pilonas (start-ups, etc) con roles de comunicación ¿Quién llevará a ese concurso? Distribuidora? ¿Quién financia? Abor a la comunidad tecnológica y startups, ¿existen? ¿Qué impacto que el nuevo regulador se hace esto? ¿Eficacia específica del estado final: capacidad de hardware que provee todos los servicios (dependiente a la empresa comercializadora de servicios) → estandarizar con otros estándares, definición smart grid ¿El acceso a nivel de tensión de 23 kV (línea de red de D.E) se puede transferir? Poder controlar, evolucionar el sistema de protecciones (aumentar la capacidad de transformación de la red) siempre que sea económicamente eficiente. 23 kV debería estar abierto (flick). ¿Poder la red, comercializada? ¿cómo hacer flexibilidad en el precio recibir cuando la demanda, como cambió en el futuro? 	<p>todas las distribuidoras datos de consumo e inversiones para la empresa de referencia.</p> <p>En paralelo, la SEC brando toda la información de red sin realizar flujos.</p> <p>Esta dist. tiene sus áreas de concesión y el conser tiene que hacerse cargo está de modelar la red, algunos modelos más que otros.</p> <ul style="list-style-type: none"> El regulador debería definir los procesos de planificación y OP de la red de D.E. Otro proceso de programación de la red (Corto, medio, largo plazo). Desde que existen para más el cambio social y asegurar eficiencia económica. De las startups, incubación para que las empresas lean sus ideas (esto que que haya un espacio de planificación controlado en la red de plantas + casa de los consumidores, red + distribución, se debe facilitar el servicio y que se vea al que es económico, se debe facilitar el por los características de la red y del consumo es difícil que dura 50) Modificar el actual modelo de empresa modelo (tarifas) a uno actual al igual donde haya incentivo a la inversión (RI-x), también revisar el a este modelo.
<p>B) Faltó de definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de la regulación para avanzar hacia la cobertura nacional.</p> <p>¿En cuánto hace la dist? para dar + cobertura?</p> <p>¿04% de población sin luz? Muy caro.</p> <p>¿Se dan soluciones individuales o pocas redes para dar este acceso, y las mismas distribuidoras pueden operar estas redes además una tarifa regulada.</p> <ul style="list-style-type: none"> Aprovechar momentos de equidad tarifaria (sobrecosto) para acceso a propiamente para hacer de que a la distribución. Estado debería hacer cargo, crear un fondo para nuevo Confiabilidad/acceso → SADA: 4 hrs (9 países más) en los últimos años. Lo que no dice es si ese mismo nivel de calidad depende del país. Prioridad de confiabilidad por zona y sus tarifas deberían ser + altas por la cantidad de fierros. Tiene de estimar el costo para de confiabilidad. Dejar la prioridad 2010, dimensionar cuál es el costo. ¿Indice para calidad/costo de distribución por zonas, poner un índice similar en cada zona. 	<p>Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio</p> <p>Se relaciona con problema 2) de este taller</p> <ul style="list-style-type: none"> Categorizar las distintas zonas de acuerdo al uso de la energía, variando los demás factores de forma de determinar la calidad adecuada para cada categoría. Especies particulares (saturn?), tanto tiempo como se que manejan los servicios básicos adecuados a la calidad de la red de la zona. Experiencia de nivel Dist que se muestra con Tarifas más. El servicio se remunerando. Asimilar las distintas realidades geográficas de cada zona. Dist entre primario y calidad de servicio, de otra forma que se pague el servicio. Se pague por servicio y no por fierros (que se remuneró el resultado) de un cambio.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: "Visión y soluciones"
 Grupo 1: "El desarrollo de la red de distribución"



DOCUMENTO PRELIMINAR

C.3 Papelógrafos subgrupo Danilo Zurita

<p>POSIBILIDAD EN LOS PERMISOS, MAS COORDINACION ENTRE AUTORIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> - ELIMINAR INCONVENIENCIAS ENTRE PERMISOS QUE TIENEN IMPACTO EN COSTES - EFICIENTAR TRAMITES PARA QUEJAS DE GOBIERNO A TENER DE BUENAS IDEAS (CARGO LEGITIMO) - QUE NO SE PERDAN COMO HACE LA PLANIFICACION UN MARCO LEGAL TECNICO CON CARGOS CLAROS - APLICAR PENAS PARA INCUMPLIR NUEVOS TRAMITES (EN LA REGULACION) - REVISAR INTENCIONES DE UNO PARA EL PARA RESOLVER LA RED <p>- SISTEMAS DE WFO PUBLICOS CON TASAS DE DTLA, DATOS RED, WFO CONEXION, ETC.</p>	<p>PLANIFICACION INCORPORAR LOS NUEVOS AGENTES, TECNOLOGIAS Y SERVICIOS</p> <ul style="list-style-type: none"> - INCORPORAR EN V A ADOBERO DE EMPRESA DE DISTRIBUCION DE FLEXIBILIDAD, PERBU - DETERMINAR CUALES COSTOS DE COLECCION SON SOCIALMENTE COMPLETOS Y CUALES SON PARTICULARES (SOCIALIZAR COSTOS) - MODELO ALEMAN - SE DEBE INVESTIGAR SI ESTO ES EFICIENTE PARA SERVICIOS DIFERENCIADOS - PARA SI (DONDE TIENE + o - IMPACTO) EL POTENCIAL DE CRECIMIENTO DE LA DISTRIBUCION (DISTRIBUCION DE DINT (RAMPA ADECUADA) - SI SE PUEDE SER LO MEJOR QUE SE PUEDE EN UN LEGISLA SE CONECTA? - DETERMINAR LA TAREA, ESTO PUEDE SER UN PROBLEMA SOCIAL/REGULADO PUEDE SER PUEDE PRODUCCION UN PROBLEMA SOCIAL REGULADO FUTURO. - # PROBLEMAS PARA Y VENTAJAS SON SIMILARES
<p>A) Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geograficas y empresas del pais en la expansion y desarrollo de la red</p> <p>DE 3</p> <ul style="list-style-type: none"> - INDICES A CUMPLIR DEPENDAN DE LA REALIDAD (RURAL/URBANO, ETC.) - NO DEBERIA TENER QUE VER CON NIVEL SOCIOECONOMICO - ESTABLECER UN OBJETIVO PARA TODAS LAS REALIDADES DE CHILE PARA LA CALIDAD - SE DEBEN RECONOCER ESTOS COSTOS. - PLANIFICACION DE D_x COHERENTE CON T_x 	<p>B) Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geograficas y empresas del pais en la expansion de calidad de servicio</p> <p>DE 4</p> <ul style="list-style-type: none"> - QUE LA FALTA DE CALIDAD COMPRE DIRECTAMENTE AL CLIENTE - OBJ. DE CALIDAD IGUAL PARA TODAS.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

C.4 Imágenes del Taller





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO E: ACTA / TRANSCRIPCIÓN DE LA JORNADA TALLER DE CADA SUBGRUPO DE TRABAJO

Nota: la transcripción puede estar sujeta a errores, pues fue elaborada por el equipo UC posterior a la reunión con la ayuda de las grabaciones de audio realizadas, las que muchas veces contienen bastante ruido.

D.1 Sub grupo liderado por David Watts

Discusión Subgrupo liderado por David Watts

David Watts (DW): Se parte con familia A) Expansión

DW: El primer problema con mayor prioridad corresponde a la eficiencia económica

Se lee enunciado (DW)

DW: ¿Soluciones para eficiencia económica?

- 8) Alfredo de la Quintana (AdlQ): Para gestionar las redes de distribución se debe monitorear. Lo primero que se necesita es una red de comunicaciones adecuada e independiente para resolver los problemas de distribución.

AdlQ: Propuesta para la red: llamen a un concurso, la Disco o CNE para que reciba distintas ofertas con respecto a la red que se requiere. Que se presenten ideas y que las mejores sean premiadas para hacer un piloto. Pocos son los datos que se transmiten. El piloto sea implementado en una prueba de concepto. Existe una gran cantidad de empresas que estarían interesadas.

DW: Conoces experiencias o informes que hablen de experiencias similares?

AdlQ: Conozco la tecnología pero no conozco una experiencia similar.

AdlQ: El llamado debe hacer lo la CNE o MinEnergía. Si vamos a seguir dándole el todo el control de la Dx a las Discos entonces ellos tienen que hacer el llamado. Si lo hace el regulador probablemente podría hacerse con fondos de Conicyt, Corfo u otro.

- 9) H1: Otras propuestas: mayores ganancias se obtienen cuando se integran todos los servicios en una empresa de hardware. (gas, agua, electricidad, etc.) Debe integrarse



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

con otras industrias, integrarse con plan regulador. Retailer del servicio podría ofrecer las distintas tarifas para distintas zonas urbanas.

- a. Si vamos a doar d ecomunicacion es debe dar un buen nivel de utilización, por lo que se pude aprovechar. Aprovecharcanalización. Esunamuybuenaaspiración.

10) No cerrarse a 23 kV (limite de Dx.) par aumentar transferencia de potencia. Con desarrollo d etec o menos costos de cable se pueden canalizar por ducto red de mas tensión con lo que se puede transferir mas potencia.

11) Hacer red enmallada permite transferir mas potencia. Se logra introduciendo Smartgrids (aumentar las comunicaciones) mejorando las protecciones de la red. Actualmente protecciones son sólo radiales y también sus protecciones. Siempre que sea económicamente eficiente. Portema de aislación. Dejar la opción

- a. Que no sea el voltaje sino con el uso (DW)

12) AdlQ: Modelar la red: caracterizarla. Donde se producen la sfallas, la demanda y la oferta. Si se quiere expandir se necesita saber como va a evoluciones la demanda, donde incide, etc. Para eso necesitas modelar la red como se hace en Tx.

- a. En transmisión se hace mas o menos. En Dx hay mas redes por lo que es un esfuerzo mucho mas grande.
- b. Hoy existe esa información. E lregulador le pide a la disco toda la información de consumo e inyección de consumos y generación en cada uno de los puntos de conexión. Toda esa nformación se modela en Digsilent y se modelan para flujos d epotencia como de modelación económica. Se hace para los estudios de tarifa. Esta info está a disposición de la auditoria. También hay procesos con la SEC que son mensuales en que le informas toda la red, pero sin flujos (conductores, empalmes, etc.). También esta otro proceso de facturación de los clientes. Toda la info la tiene la CNE y la SEC.
- c. La info de la SEC no se coteja con flujos y la info solo está para las empresas referencia
- d. Cada Disco debería modelar cada red para poder ofrecer calidad de servicio y optimizar la red.
- e. DW: a veces la solución es no modelar. A veces hay que justificarla. Es muy caro. No necesariamente en todos lados la modelación agrega valor. Además no todostienen la mismacapacidad para modelar

13) Perunao USACH: El regulador debería definir los procesos de planificación y programación de la rad (para la eficiencia econo). Hay que definir que es d eplanificación y oiperacion. Quizás la moealcion es necasaria para la planificación y quizás para la operación. Quizasmodelar primero la planificación. Para maximizar el beneficio social



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a. DW: Hoy no se planifica así, no como la Tx. Esto sería algo nuevo y la regulación hoy no lo pide así. Hoy las Dx no planifican transparentemente la planificación.
 - b. MC: Hay 2 formas de hacer eso. Como en TX (como dices tú) y la otra (que es la usada en todo el mundo) es usar señales de el estándar que se quiera y dar los incentivos. En la Dx hace más sentido, la dinámica y la complejidad cuesta pensar en una planificación centralizada. Lo más probable es que te equivoques por lo difícil de los supuestos. Por eso se definen estándares y las empresas se tienen que adecuar a estos estándares, normas, señales. En la medida en que te acerques a los consumos los supuestos son más dinámicos. Se fiscalizan los resultados o contra los estándares y normas.
 - c. DW: hay varias empresas que hacen planificación en Dx. Diría que cada vez más en Dx. En estos casos el esquema de pago es distinto donde se les reconocen las obras. Sería un cambio mayor pero no es algo que se deba desechar. Es uno de los temas a discutir en este taller
 - d. MC: sería un cambio más radical,
 - e.
- 14) MC: (resuelve varios problemas que se plantean) Propongo desechar el modelo de área típica a algo más parecido al modelo inglés por empresa (RPI-X) donde haya incentivo a la eficiencia económica pero también se incorporen otros incentivos para la calidad, para las distintas realidades geográficas que permitiría la incorporación de nuevas tecnologías como eficiencia energética, PMGD, GD y los comportamientos de la demanda (vehículos eléctricos, DR). Resumen: Propuesta es eliminar el modelo de referencia y cambiar a algo parecido al modelo inglés (RPI-X) con las modificaciones que han incorporando con espacio para iniciativas que se quieran desarrollar. Hay que adecuarlo con la realidad chilena.
- a. DW: los ingleses se han preocupados de dejar contentos a los usuarios, no tanto bajar sus costos (ya han explotado bastantes las economías de ámbito y de escala). Hacen concursos de innovación, etc.). pero en muchos casos las iniciativas han sido poco exitosas. Por favor ver las referencias en la página del CNE
 - b. El modelo inglés tiene una relación con Ofgem (regulador) no con national grid (el operador) y las empresas presentan planes

Segunda prioridad:

DW: Se pasa a calidad de servicio (Familia B)

DW: Problema 2 de familia B) Falta definición clara acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar a una cobertura nacional



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Se pregunta por propuestas:

AdIQ: La distribuidora no tiene incentivos para mejorar la cobertura?

DW: no tiene incentivos pero no es la única que puede mejorar la cobertura. Hay muchas zonas que quedan fuera de las áreas de concesión.

DW: (respuesta a alguien pregunta) la electricidad se planteó en otros talleres como una posibilidad que sea un derecho. Sin embargo existen otras necesidades más básicas que la electricidad que no son un derecho, por lo que sería realmente muy difícil que la electricidad llegara a ser un derecho.

- 7) H: hoy hay muy poca gente que no tiene acceso y para la que lo necesita es extremadamente caro. No veo el sentido económico de obligar a las distribuidora a dar la cobertura que falta bajo el marco actual. (a cualquier costo) y tendrían que pagarlo todos los chilenos. Mi propuesta es estudiar soluciones distintas individuales o Microrredes y que Discos u otros terceros puedan hacerse cargo de esto (O&M) pero con una tarifa regulada.

DW: Quizás no pedirle el mismo estándar de confiabilidad en estos casos. Se avanzó muy rápidamente en la electrificación pero hasta ahí llegamos. Ahora se quiere avanzar más. Con el surgimiento de nuevas oportunidades tecnológicas mucha más baratas quizás ahora hay una oportunidad de revisar este limite. Puede simplemente un instrumento que ayude a avanzar mucho más allá sin siquiera hacer un cambio de ley.

DW: cuando son pocos, el costo del subsidio es bajo. Ahora en Chile somos malos para los subsidios cruzados. Una opción que el estado subsidie directamente. Sin embargo, en países en desarrollo no hay tanto recurso y suele ser necesario demostrar un modelo de negocio donde el privado ponga la plata. Aunque podría ser que el estado se haga cargo. Es una opción.

H: quizás no se necesita un subsidio completo del 100%.

DW: Hoy existen muchos fondos, aunque se ha parado. NO se ha avanzado mucho más. Quizás una opción es meterle más plata a los fondos.

H: Los bomberos debería tener más prioridad por ejemplo en la calidad. Es

MC: revisar el costo de las metas de calidad de la política energética 2050 para priorizar

H: generar un índice de costo y calidad por zona y diferenciar niveles por zona geográfica



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

DW: Siento que meta 2050 no reconoce el trade-off costo calidad y que si hay que reconocerlo.

MC: la cobertura 100% esta en la política energética al 2050

Problema con 3era prioridad: De familia B problema 1

Realidades distintas de distintas zonas geográficas en términos de calidad de servicio

- 1) H: Se destaca solución: Crear índice costo-calidad para distribución por zona para establecer límites de calidad.
- 2) H2: categorizar distintas zonas de acuerdo a uso de la energía, variables demográficas de forma de determinar la calidad adecuada para estas zonas para segmentar todo el país.

H3: Agregar una periodicidad de 5 años para revisar esto.

DW: el servicio básico sería adecuarse a las necesidades de la zona por alimentador). Si alguien quiere más, hay zonas con más calidad o soluciones tecnológicas nuevas.

- 3) H: propone que el servicio no esté determinado por la distribuidora (calidad) sino que ella pueda proveer distintos servicios con distintas tecnologías (soluciones) (microrredes por ejemplo). No solo con cables que esta obligado a reconocer la realidad geográfica. Que se pague por servicio no por el cable. Que se remunere por el resultado (o performance). Capacidad y calidad de servicio.
- 4) Las normas técnicas aborden los procesos comerciales considerando las realidades comerciales (SSAA, facturación, lectura de medidor, O&M, etc.). Hay por ejemplo zonas las casas se ocupan unos meses en al año y no se necesita ir a leer el medidor todos los meses (cabañas de vacaciones).

D.2 Sub grupo liderado por Danilo Zurita

Se discuten las soluciones para los problema prioritarios

Problema 1: eficiencia

Flexibilidad de parte de las autoridades (municipales o de) actúan de diferente forma. Diferentes formas. Flexibilidad de las redes. Permisología.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tiene relación con eficiencia económica. Permisología tiene que ver con costo final de solución. Eventual incompatibilidad entre legislaciones. Otros servicios y ley eléctrica. Se deben pagar más permisos y toma más tiempos. Flexibilidad.

Mucha burocracia, distribuidora y SEC hacen mismos trabajos, formularios en línea. No se comparte dicha opinión en este caso, para la expansión de la red.

Yo espero que no sea (Ex Chilectra a cargo de planificación de la red). Yo esperarí de la ley es que estableciera el norte y nos impusiera el cómo. Hoy vemos un mundo muy cambiante. Hoy GD, mañana auto eléctrico. Una legislación que nos rigidice puede ser una camisa de fuerza que no permita adaptar nuestras redes.

Un marco legal flexible no solamente en expansión sino también en los modelos de negocios

Tanto en este punto como el resto creo que debe ser hasta importante hasta cuándo y por tanto tiempo. Cuál es la sostenibilidad.

Considerar en los criterios de desarrollo y expansión que garantice la rentabilidad de quien se atreva a hacer esto. DZ: los modelos deben permitir arriesgas para permitir introducir tecnologías nuevas.

Agregar sistemas de información posible, información de la red, tasas de falla, holguras, y proyectos en ejecución, permitir que el mercado sepa con que se enfrenta (PMGD sepa con quien se sepa).

Problema 4: Efectos de agentes y tecnologías

DZ: to me centro en PMGD y ya sobrepasaron en los efectos en adistribución. Afectan la transmisión. Si se deberían hacer cargo de ese fenómeno. Pedir que la planificación sea más amplia que la que reglamentación y la normativa aplica hoy.

Agregaciones y retornos en NR. En los criterios de modelación además de considerar “Abastecimiento de la demanda y calidad de servicios” Incorporar explícitamente “flexibilidad de la red en estos servicios. Dentro de los criterios agregar flexibilidad.

DZ: Debería haber un estudio para proyectar potenciales de generación, pero no cómo se hace hoy día. Hoy el PMGD paga al alimentador. El valor que pago el PMGD. Yo propongo que se estudio el modelo Alemán, donde se estudia el modelo alemán donde se estudia el beneficio común.. Existe una formula cuando eso es pagado por todos los usuarios y cuando corresponde que el generador pague. No tener que esperar que cada proyecto.

Yo creo que hay una doble renta, eso debe corregirse y no puede considerar en el VNR. Vamos a socializar los costos de la GD. En el caso alemán hay una política pública para disminuir los gases de efecto invernadero y por eso financian estos proyectos. En Chile debe definirse eso



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

primero. Estamos financiar a GD para disminuir efectos de gases efecto invernadero. Es Lo más eficiente? Creo que existen...

Respecto de mapas PMGD: Debe estudiarse el modelo de Inglaterra donde el hay mapas públicos por alimentador que lepermiten a los generadores saber donde será más difícil conectarse.

Conceptualmente el PMGD nación para quedarse ahí mismo .hoy ya sobrepasa a la transmisión. A lo mejor hay que redefinir. Es diferente minar 9 MW el centro respecto de entro de XXXX. No tiene por donde eliminar.

Estudiar

En el mundo siempre es más arriba los voltajes. En distribución la tensión limite la define la norma. Hay una tema de las tarifas. Se le entrega a la norma una definición que es muy importante. Pero la Ley si define la Tx zonal que tienes el limite por arriba.

La decisiones debiera ser técnica . Hay una voltaje óptimo que minimiza la función de costos. PMGD originales: disminuir consumos y aprovechar red existente. Es un cliente de la distribuidora

Aquella contraparte de la distribución es un cliente? Yo creo que si. El hecho debe ser cliente implica que la Dx debe hacerse cargo de expandir y socializar los costos. Alocar los costos es una decisión de política pública. Ejemplo: Ley de equidad tarifaria es una decisión política. Hay algún motivo para subvencionar los costos a PMGD? Si es así, entonces se subvenciona y socializa el costo si no, entonces no.

Cuando se habla de PMGD la red quedo ocupada. Si hoy hablamos de eficiencia energética, no imagino limitar a PMGD por la red. No debiera ser limitante.

Hay otro problema: reserva de capacidad. Si la capacidad es limitada Tiene sentido premiar al primero en llegar y a los otros no.

Si tienes 3 PMGD en un mismo lugar, entonces haz una línea de transmisión. Hoy en día uno podría buscar el optimo de la red.Hoy uno no se puede negar. Eso hace que uno desarrolle una red que no sea eficiente.

DZ: tratemos de no cerrarlo al PMGD, de hecho los vehículos eléctricos.

El tema de netmetering y GD residencial, supone una desafío más grande. Los primero en incorporarlas son los más ricos. Solución: desenergizar al menos parcialmente la tarifa. Teniendo un problema futuro de distribución, hay que tener cuidado con el timing de cuando se desacopla porque surgen problemas redistributivas. Se requiere un proceso de transición.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Lo que se conversa en PMGD en media tensión es lo mismo que se discute en GD residencial.

2) Diversidad de distintas zonas geográficas (en calidad y planificación)

Los índices a cumplir sean distintos a la realidad. No se puede definir una calidad de servicio absoluta. Parámetros objetivos, geográficos.

Existe eso en alguna otra parte?

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

Estoy de acuerdo que se definan 2 estándares: urbanos y rural. Se ese alimentador no cumple con el estándar de calidad, se traduce en la tarifa a los usuarios. No como hoy con el modelo de compensaciones. No como la realidad de hoy día.

Yo creo que esto tiene que ver con las zonas y realidades. Hoy día hay zonas donde una interrupción de 20 minutos genera reclamos. En otras zonas 2 horas de corte no produce nada. Hay zonas que reclamen más. Hay zonas donde no sepuede tener la misma red que en otras. Esto estamás o menos resuelto en clientes libres.

La política energética de LP, establece 4 horas de interrupción en cualquier localidad de Chile (2035) y una hora en 2050. Debemos hacernos cargo de la definición de poltiicapublica. Si creo que toda localidad (exepceot la etrema ruralidad) Debeiramoseaspirtar a equidad en la calidad. Si creo que debemos aspirar 20 horas a 5 horas por muy caro que sea. La ley de euqidaddtarifaria socializa esos costos.

Los imperativos de calidad.Hemos hecho estudio que cuando el consultor arma empresa modelo y un alimentador le queda fuera de largo. Ese alimentador esta fuera de norma. Es razonable cuando no hay equidad tarifaria. Hoy los clientes esperan tener mejor calidad. Creo que establecer un objetivo vinculante de calidad de servicio obligado a llegar y reconocer las realidades diversas.

Hoy día todos los incentivos están puestos en que solucionemos calidad al enterrar fierros. Debe cambiar para que motive e incentive a soluciones diferentes.

Tema 2 de calidad: Monitoreo TICs

Eso tiene que apuntar medición inteligente en todos los clientes para poder hacer gestión de red y para que los clientes hagan gestión y desarrollo de plataforma públicas.

Esotiene que ir acompañado de tarifas para el usuario. Tiene que haber tarifas que permitan a los usuarios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 1: “**El desarrollo de la red de distribución**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Liberalizar absolutamente el tema tarifario, Total libertad para ofrecer tarifas.

Los alemanes demostraron que la medición inteligente no es aporta beneficios reales a todos. Esto sirve para los países que tiene alto nivel de perdida.

Soy convencido que la tecnología de la red de debe ser un tema fuerte de la ley. El punto 4, . 5 6 tiene que ver con eso. Monitoreo en tiempo real, Si en la distribución si queremos agregar tarifas flexibles necesitamos tecnología, Incluso mejor calidad en la distribución.

La información ayuda tanto a gestionar. Información al cliente, al propio distribuidor. Si queremos llegar a una hora sin tecnología no se pide.

Como medimos una hora.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO F: FORMULARIO 1 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES

NOMBRE/INICIALES: _____

Problemas Familia A) Expansión de la red de distribución (Expresar Acuerdo/Desacuerdo y priorice del 1 al 10)

• **Eficiencia económica y servicios básicos**

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- c) Alternativamente se debe **estudiar** qué tareas de **coordinación** debería realizar la distribuidora para gestionar los **recursos distribuidos** (DERs), cuándo, dónde y con qué recursos. A / D
- 7) Desarrollar una **planificación formal y coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal). **A ___ / D**
- a) Definir cuán **vinculante o indicativa es la planificación** a realizar. A / D
- b) Definir el **rol del regulador en la planificación** de la distribución y como se coordina con la planificación de la transmisión. A / D
- c) Definir las **instancias de coordinación** con otros agentes para la planificación (operador nacional, otras empresas de otros segmentos, etc.). A / D
- **Cobertura y acceso**
- 8) Incrementar la cobertura **eléctrica** considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal **A ___ / D**
- a) Reconocer **diversidad de realidades** de comunidades. Para dar acceso a comunidades aisladas se deberían considerar distintos esquemas de intervención de acuerdo a la realidad y requerimientos de cada comunidad. A / D
- b) **Dar 100% de cobertura y acceso** a comunidades aisladas a través de diversas soluciones (microredes aisladas o conectadas a la red en zonas fuera de áreas de concesión y en zonas remotas de alto costo). A / D
- c) Mejorar el **acceso, la seguridad y calidad** incorporando **microredes** aisladas o conectadas a la red, enmallando las redes de distribución (e.g. en media tensión), a través de automatismos y reconfigurando las redes. A / D
- d) Educación a **comunidades aisladas**: comunidades y sus visiones deben ser incorporadas, informadas y educadas si lo requieren para dar sustentabilidad a los proyectos. A / D
- **Integración con otros sectores de la comunidad y la industria (relacionado con grupo 4)**
- 9) Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación). **A ___ / D**
- a) **Excesivo centralismo** en el desarrollo de la red y toma de decisiones. Se deben incorporar actores regionales (gobiernos regionales, municipalidades, profesionales en general de las regiones) para levantar sus realidades y permitir que las soluciones se adapten a su realidad local. A / D
- b) Falta integrar más activamente a las **municipalidades** en la planificación de la red (no sólo por el alumbrado público sino por su rol y acceso a la comunidad). A / D
- c) Falta que las normativas que regulan el crecimiento de las ciudades conversen con las normativas eléctricas. Ejemplo: La **Ley general de servicios de urbanismo** es una ley bastante antigua y debiera ser actualizada, en la discusión de dicha Ley debieran estar incluidas personas que entiendan y trabajen el tema del desarrollo energético y viceversa. A / D



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- d) Incorporar **sistemas de resolución de conflictos** similar al panel de expertos para acelerar la solución de los mismos y objetivar técnicamente las decisiones ante discrepancias regulador-regulado en la búsqueda del bienestar nacional. A / D
- 10) Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos. **A ___ / D**
 - a) Faltan incentivos para la distribuidora potencie y desarrolle nuevos servicios sobre su misma infraestructura y red de atención, explotando más eficientemente sus activos. (Ej.: uso compartido de postación, canalización y sistemas multiductos, etc.) A / D
 - b) Falta una **política nacional de ductos**. Existen ductos eléctricos, ductos sanitarios, ductos de telecomunicaciones. Separados encarecen el costo para el consumidor final. Se debe manjar integradamente los ductos para disminuir costos. A / D

Comentarios adicionales :

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Nombre/ iniciales: _____

Problemas Familia B) Calidad de la red de distribución (Expresar Acuerdo/Desacuerdo y priorice del 1 al 6)

• **Formalización del compromiso costo/precio vs calidad**

1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio **A ___ / D**

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

2) Falta de **definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad** más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional. **A ___ / D**

- a) Cómo mejorar **disponibilidad de servicio** para alcanzar las metas de la política energética a 2035 y 2050 y como interpretamos estas metas o las bajamos a nivel de empresa y cliente. A / D
- b) Incorporar en la **planificación y expansión** cierto grado explícito de **resiliencia frente a catástrofes naturales**. A / D

• **Calidad comercial y experiencia del usuario**

3) Incorporar **sistemas simplificados de resolución de conflictos** adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación). **A ___ / D**

- a) **Rigidez de los medios** para cumplir con los niveles mínimos de experiencia del cliente (cada distribuidora debe cumplir con estándares mínimos utilizando los medios que mejor se adapten a sus tipos de clientes). A / D

4) Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente. **A ___ / D**

- a) Falta incorporar nuevas tecnologías (Smart Grid) que pueden ayudar a la detección temprana de fallas, su rápido despeje, registro y reporte automático, etc. A / D



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

• **Mejor y más información**

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

Comentarios adicionales :

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO G: FORMULARIO 2 “LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES

Nombre/iniciales: _____

Problemas Familia A) Expansión de la red de distribución (Desarrolle sus soluciones propuestas)

- **Eficiencia económica y servicios básicos**

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

- 2) **Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país** en la expansión y desarrollo de la red

- 3) Incorporar rol de la **eficiencia energética** en la expansión de la red



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 1: “**El desarrollo de la red de distribución**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- **Eficiencia económica, nuevos actores, nuevos servicios y la planificación**

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

5) Aprovechar la creciente **digitalización** (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente).

6) Necesidad de un **operador técnico y/o de mercado (DSO)** en distribución en algunas zonas y condiciones

7) Desarrollar una **planificación formal y coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- **Cobertura y acceso**

- 8) Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal

- **Integración con otros sectores de la comunidad y la industria (relacionado con grupo 4)**

- 9) Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación).

- 10) Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Nombre/iniciales: _____

Problemas Familia B) Calidad de la red de distribución (Desarrolle sus soluciones propuestas)

• **Formalización del compromiso costo/precio vs calidad**

- 1) Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio

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

Calidad comercial y experiencia del usuario

- 3) Incorporar **sistemas simplificados de resolución de conflictos** adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación).

- 4) Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 1: “**El desarrollo de la red de distribución**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- **Mejor y más información**

- 5) Transparentar la Información de servicio y de red: uso y acceso a la **información para el cliente**, el generador distribuido y otras empresas interesadas

- 6) Definir aspectos sobre la **propiedad del medidor** y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 1: “**El desarrollo de la red de distribución**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO H: FORMULARIO 3 “LEVANTAMIENTO DE VISIONES Y OBJETIVOS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES

Nombre/ iniciales: _____

Ayúdenos a comenzar la discusión sobre las **visiones de futuro de la distribución**, más allá de los problemas en que nos hemos centrado hasta ahora.

Preséntenos sus visiones de la distribución del futuro en términos de los temas asociados al grupo 1, es decir, expansión y desarrollo de la red, calidad de servicio y todos los temas asociados.

Usted puede proponer una o varias visiones, desde visiones muy generales a visiones un poco más específicas. **¿Cómo queremos que sea el futuro o cómo creemos debería ser?**

Visión 1

Visión 2:

Visión 3:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 1: “El desarrollo de la red de distribución”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Nombre/ iniciales: _____

Ayúdenos a comenzar a pensar en los objetivos de la nueva regulación y de la distribución del futuro. Sin limitarse al trabajo del grupo 1, ¿cuáles deberían ser los principales 3 **objetivos** de la nueva regulación?

Objetivo 1:

Objetivo 2:

Objetivo 3:
