



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC – CNE

Segundo Taller Especializado: “Visiones y soluciones”

Miércoles 7 de diciembre de 2016, 14:00 hrs, Centro de Extensión UC

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

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

Versión 13, 22 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 G2 PUC: David Watts | Coordinador G2 CNE: Rodrigo Gutiérrez |

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|---|-----------|
| ÍNDICE DE CONTENIDOS..... | 2 |
| CAPÍTULO 1: CONTEXTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 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 Nº 2 DEL GRUPO 2 | 6 |
| 1.3 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DE TRABAJO DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 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 Nº 2</i> | <i>11</i> |
| CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS | 15 |
| 2.1 PROBLEMAS CONSOLIDADOS FAMILIA A) PROBLEMAS ACTUALES DE LA TARIFICACIÓN VÍA ÁREA TÍPICA – ALGUNOS CUESTIONAMIENTOS: PRIORIZACIÓN OBTENIDA DE FORMULARIOS | 16 |
| 2.2 PROBLEMAS CONSOLIDADOS FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO Y FAMILIA C) TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO: PRIORIZACIÓN OBTENIDA DE FORMULARIOS | 19 |
| 2.3 VALIDACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS CON SUS DIMENSIONES | 22 |
| 2.3.1 <i>Familia A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problemas.....</i> | <i>29</i> |
| 2.3.2 <i>Familia B) Remuneración para la distribución del futuro y Familia C) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro: Validación (acuerdo / desacuerdo) de las diferentes dimensiones de los problema</i> | <i>34</i> |
| CAPÍTULO 3: PRIORIZACIÓN PROBLEMAS EN SALA | 39 |
| 3.1 PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS: TRABAJO EN SALA | 39 |
| 3.2 RESULTADOS PRIORIZACIONES DE PROBLEMAS EN SALA | 40 |
| CAPÍTULO 4: LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES | 44 |
| 4.1 SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS CONSOLIDADOS PRIORITARIOS..... | 44 |
| 4.1.1 <i>Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 1) Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución</i> | <i>45</i> |
| 4.1.2 <i>Soluciones propuestas para el problema: Familia A, Problema 3) Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados</i> | <i>45</i> |
| 4.1.3 <i>Soluciones propuestas Familia B, Problema 1): Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.</i> | <i>46</i> |
| 4.1.4 <i>Soluciones propuestas Familia B, Problema 3): El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.).....</i> | <i>46</i> |
| 4.2 SOCIALIZACIÓN DE POTENCIALES SOLUCIONES PARA LOS PROBLEMAS PRIORITARIOS | 47 |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

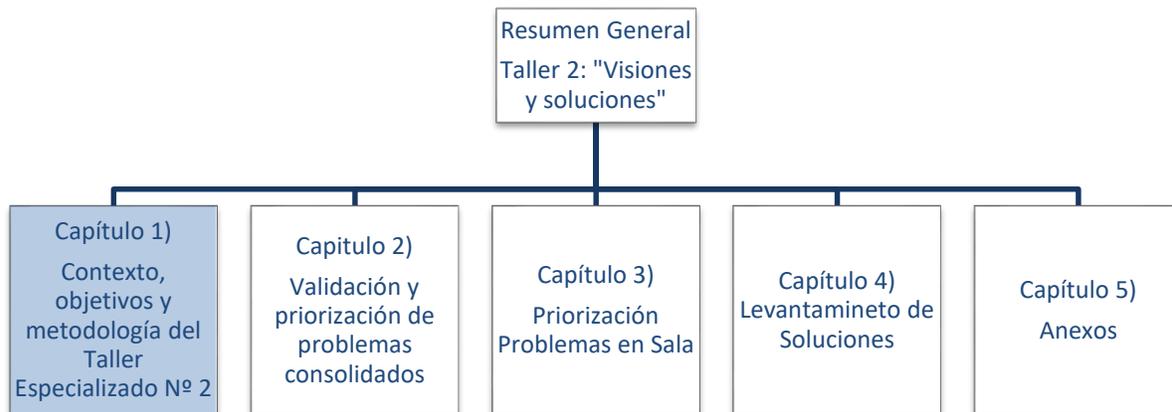
| | |
|--|------------|
| 4.2.1 Subgrupo liderado por David Watts | 48 |
| 4.2.1 Subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez | 51 |
| CAPÍTULO 5: ANEXOS..... | 56 |
| ANEXO A: TRANSCRIPCIÓN COMENTARIOS DEL FORMULARIO 1 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS” | 57 |
| ANEXO B: TRANSCRIPCIÓN DEL FORMULARIO 2 “LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES” | 60 |
| ANEXO C: TRANSCRIPCIÓN DEL FORMULARIO 3 “LEVANTAMIENTO DE VISIONES Y OBJETIVOS” | 75 |
| ANEXO D: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS ANOTACIONES EN LOS PAPELÓGRAFOS EN CADA SUBGRUPO | 84 |
| ANEXO E: ACTA / TRANSCRIPCIÓN DE LA JORNADA TALLER DE CADA SUBGRUPO DE TRABAJO | 89 |
| D.1 SUB GRUPO LIDERADO POR DAVID WATTS | 89 |
| D.2 SUB GRUPO LIDERADO POR RODRIGO GUTIÉRREZ | 94 |
| ANEXO F: FORMULARIO 1 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES..... | 100 |
| ANEXO G: FORMULARIO 2 “LEVANTAMIENTO DE SOLUCIONES” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES | 105 |
| ANEXO H: FORMULARIO 3 “LEVANTAMIENTO DE VISIONES Y OBJETIVOS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES..... | 110 |



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



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 HughRudnickparticipan activamente en el desarrollo de los talleres y la preparación y el procesamiento del material:

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

Por parte de la Comisión Nacional de Energía el coordinador general de la iniciativa es **Fernando Dazarola**. Además, tanto profesionales de la CNE 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, smartgrids 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 HughRudnick (PUC)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución

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

Temáticas: En este grupo se abordarán temáticas referidas a la habilitación de nuevos negocios y nuevos modelos regulatorios: Integración vertical y horizontal (nuevos modelos de negocios, integración horizontal de empresas, generación-distribución, diversos energéticos, gas-electricidad, sustitución energéticos, cooperativas, contratistas y servicios de apoyo); comercializador (retailcompetition, 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 – smartaudits)

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; transactiveenergy, telecomunicaciones y medición; big data, distributedenergysystems; 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), peakpricing (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 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”

1.2 Asistentes del taller especializado N° 2 del Grupo 2

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

tratable pero igualmente diverso. Los asistentes al taller especializado N°2 del Grupo N°2 sumaron 37 personas y fueron las siguientes:

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

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

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”
 - Priorización de los problemas consolidados y levantamiento del grado de convergencia en torno a cada tema



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 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:

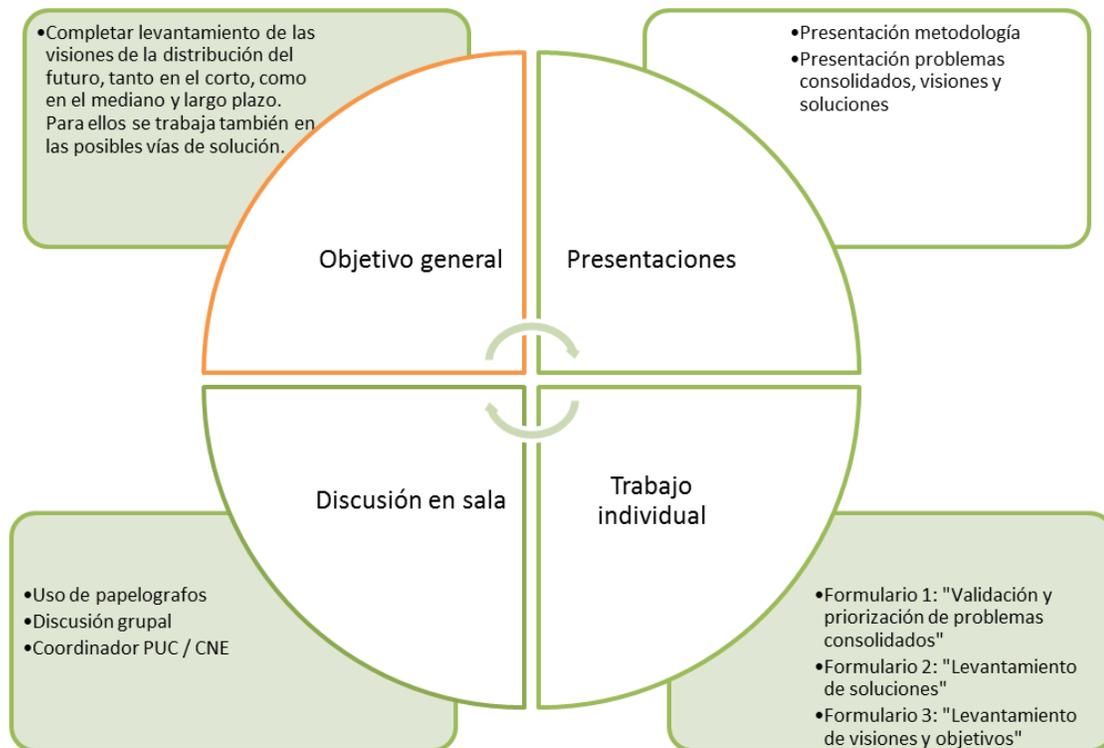


Figura 1: La metodología del taller especializado N° 2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

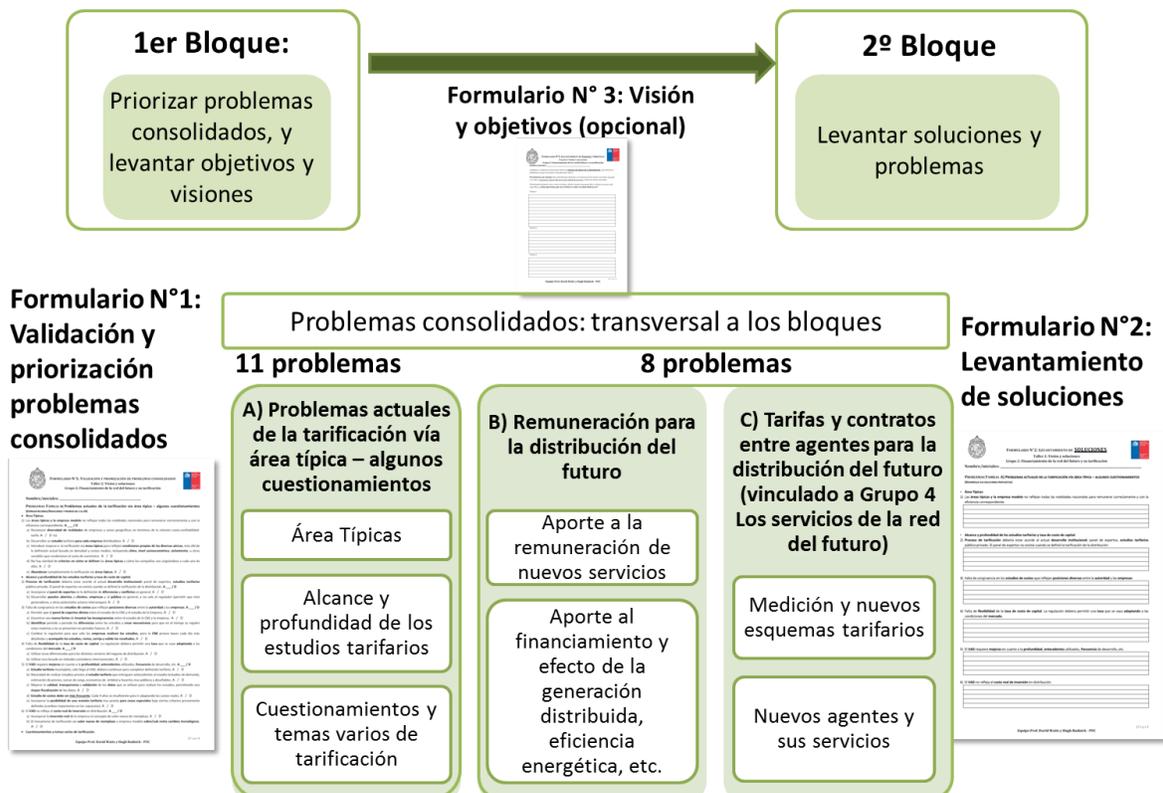


Figura 2: Dinámica del taller 2.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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:

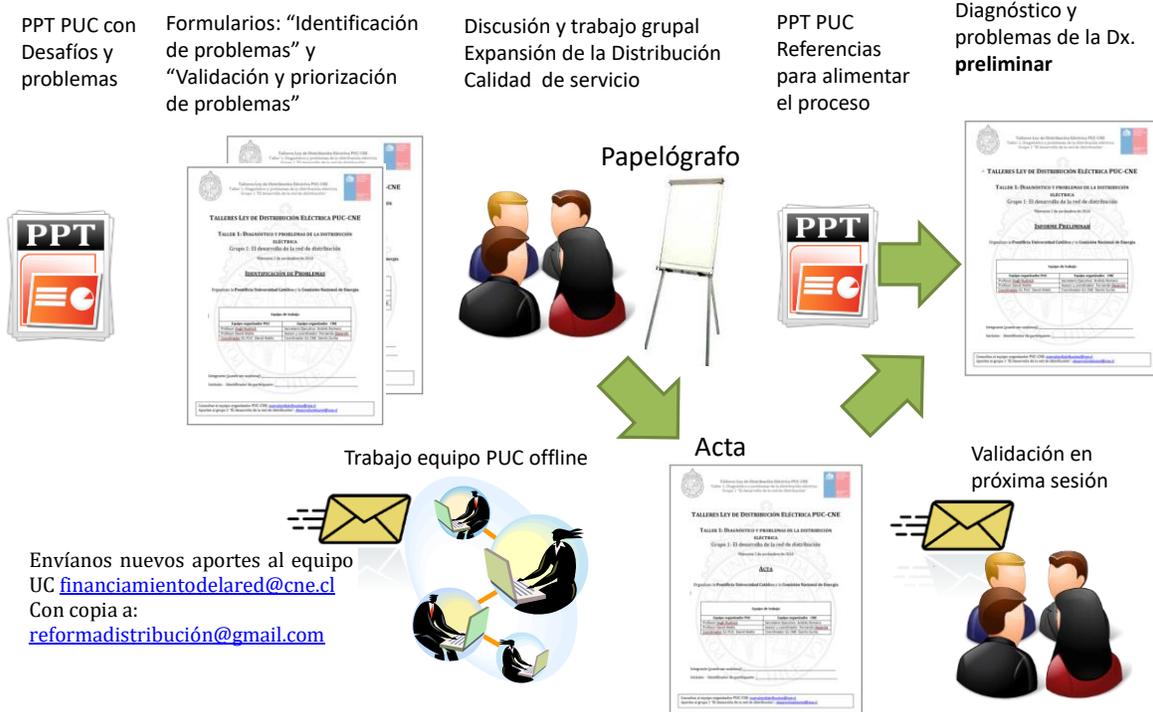


Figura 3: Proceso de generación y validación de informe posterior a taller

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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 4.

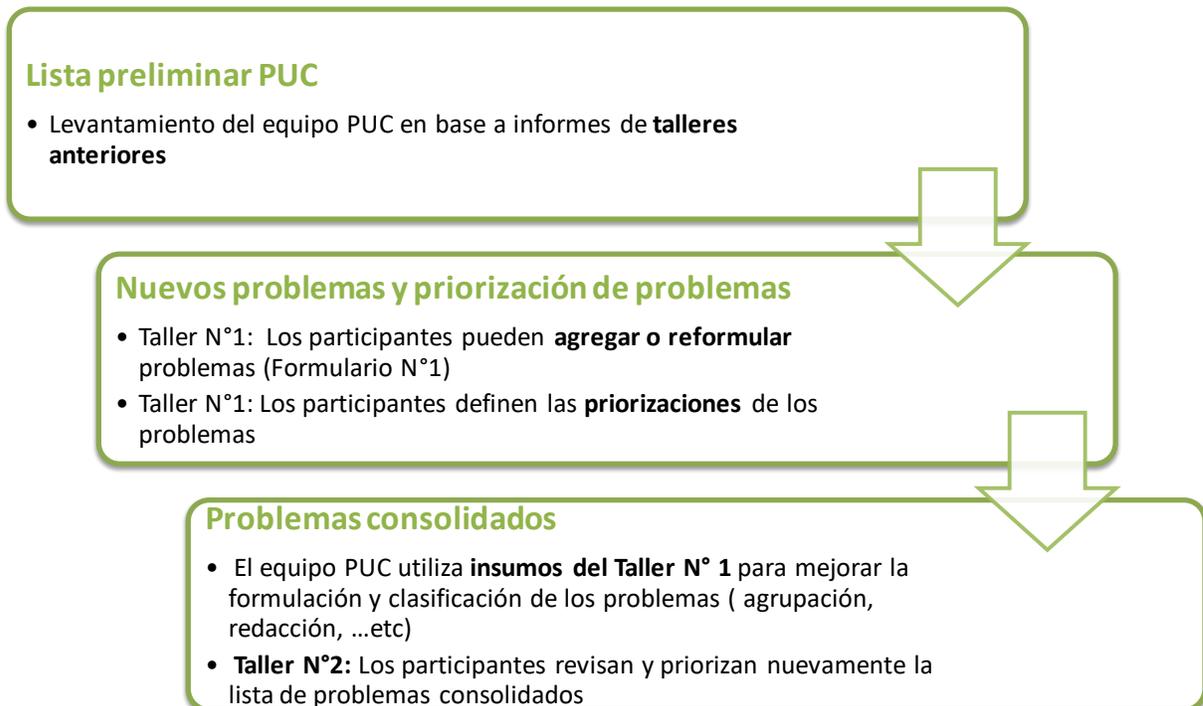


Figura 4: Proceso de generación de problemas consolidados.

La clasificación general de los problemas, se mantiene en las 3 familias: A) “Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos”, B) “Remuneración para



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

la distribución del futuro” C) “Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro”. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 15 a 11 en la familia a) y de 20 a 8 en la familia b y c, tal como se presenta en la Figura 5.

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

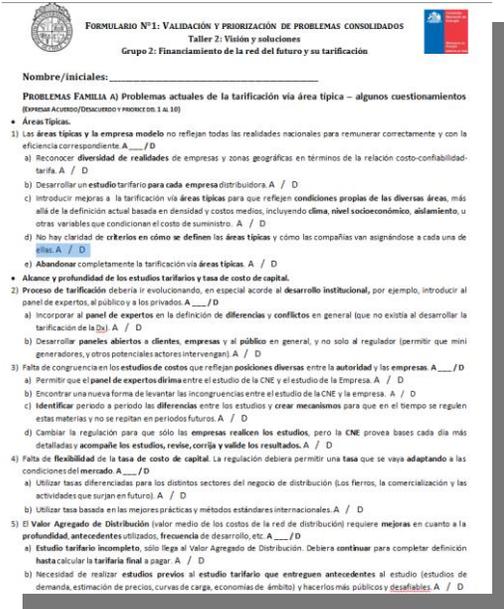
- Familia A) 15 problemas
- Familia B) y C): 20 problemas

Número de problemas se redujo

Formulario N°1 (este taller!) Problemas Consolidados

- Familia A) 11 problemas
- Familia B) y C): 8 problemas

Categorías de Familias se mantuvieron



Problemas consolidados

Dimensiones del problema, de solución, ..

Figura 5: 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) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

PROBLEMAS FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- **Medición y nuevos esquemas tarifarios**

- 4) Se requieren **nuevos esquemas de medición** que **habiliten nuevas tarifas**.
- 5) Se debe desbloquear el desarrollo de **mercados de servicios energéticos** a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida.

- **Nuevos agentes y sus servicios.**

- 6) La información como servicio: Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.
- 7) Falta **permitir la entrada de nuevos agentes** que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente.
- 8) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS CONSOLIDADOS

El Capítulo 2, destacado en la Figura 6, presenta la validación y priorización de los problemas consolidados desarrollada por los participantes del taller a través del Formulario N°1 “Validación y priorización de problemas consolidados”. La lista completa de 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° 2.

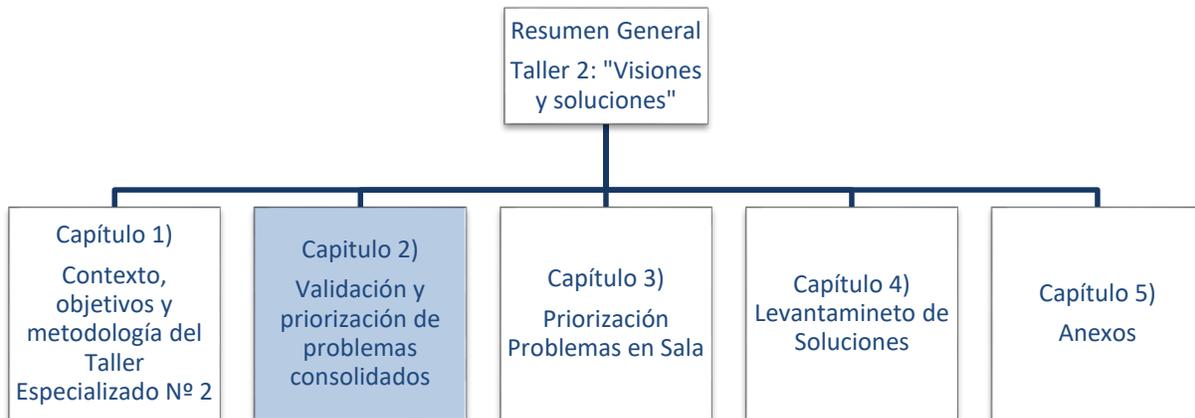


Figura 6: Estructura del presente informe. Se destaca el presente Capítulo (Validación y priorización de problemas consolidados)

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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 tres familias de problemas definidas para el grupo N°2 (Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos; Familia B: Remuneración para la distribución del futuro y Familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro).

2.1 Problemas consolidados Familia A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos: Priorización obtenida de Formularios

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. Esta ponderación se hizo de tal forma de asignar un peso más alto a los problemas más prioritarios o relevantes. Particularmente se definió que al problema con 1era prioridad se le asignó un peso de 5, al problema con 2da prioridad un peso de 4 y así sucesivamente hasta llegar al problema con 5ª prioridad al que se le asigna un peso de uno.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.2 Problemas consolidados Familia B) Remuneración para la distribución del futuro y Familia C) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro: Priorización obtenida de Formularios

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

Al igual que en la Familia A), el ranking anterior está basado en la suma ponderada 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, desacuerdos y las votaciones para cada prioridad.

Considerando la familia B) *Remuneración para la distribución del futuro* y la familia C) *Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro* el problema con mayor acuerdo es también el problema de más alta prioridad. Este es el problema N°1 sobre incentivos para el cambio de paradigma y la habilitación de nuevos agentes y servicios con 29 acuerdos y 0 desacuerdo. Luego le sigue el problema N°4 sobre nuevos esquemas de tarifas con 28 acuerdos y 1 desacuerdo y el problema N°7, permitir la entrada de agentes que aumenten la competencia, también con 28 acuerdos pero con 2 desacuerdos. También destacamos el



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

problema N° 6 que tiene que ver con la disponibilidad de información que si bien sólo tiene 27 votos en acuerdo, no tienen ningún desacuerdo. El problema N°3 asociado al riesgo financiero de la red por penetración de generación distribuida, es el problema con más alto desacuerdo y a las vez es el segundo problema con más alta prioridad.

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

2.3 Validación de problemas consolidados con sus dimensiones

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

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

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

- **Áreas Típicas y competencia comparativa**

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

las actividades que surjan o puedan surgir en futuro que tengan carácter monopolístico o con barreras a la competencia).

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

presta la instalación y no por el nivel de voltaje). Ejemplo: si se distribuye electricidad en 33 kV, entonces esta red sería calificada como de distribución a pesar de superar los 23 kV.)

- f) Modificar el **alcance** de la distribuidora, incluyendo el **empalme**.
 - g) Modificar el **alcance** de la distribuidora, incluyendo el **empalme** y el **medidor**.
- 11) Falta avanzar en **equidad**, tanto en aspectos de **tarificación** como de **calidad**.
- a) Incorporar **todo el territorio** nacional en la **equidad tarifaria**, incluyendo sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
 - b) Incorporación de la **equidad en calidad** como un **estándar mínimo** para todos los ciudadanos.

PROBLEMAS FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 3) El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** al **reducir** la **cantidad** de **energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética**, etc.).
- Desarrollar **mecanismos** para **reducir**, mitigar o eliminar este **riesgo** de **financiamiento** (ejemplo: actualización más frecuente de la tarifa ante cambios importantes de los supuestos).
 - Incorporar** el aporte de la **generación distribuida** a la **remuneración de las redes** de incluyendo los servicios por los que debe pagar.
 - Desacoplar** de las **ganancias** de la distribuidora las **ventas** de **energía**.

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

• **Medición y nuevos esquemas tarifarios**

- 4) Se requieren **nuevos esquemas** de **medición** que **habiliten nuevas tarifas**.
- El medidor del usuario residencial es muy simple, se debe **avanzar hacia un medidor** de muy bajo costo **que permita** medir por lo menos **potencia y energía** (para BT1). Esto no significa eliminar la BT1, pero sí entregar la información y habilitaría el cambio si se hace deseable.
 - Incorporar **medidores inteligentes** que **habiliten nuevos servicios y modelos de negocio**.
 - Definir **categorías de medidores inteligentes** según el flujo de información que permiten.
 - Incorporar **formas de pago novedosas inspiradas en** los mercados de **telecomunicaciones** como planes, bolsas de energía y prepago.
 - Permitir que cada agente** (es decir, cada generador distribuido, usuario, agregador, comercializador o cualquier otro agente) **pueda definir libremente las tarifas** que ofrece para sus servicios.
 - Permitir que **sólo agentes de mayor envergadura, garantías financieras** u otro criterio preestablecido pueda **ofertar tarifas libremente (seriedad de las ofertas)**.
 - Definir el **nivel de complejidad que puede alcanzar las tarifas** para que las personas las entiendan y puedan reaccionar a sus señales en forma eficiente.
 - Permitir el desarrollo de **tarifas** que permitan la **gestión de la demanda**.
 - Permitir **tarifas especiales** para **vehículos eléctricos**, que estén asociadas al vehículo y no al punto de conexión del vehículo a la red.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 5) Se debe desbloquear el desarrollo de **mercados de servicios energéticos** a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida.
- Facilitar/desbloquear el surgimiento de **mercados descentralizados** que permita el desarrollo y transacción de servicios libremente entre los diversos agentes. Quizás se debería estandarizar algunos potenciales contratos para facilitar esta tarea.
 - En zonas específicas y acotadas, cuando las condiciones de esas zonas sea tal que se beneficien de ello y paguen sus costos, se podría evaluar la creación de la labor de **operador de mercado de distribución (DSO)**.
 - Se debería **normar** la potencial **interacción** de las operaciones de **mercados de distribución** de algunas zonas **con el mercado mayorista de transmisión (CDECs)**.
- Nuevos agentes y sus servicios.**
- 6) La información como servicio: Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar** de **mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.
- Regular la **propiedad de la información** de cada usuario resguardando su **privacidad**.
 - Transparentar la información** y permitir su **libre acceso** orientada a la **toma de decisión** de los usuarios, empresas y el regulador.
 - Normar la disponibilidad, cantidad y calidad de la información** y los indicadores mínimos que deben estar disponibles.
- 7) Falta **permitir la entrada de nuevos agentes** que aumenten la competencia en los sectores en que esto sea económicamente eficiente.
- Se debe definir formalmente la tarea de **agregación de demanda** y sus interacciones con los demás agentes.
 - El **comercializador debe habilitarse para permitir** a usuarios menores acceder a nuevos servicios y negocios.
 - Se debe habilitar la **movilidad eléctrica (que incluye vehículos y el transporte público eléctrico)**, pues además podría proveer servicios de respaldo (semejantes a un acumulador de energía) al sistema eléctrico.
 - Definir la actividad de gestión **agregada de flotas de vehículos eléctricos**
 - Habilitar los **acumuladores**, pues permiten **desplazar la carga de punta** y proveer **regulación de frecuencia**.
 - Definir las **microrredes** como solución alternativa o complementaria de suministro energético.
- 8) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.
- Financiar pilotos abiertos y pruebas de conceptos** que faciliten la entrada en los sistemas de distribución de nuevos servicios a escala industrial, nuevas tecnologías, etc.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

2.3.1 FAMILIA A) PROBLEMAS ACTUALES DE LA TARIFICACIÓN VÍA ÁREA TÍPICA – ALGUNOS CUESTIONAMIENTOS: VALIDACIÓN (ACUERDO / DESACUERDO) DE LAS DIFERENTES DIMENSIONES DE LOS PROBLEMAS

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

muestra que el tema de las áreas típicas es de gran relevancia pero hay divergencia en las estrategias de mejoramiento.

A continuación se presenta en la Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10 el listado completo de problemas, sub problemas y sus respectivos números de acuerdo y desacuerdo.

Tabla 6: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (1/5)

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 7: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (2/5)

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 8: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (3/5)

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 9: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (4/5)

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 10: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia A. (5/5)

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

2.3.2 FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO Y FAMILIA C)
 TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO: VALIDACIÓN
 (ACUERDO / DESACUERDO) DE LAS DIFERENTES DIMENSIONES DE LOS PROBLEMA

Al igual que en la Familia A, cada uno de los **problemas consolidados** de la Familia B) y Familia C) tienen una serie **dimensiones**, planteadas muchas veces como alternativas de soluciones parciales. Por ejemplo el Problema N°1 “Identificar incentivos para viabilizar los



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios.” Presenta las siguientes cinco dimensiones:

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

El problema N°1 asociado a incentivar el cambio de paradigma, es el problema con más alta prioridad y adicionalmente posee un alto grado de acuerdo (29 personas en acuerdo y 0 en desacuerdo) como se presenta en la Tabla 11. Esto también se refleja en las demás dimensiones.

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

A continuación se presenta en la Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 13 el listado completo de problemas, sub problemas y sus respectivos números de acuerdo y desacuerdo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 11: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B y C (1/3).

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 12: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B y C (2/3).

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 13: Validación de las dimensiones de los problemas consolidados de la familia B y C (3/3).

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



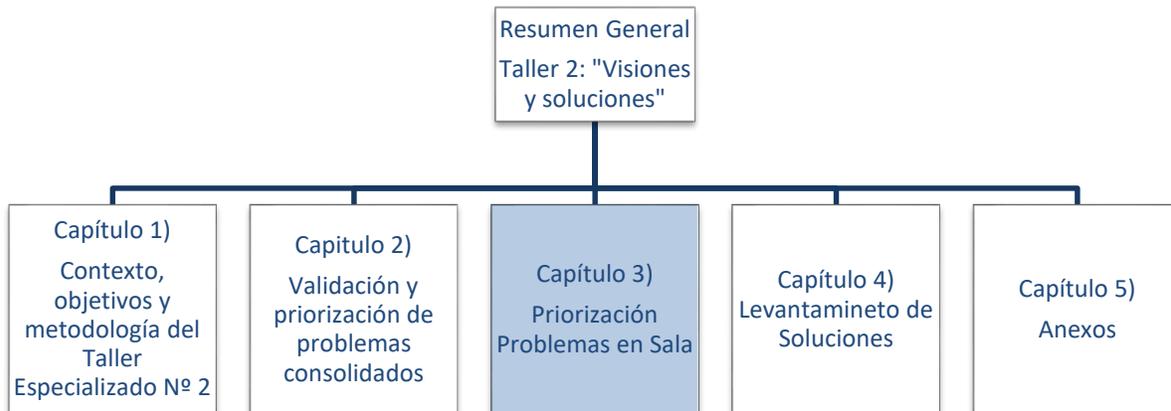
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



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 la 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 haber 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 más relevantes. 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 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 de la actividad. De esta forma se logra levantar y socializar rápidamente cuales son los principales problemas para los participantes permitiendo comenzar la búsqueda de soluciones en la misma sala.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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 se anotaron en una tabla resumen par cada uno de los 2 papelógrafos. Esta tabla indica cuántos participantes votaron como primera (1era), segunda (2^a) y tercera (3era) prioridad cada uno de los 19 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 más relevantes. Así, el problema con una mayor suma de las 3 primeras prioridades sería el tema más importante para posteriormente comenzar a discutir.

Se puede ver que para la familia A) los principales problemas tienen relación con el área típica y con la evolución del proceso tarifario. Además, para la familia B) los principales problemas tienen relación con los incentivos para el cambio de paradigma y con los riesgos por menor venta que enfrentan las distribuidoras por la eventual entrada de la generación distribuida. A continuación se muestran las priorizaciones levantadas durante el taller en la Tabla 12 y Tabla 13.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 12: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado derecho de la sala.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Tabla 13: Priorización de problemas consolidados en sala. Corresponde a las votaciones de los participantes del lado izquierdo de la sala

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

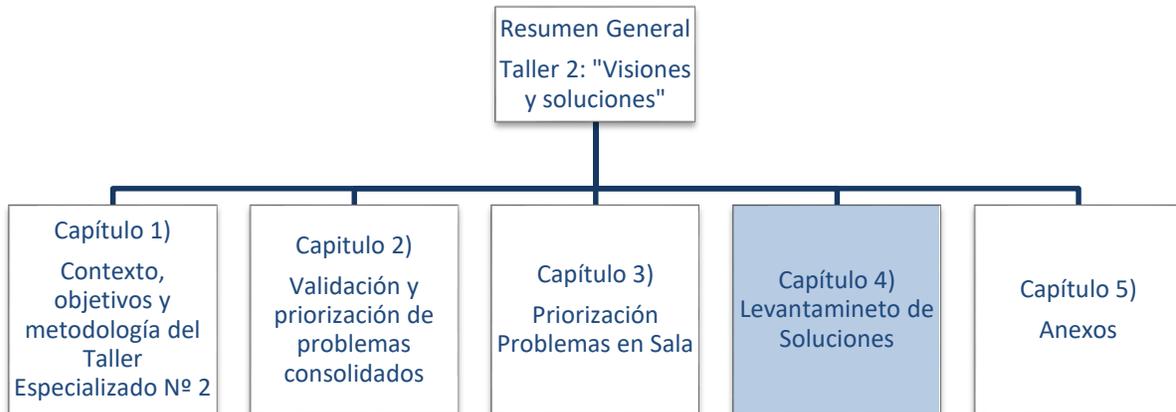
| PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS | | | | |
|---|-----------|---|---|----|
| GRUPO 2 | | | | |
| FAMILIA A) | | | | |
| | PRIORIDAD | | | |
| | 1 | 2 | 3 | Σ |
| 1. Área Típica y Emp. Modelo: reflejar más realidades | 3 | 5 | 1 | 9 |
| 2. Búsqueda de Eficiencia Económica | 3 | 2 | 3 | 8 |
| 3. Evolución del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



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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

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

4.1.1 SOLUCIONES PROPUESTAS PARA EL PROBLEMA: FAMILIA A, PROBLEMA 1) LAS ÁREAS TÍPICAS Y LA EMPRESA MODELO NO REFLEJAN TODAS LAS DIFERENTES REALIDADES NACIONALES PARA REMUNERAR CORRECTAMENTE LA DISTRIBUCIÓN

Se han levantado 17 soluciones propuestas por los participantes a través del Formulario N° 2 “Levantamiento de soluciones.” Una gran cantidad (11) proponen migrar hacia una tarificación por empresa para capturar todas las realidades e incluso se propone una segmentación por comuna. Por otro lado, para limitar la cantidad de estudios, se sugiere agrupar empresas muy pequeñas o similares (cooperativas por ejemplo) cuando lo amerite.

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

4.1.2 SOLUCIONES PROPUESTAS PARA EL PROBLEMA: FAMILIA A, PROBLEMA 3) PROCESO DE TARIFICACIÓN DEBERÍA IR EVOLUCIONANDO, EN ESPECIAL ACORDE AL DESARROLLO INSTITUCIONAL, POR EJEMPLO, INTRODUCIR AL PANEL DE EXPERTOS, AL PÚBLICO Y A LOS PRIVADOS

De las 18 propuestas de solución planteadas hay una gran coincidencia en que se debe avanzar hacia incluir al Panel Expertos para resolver controversias, especialmente en el



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

proceso de tarificación. Se menciona que los estudios tarifarios deberían incluir la fijación de las tarifas finales, con la opción de acudir al Panel antes de su publicación mediante decreto. Hay una propuesta sobre crear a un Panel, diferente al actual Panel de Expertos, que sea representativo de la sociedad y sus actores, con periodicidad y transparente.

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

4.1.3 SOLUCIONES PROPUESTAS FAMILIA B, PROBLEMA 1): IDENTIFICAR INCENTIVOS PARA VIABILIZAR LOS CAMBIOS DE PARADIGMA QUE EXPERIMENTARÁ EL SECTOR Y HABILITAR EL DESARROLLO DE NUEVOS AGENTES Y LA PROVISIÓN DE NUEVOS SERVICIOS.

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

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

4.1.4 SOLUCIONES PROPUESTAS FAMILIA B, PROBLEMA 3): EL RIESGO DE FINANCIAMIENTO DE LA RED PODRÍA INCREMENTARSE AL REDUCIR LA CANTIDAD DE ENERGÍA CONSUMIDA POR LOS USUARIOS DEBIDO A LA ENTRADA DE NUEVOS AGENTES Y A LA DEFINICIÓN DE NUEVOS OBJETIVOS (GD, EFICIENCIA ENERGÉTICA, ETC.).

La principal solución propuesta es el desacople en diferentes grados, partiendo desde “reducir el peso relativo del pago por energía, en beneficio de un pago por conexión” hasta, “desacoplar completamente las ventas de energía de los ingresos”. Asimismo, se propone definir metodologías simples para estimar el uso de la red para los distintos tipos de usuarios. En el caso de GD, se propone que paguen por la capacidad necesaria para evacuar la energía. En



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

esta misma línea sobre que la GD pague por la red, se sugiere que lo vayan asumiendo de manera paulatina, pues el sistema actualmente no está diseñado por para recibir GD.

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

4.2 Socialización de potenciales soluciones para los problemas prioritarios

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

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

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





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

4.2.1 SUBGRUPO LIDERADO POR DAVID WATTS

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

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

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

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

Para este problema se plantean seis potenciales soluciones, las cuales se resumen a continuación. Las principales ideas se centraron en torno a la definición de área típica por empresa concesionaria, la búsqueda de eficiencia económica y el riesgo regulatorio que implican distintas alternativas de estudios tarifarios. Las divergencias de opinión se concentraron sobre todo en cuántas áreas típicas definir y que nivel de complejidad asumir para los estudios tarifarios.

- 1) Área típica por empresa: Gran parte de la discusión se centró en la propuesta de hacer un área típica por empresa para reflejar mejor la realidad de cada empresa. En torno a este tema hubo opiniones que prefieren profundizar e incluso tener o varias áreas típicas por empresas. Por otro lado, hubo quienes opinaron que puede ser un poco engorroso hacer 30 o más estudios tarifarios (uno por empresa). Para este último punto se planteó que a cada empresa se le deberían pedir estudios con distintas profundidades dependiendo del tamaño de la empresa. Por ejemplo, a una cooperativa se le debería pedir un estudio muy sencillo. Además, se planteó que tener un área típica por empresa no sería un problema hoy, pero que probablemente fue un problema antes.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 2) Simplicidad versus subsidios cruzados: Se mencionó que es aceptable un cierto nivel de subsidio cruzado con el fin de mantener la transparencia de los estudios tarifarios, lo cual se logra manteniendo algún grado de simplicidad en la regulación.
- 3) Eficiencia económica: Se planteó que la eficiencia económica se logra a través de la empresa modelo que se le ajusta a la concesionaria. Se planteó que tener un área típica por empresa permite tener información de cada empresa y, por tanto, su información se puede fiscalizar y revisar más eficientemente, lo cual permite reducir los VNR. Esto también repercute en mayor eficiencia económica. También se mencionó que los estudios deberían ser más frecuentes y que esto introduciría más eficiencia. Finalmente, se podría usar algún tipo de benchmarking bien parametrizado.
- 4) Riesgo regulatorio: Se discutió entorno al riesgo que conllevan distintas alternativas de estudios tarifarios. Se mencionó que existe un trade-off entre riesgo y eficiencia económica. La alternativa de cambiar la frecuencia de los estudios o aumentarla tendría consecuencias sobre el riesgo. Implica un mayor riesgo porque las distribuidoras verían precios menos estables. Esto es lo que se hace en USA (Utility Commission). Esta comisión está permanentemente observando y controlando a las distribuidoras. Por otro lado se mencionó el caso de Inglaterra que tiene periodicidades más amplias (según un participante es de 8 años), pero al ser este un modelo nuevo no existe evidencia que lo respalde. También se mencionó que el riesgo aumenta si los estudios tarifarios parten de cero o se dejan sólo algunos parámetros libres. Adicionalmente se discutió la idea de dejar ciertas holguras.
- 5) Regular por empresa o por grupo económico: Se planteó la necesidad de estudiar si se debe regular por concesionaria o por grupo económico. Se dieron los ejemplos de los grupos CGE y Saesa que poseen varias empresas concesionarias en su holding.
- 6) Diferentes tarifas en los bordes entre concesiones: Se discutió que los clientes suelen ver las diferencias en los bordes entre concesiones. Sería bueno que hubiera una superposición. Hoy están permitidas las concesiones superpuestas que permitiría suavizar las diferencias entre tarifas en una misma calle. En este sentido aparecen 2 problemas separados. Cómo se reparte la recaudación entre las concesionarias colindantes y cómo se define la tarifa en los bordes.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

Entre las opiniones se destacan las siguientes:

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

4.2.1 SUBGRUPO LIDERADO POR RODRIGO GUTIÉRREZ

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

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

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

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

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

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

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

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

La meta de calidad ya establecida en la Política 2050 y el reconocimiento en tarifa: Se recuerda que ya existe una meta de calidad a nivel país (Política 2050) y la nueva regulación



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

debería hacerse cargo de ello. Es decir, ayudar a que lleguemos a esta meta de la manera más eficiente posible. Asimismo, se recuerda que ya que se está trabajando en una nueva norma técnica de calidad de la distribución que cambia el paradigma de cómo se mide la calidad, estando orientada mucho más hacia el cliente. Por otro lado, se indica que estas metas de calidad deben alienarse con la SEC y el mundo tarifario.

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

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

Por último se comenta sobre el alcance del VAD y se sugiere que llegue hasta la tarifa final del cliente, pues actualmente se llega hasta un punto intermedio. Luego es la CNE la que define ciertos factores (factor de coincidencia de horas de uso) mediante los cuales se llega a la tarifa final. Estos factores están fuera del estudio. Por último, se indica que si se desacoplaran las ventas de energía y se fijaran los ingresos de la distribuidora, se solucionaría este problema.

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

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

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

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

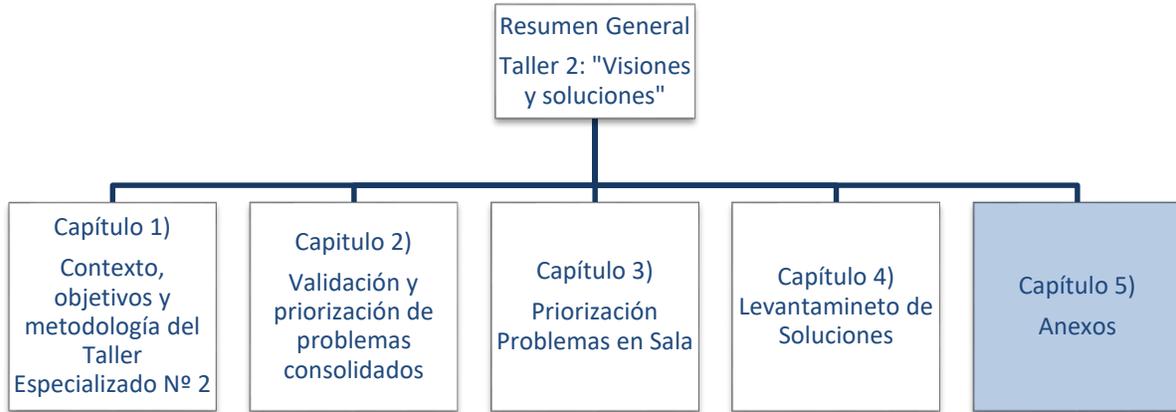


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

CAPÍTULO 5: ANEXOS





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



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 |
|-----------------|---|
| PBS | <p>Mezclar el punto 8 y 9 de la familia A. Familia A: Grupo 10) Se le está dando poca prioridad al ... que existe hoy para ser cliente libre o regulado. Una forma de liberalizar el mercado es bajando los límites para que los clientes puedan optar a tarifas libres, negociando así contratos con otras suministradoras y no solo con distribuidoras.</p> <p>Otra barrera que surge es que hoy deben pasar 12 meses para que el cliente se pueda cambiar de regulado a libre o viceversa. Estos problemas generan barreras de entrada y de opciones para el cliente de poder optar si ser CL o CR, tener contrato con distribuidora u otro suministrador, cuales son las condiciones del contrato, entre otros.</p> <p>Tema relevante tiene relación con los protocolos de los medidores. Los medidores deberían ser abiertos, para que no genere una barrera de entrada.</p> |
| MCI | <p>Fusionar los puntos 3 y 4 de la familia A. Fusionar los puntos 8 y 9 de la familia A. Familia A: 9) Se debe velar que tarifas reconozcan inversiones y incentiven una mayor calidad. Familia C: 4) Cambio gradual. Primero se requiere contar con medición por un periodo suficiente para proyectar el futuro. Familia C: 5) b) Distribuidora de cumplir esa función, por eficiencia y calidad. Familia C: 5) c) Existe normativa. Familia C: 8) En desacuerdo con el carácter transitorio, pues lo asocio a subsidios. Me parece que sí debe haber un diseño que genere incentivos bajo una operación de mercado.</p> |
| MC | <p>Familia A: 2) Me parece que la eficiencia es menos importante que el valor que agrega un nuen producto. Familia A: Fusionar los puntos 3 y 4 Familia A: 11) Esto es solo norma técnica. Familia B: 3) No veo el riesgo en un monopolio natural regulado que debe recaudar anualmente el AVI + COMA y por fuera la transacción de un retail. Familia C: 4) Esto es irrelevante en 5 años más. El costo de un medidor con lectura reomota wifi será menor a 10US\$. Familia C: 5) Me parece que no es necesario, se podría hacer de igual forma.</p> |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|-----|--|
| | <p>Efectivamente muchas de las propuestas son positivas bajo la mirada del largo plazo y mi observación es que no van todas juntas. Al igual que los orientales debemos aprender a resolver un problema a la vez con una solución permanente, luego continuar con el siguiente desafío, por ejemplo los problemas 7 y 8 son servicios complementarios de distribución cuya implementación es posterior a los cambios estructurales como:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Esquema de remuneración por rendimiento 2) Ampliación de giro para agua, gas y comunicaciones 3) Desacople de empresa de ductos de la empresa minorista. El último modulo debiera considerar posibles escenarios de soluciones. <p>2018:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Ampliación giro + internet + norma técnica de información + tasa de descuento móvil + aplicación costo falla de corta duración <p>2020:</p> <ul style="list-style-type: none"> * remuneración por rendimiento al 2028 *impl. de base de datos técnica de red a cargo del coordinador *datos técnicos impactan tasa de descuento *permitir ss.cc. en distribución *permitir pane de experto <p>2024:</p> <ul style="list-style-type: none"> *sep. de empresa de infraestructura para 2035 *imp. de medidas digital+wifi *apertura de retail de servicios *múltiples tarifas *nueva comisión de expertos en urbanismo <p>2030:</p> <ul style="list-style-type: none"> *ampliación de giro a gas, agua *portabilidad de tarifa? para recarga del auto <p>obj: + calidad antes que costos + servicios antes que costos</p> <p>Creo que la tecnología ganadora serán las celdas de combustibles pero parece que a Uds. les gusta el auto eléctrico.</p> |
| CEA | Familia C: 7) f) o soluciones individuales. |
| GF | Familia C: 4) e) ¡En ningún caso para servicios, poder monopólico! |
| CGR | <p>Familia A: Puntos 8 y 9 son similares, se puede unificar.</p> <p>Falta flexibilización en el cambio de tarifas, en el sentido del aviso (12 meses) y la permanencia (4 años en cada régimen).</p> |
| PHR | En familia A la 6 y 10 son similares y deberían considerarse ambas prioridades. |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|-----|---|
| CL | <p>Familia A: 5) No debiera estar cambiando a cada rato, por la naturaleza del servicio de largo plazo que se presta.</p> <p>Familia C: 6) Resguardando privacidad de la información.</p> |
| HL | <p>Familia A: 5) Nueva alternativa: c) Tasa de acuerdo a estimación de riesgo del negocio. Actualmente es un 10% con un riesgo muy limitado.</p> <p>No encontré el punto más importante: Que las redes de distribución sean abiertas, a fin de fomentar la competencia por los clientes entre el distribuidor y otros agentes.</p> |
| JMS | <p>Familia B: 1) e) Con un listado más reducido donde se excluya algunos de origen exógeno, i.e. sin control)</p> |
| PNS | <p>Familia A: 3) c) Ya está para cuando se hace ... Familia A: 4) a) Panel debe dirimir estudio único. Familia A: 4) b) Estudio único. Familia B: 2) Análisis empresa x empresa, no por modelo Familia B:2) b) No estoy de acuerdo con la empresa modelo, pero si se cambiase estoy de acuerdo con este punto.</p> <p>B 8 d) y e) tiene que está bien acotado el tiempo de subsidio.</p> |
| JPF | <p>Familia A: 8) d) Flexibilidad para el estado.</p> <p>El enunciado d) del problema 8 de la familia A debe estar en el problema 9, pues la flexibilidad que habla "público-privado", se hace con intención de dar flexibilidad al estado, frente a la regulación y no a las empresas, como plantea el problema 8.</p> <p>El enunciado e) del problema 8 de la familia C, se presenta en negativo, lo que relativiza su elección.</p> <p>Problema 3 familia B: Nunca existirá un riesgo en el financiamiento mientras el modelo se basa en un estado subsidiario. Se podrá negociar, pero plantear el riesgo financiero es solo especulación económica.</p> |
| RM | <p>Familia A: Relación entre los puntos 3 y 4</p> |
| FSH | <p>Familia A: 7) c) Debe ser el costo eficiente. Familia A: 8) No es por esto que no existe flexibilidad tarifaria.</p> <p>Se debe avanzar en reducir brechas entre exigencias del fiscalizador (calidad de servicio) y su reconocimiento en el nivel tarifario.</p> |
| LSV | <p>Familia A: 2) c) Estudio por empresa. Familia A: 5) Agrega demasiada incertidumbre regulatoria. Familia C: 4) Selección asociada a nuevas tarifas, pues tema no está por si solo.</p> |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “**Visión y soluciones**”
 Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|----|--|
| | <p>Familia C: 4) i) El uso de subsidios cruzados (contenidos en actuales tarifas) dificulta la creación n de tarifas de mercado o que reflejen los costos redes temporales de Gx, Tx, Dx.</p> <p>Mi selección del tema prioritario se asocia a la necesidad de crear nuevos esquemas tarifarios (que acá se plantea como nuevos esquemas de medición). En algunos casos la medición podría realizarse sin cambios, es decir, no es necesaria para plantear nuevos esquemas tarifarios.</p> |
| CS | <p>Familia A: Puntos 8 y 9 son lo mismo.</p> <p>No se mencionó en la sesión anterior pero creo que la simplicidad es una característica esencial de cualquier marco regulatorio.</p> |

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

Agrupación de soluciones propuestas por problema:

Soluciones Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica
 – algunos cuestionamientos

Problema 1: Las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las diferentes **realidades nacionales** para remunerar la distribución.

Soluciones propuestas:

- Migrar un modelo de tarificación por empresa, con señales de eficiencia e incentivos a la calidad. (MCI)
- Hacer un estudio tarifario por empresa. (CEA)
- Definir metodologías simples para estimar uso de la red por los distintos tipos de usuarios. (CEA)
- Asegurar la remuneración adecuada de la red existente y el financiamiento de su desarrollo. (CEA)
- Propongo rediseñar el procedimiento de determinación del VAD. Iniciando con estudios de clasificación de los sectores de distribución en unidades homogéneas (nuevas áreas típicas) desde el punto de vista de los servicios y de los costos de suministro. En paralelo, haría estudios de comportamiento de la demanda en las distintas zonas del país y de costos de los diferentes componentes del VAD por áreas geográficas. (GF)
- Eliminar áreas típicas. Tarificar en para cada concesionaria y/o cada comuna. (PHR)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Eliminar el concepto para hacer fijación por empresa. (JMS)
- Crear tantas áreas típicas como empresas distribuidas. (JMS)
- Eliminar las áreas típicas, realizando un estudio único por empresa de Dx. (PNS)
- Estudio por empresa. (RM)
- Diversificar las áreas típicas para que refleje las diferentes realidades, incluya diversos factores climáticos, sociales y otros, de esta forma se podrán asignar las compañías a áreas más cercanas, para determinar esta asignación se debe realizar un estudio específico para cada compañía, el cual podría repetirse cada cierto tiempo. Para que haya claridad e estas asignaciones, estos estudios deben ser públicos. (JPK)
- Tarificar por empresa, dejando una holgura para que se puedan implementar soluciones tecnológicas de menor costo y el beneficio sea compartido. (TR)
- Tarificación por empresa, similar a tarificación troncal (estudio consultor contratado por empresa supervisado/revisado por CNE), con empresa modelo o algún modelo que permita determinar los costos eficientes para cada una de las empresas. (LSV)
- Que se desarrolle un estudio por empresa gracias a los avances tecnológicos de informática y que se desarrollen estudios previos que sirvan como input (demanda, factores, precio, etc.) para ir acercando posiciones entre regulado y regulador. (FV)
- Se debería aumentar el número de áreas típicas. (Anónimo)
- Fijación por empresa. (Anónimo)
- Desarrollar un estudio por empresa, considerando un mínimo de clientes o algún otro criterio a fin de agrupar empresas muy pequeñas o similares (cooperativas por ejemplo) cuando amerite. Lo anterior para limitar la cantidad de estudios en circunstancias que en algunos casos sea más conveniente agrupar como ocurre con áreas típicas actualmente. (Anónimo)

Problema 2: La búsqueda de la **eficiencia económica** en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es prioritaria.

Soluciones propuestas:

- En tanto sea posible, estandarizar diseños básicos de alimentadores y esquemas de operación. Aprovechar las sinergias con proveedores de otros servicios, especialmente en la etapa de planificación de obras (barrios/edificios) o remodelación -> hacer el trabajo una sola vez. (AA)
- Se deben considerar adecuados incentivos para las distribuidoras para eficiencia energética, y para posibilitar nuevos servicios y nuevos actores. (CEA)
- No debe circunscribirse la eficiencia a una simple rebaja de costos, hay que incorporar otras variables como incentivo a la libre competencia, la provisión de nuevos servicios, mejorar la calidad de servicio, disminuir las horas de indisponibilidad, etc. (CG)
- Las concesionarias deben llevar una contabilidad transparente y pública de tal forma de retroalimentar las tarifas permanentemente. (PHR)
- Si bien es necesaria la eficiencia económica, es necesario orientar esta eficiencia a la calidad de servicio que se entrega, por lo cual, un esquema de incentivos a la calidad y que sea económicamente eficiente es lo que debe considerarse a futuro. (PJ)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Con apego a la realidad. Ejemplo: CNE considera “eficiente” la tercerización de actividades de la empresa modelo, pero debe considerar que la empresa real no tiene derecho a huelga o que no existe necesariamente un mercado de “contratistas” en el mundo rural, donde incluso es necesario remunerar por disponibilidad en vez de prestación ejecutada (rendimientos bajos por ruralidad). (JMS)
- Búsqueda de equilibrio entre calidad de servicio y tarifas. (RM)
- Incentivar económicamente. (JPK)
- Definir modelo de financiamiento de costos totales eficientes (no sólo inversión) para la prestación de los servicios del sistema de distribución (sujeto a definición). (LSV)
- Acotar riesgos inversionistas. (LSV)
- Incentivos innovación. (LSV)
- Fiscalización – contabilidad regulatoria. (LSV)
- Remover subsidios cruzados gradualmente, introduciendo el concepto de poblaciones prioritarias (rurales, zonas extremas). Buscar que la tarifa represente el costo de proveer el servicio. La única excepción radica en la búsqueda de simpleza. En general prefiero esquema full-variable debido a su promoción de la EE. (CSM)
- Aplicación de criterios de eficiencia para la determinación de los costos e inversiones. (Anónimo)

Problema 3: Proceso de tarificación debería evolucionando (introducir panel de expertos, al público y privados)

Soluciones propuestas:

- Puede existir un valor mínimo (no disputado) que tenga pocas variaciones durante la vida útil de los equipos. El resto se adapta de acuerdo a cambios tecnológicos y necesidades de nuevos servicios. (AA)
- Estudios tarifarios deberían incluir la fijación de tarifas final, con la opción de acudir al Panel de Expertos antes de su publicación mediante decreto. (MCI)
- Eliminar mecanismo actual de 1/3-2/3. (MCI)
- Contemplar proceso de tarificación simple, con etapas de participación ciudadana y resolución de conflictos por parte del panel de expertos. (CEA)
- Efectivamente, incluir al Panel como mecanismo objetivo de solución de controversias es una forma de mejorar el actual régimen. Máxima si los servicios asociados a la distribución ya van a panel. (CG)
- Cambio de ley para introducir al panel de expertos y para avanzar hacia un árbitro divergente (uno estudia o el otro). (HL)
- Público, participativo y con mecanismos para resolver discrepancias. Debe incluirse a la normativa técnica exigible en coherencia con lo que luego se fiscalizará. (JMS)
- Incorporación del panel de expertos para solucionar divergencias. (PNS)
- Fomentar dentro de cada proceso el registro de personas o instituciones interesadas. (PNS)
- Tarifas a panel, no solo VADAT, VADBT. (RM)
- Dar potestad al ejecutivo para la creación del panel de experto, que sea representativo de



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

la sociedad y sus actores, para los fines que estime necesario en lo particular, con una mirada de país en lo general. Este debe tener periodicidad y debe ser absolutamente transparente. (JPF)

- Transparentar el proceso y abrirlo a más aspectos, para que estos incluyan sus opiniones, dudas y mejoras en el proceso. (JPK)
- Panel de expertos. Aprender del proceso regulación agua. (FV)
- Auditoría información SEC de Dx. (FV)
- Considerar impacto recursos distribuidos en expansión desde modelarla a ajustarlo según su real aparición. (FV)
- Estudios por empresa con posibilidad de discrepar ante el panel de expertos. (Anónimo)
- Estudio realizado por un consultor supervisado por la autoridad y las empresas. (Anónimo)
- Armonizar la legislación de distribución con la de transmisión en el sentido de hacer un estudio único con Panel de Expertos para dirimir diferencias, con audiencia pública al final e instancias iniciales/intermedias para plantear observaciones al estudio. (Anónimo)

Problema 4: Conflicto y divergencias: Falta congruencia en **estudios de costos** que reflejan **posiciones diversas autoridad - empresas.**

Soluciones propuestas:

- Un estudio con bases participativas parece una buena forma de abordar la tarificación en distribución. Debiera copiarse el esquema que se usa en transmisión troncal (hoy nacional). (CG)
- Cambio de ley para introducir al panel de expertos y para avanzar hacia un árbitro divergente (uno estudia o el otro). (HL)
- Con apego a la realidad. Ejemplo: CNE considera “eficiente” la tercerización de actividades de la empresa modelo, pero debe considerar que la empresa real no tiene derecho a huelga o que no existe necesariamente un mercado de “contratistas” en el mundo rural, donde incluso es necesario remunerar por disponibilidad en vez de prestación ejecutada (rendimientos bajos por ruralidad). (JMS)
- Público, participativo y con mecanismos para resolver discrepancias. Debe incluirse a la normativa técnica exigible en coherencia con lo que luego se fiscalizará. (JMS)
- Incorporar al panel de expertos en las divergencias del ... entre empresa y autoridad en un estudio único. (PNS)
- Permitir que el panel dirima. (JPK)
- Incluir instancia de resolución de conflictos entre regulador y regulado. (LSV)
- Panel de experto dirime sobre diferencia de puntos específicos del estudio entre empresas. 1-3-4-6-10 están relacionadas en solución. (FV)

Problema 5: Falta de **flexibilidad** de la **tasa de costo de capital**. Se debiera permitir **tasa** que se **adapte** a las condiciones del **mercado**.

Soluciones propuestas:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

- La rentabilidad de un negocio debe necesariamente ligarse al nivel de riesgo asociado, el cual puede mutar por diversas razones. Se debe establecer un rango min-max suficientemente atractivo para inversionistas no especulativos. (AAM)
- En este aspecto es casi una obviedad que se debe establecer una tasa de costo de capital acorde con el resto de la regulación (que considera un ajuste según el riesgo del negocio). (GF)
- Efectivamente, una tasa fija no resulta eficiente y no da cuenta de la realidad de financiamiento que enfrentan las empresas. Un estudio periódico y vinculante con mecanismo objetivo de solución de controversias sería la solución. (CG)
- Tasa flexible revisas según calificaciones de riesgo de mercado y evaluaciones de desempeño de la concesionaria. (PHR)
- La tasa debiera estar definida conceptualmente de acuerdo al riesgo, es decir, que debiera ser un concepto no un número (cambio de ley). (HL)
- La tasa de costo capital debe tener visión de largo plazo, que incentive la permanencia de los agentes, su estabilidad, asegurando adecuada retribución por servicio e infraestructura moderna y estable en el tiempo. La electricidad es un servicio básico que requiere de inversiones de largo plazo y estabilidad de esta tasa debe tener esa visión. (CL)
- Con apego a la realidad. Ejemplo: CNE considera “eficiente” la tercerización de actividades de la empresa modelo, pero debe considerar que la empresa real no tiene derecho a huelga o que no existe necesariamente un mercado de “contratistas” en el mundo rural, donde incluso es necesario remunerar por disponibilidad en vez de prestación ejecutada (rendimientos bajos por ruralidad). (JMS)
- La tasa de costo de capital debe ser distinta para cada empresa de Dx, considerando que el riesgo de capital es distinta en cada una de ella y podría ser flexible en el tiempo, en el caso de contingencias puntuales, pero en régimen permanente las tasas debieran mantenerse o no tener cambios bruscos (revisiones cada 4 o 5 años para no generar tanta incertidumbre en los inversionistas). (PNS)
- Tasa $Dx > Tasa Tx$. (RM)
- Considerar los estándares internacionales para flexibilizar la tasa. (JPK)
- Considerar banda que no se discrecional de la autoridad de turno, para evitar incertidumbre de inversionistas. (LSV)
- La tasa de costo de capital debe ser coherente con el riesgo del negocio. Debe cuestionarse la legislación. (Anónimo)
- Tasa única que se calcule en función del riesgo del negocio. Se podría homologar metodología de transmisión o estudiar bibliografía internacional. (Anónimo)

Problema 6: El proceso de fijación del **VAD** requiere **mejoras** en **profundidad, antecedentes, transparencia, frecuencia** de desarrollo, etc.

Soluciones propuestas:

- Se necesita transparentar lo cobrado por las distribuidoras. No hay claridad de cómo



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

referencia las barras donde están conectados los consumos. (PBS)

- Propongo rediseñar el procedimiento de determinación del VAD. Iniciando con estudios de clasificación de los sectores de distribución en unidades homogéneas (nuevas áreas típicas) desde el punto de vista de los servicios y de los costos de suministro. En paralelo, haría estudios de comportamiento de la demanda en las distintas zonas del país y de costos de los diferentes componentes del VAD por áreas geográficas. (GF)
- Se requiere mejorar la contabilidad regulatoria. Uniformar y estandarizar información también con otros procesos tarifarios. (CG)
- Con financiamiento de las empresas debieran monitorearse diversas variables claves para la tarificación (pérdidas, demandas, curva de tratos, incobrables, etc.) (PHR)
- Considerar espacios para revisiones ante cambios relevantes en los supuestos del estudio anterior. (Demanda/Norma Técnica/Fusiones/Nuevos servicios/Eventos relevantes como terremotos/ etc.) (JMS)
- Estudio único. (PNS)
- Esta toda la información y los modelos. (RM)
- Realizar estudios previos para la base de antecedentes a considerar la fijación. Realizar estudios de manera más frecuente al estudio de costo. (JPK)
- Nuevo proceso de fijación de tarifas acorde a características, objetivos del nuevo Sistema de Distribución, que se defina en la ley. (LSV)
- Estudios públicos trazables según modelos disponibles a todo público. (FV)
- Que se tengan metas de EE con incentivos en caso de cumplir. (FV)
- Debe haber mayor simetría de información. El regulador no cuenta con toda la información necesaria. (Anónimo)

Problema 7: El Valor Agregado de Distribución no refleja el **costo real de inversión** en distribución.

Soluciones propuestas:

- En seguida, la determinación del VAD se la encargaría a un equipo de consultores verdaderamente independientes de las empresas y del gobierno. A ese mismo equipo consultor (otro, no tiene por qué ser el mismo) le encargaría la misión de rediseñar el pliego tarifario acorde. (GF)
- Incorporar factores que den cuenta de aportes de terceros como fondos de desarrollo regional, inmobiliarios, municipalidades y ajusten el valor de la inversión a considerar en la tarifa. (PHR)
- Depende de los supuestos considerados, que tan “costo medio” es, representatividad de AT vs empresa. (JMS)
- Esto es verdad, pero no sé si deben ser iguales. En todo caso las ATD generan distorsión en aquellas que pertenecen a una misma ATD, pero como no son modelo. Un estudio único por cada empresa de DX eliminaría parte de esta distorsión. (PNS)
- Desarrollar más equidad tarifaria y subsidio del estado a sectores más vulnerables como en modelo sanitario. (RM)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Remuneración o tarifa para el sistema de distribución debe financiar todos los costos eficientes para la prestación de los servicios, conforme a los estándares de calidad y continuidad de servicio predefinidos. (LSV)

Problema 8: Falta avanzar más en temas de **flexibilidad tarifaria** para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido.

Soluciones propuestas:

- Desacoplar la renta de una empresa de distribución (propietaria de los fierros básicamente) del volumen de venta de energía, facilita la existencia de tarifas flexibles con usuarios que estarían dispuestos a interactuar con la red: tomar más o menos energía, permitir manejo de artefactor, comprar/vender, acomodarse a horarios. (AA)
- Para obtener mayor flexibilidad en tarifas es necesario que más agentes entren a competir para lograr el equilibrio entre oferta y demanda. Esto logrará mejorar también estándares de calidad de servicio. Hoy en día es el segmento distribución el que tiene la mayor tasa de fallas. (PBS)
- Incorporación de nuevas tarifas, en la medida que propicien el desarrollo eficiente de la red, un comportamiento nacional de los consumidores y favorezcan la consecución de otros objetivos (Incorporación GD, RV, etc.). Con todo, las nuevas tarifas deben garantizar el retorno a la inversión de los dueños de instalaciones. (MCI)
- Con la realidad actual y prevista. (GF)
- Permitir innovar en estructuras tarifarias con clientes libres, permitir “bolsas” de energías. (CGR)
- La tecnología avanza hacia un mundo de nuevos servicios. Es importante que la tarificación reconozca, incentive y promueva esta realidad. (CG)
- La tecnología actual permitiría gran flexibilidad en la medición y consecuentemente en las tarifas. Todos los usuarios debieran tener medida de potencia y de energía horario que le permitiría distribuir sus consumos en el tiempo. (Cambio de ley en especial sobre la tarifa BT1). (HL)
- Motivando la inversión en medición inteligente y en general modernización de las redes, se podría entregar flexibilidad tarifaria a las empresas, permitiéndoles gestionar su consumo de mejor forma. (CL)
- La CNE ya está haciendo algo en el nuevo decreto de VAD. Será importante en este sentido de “desacople” entre ingresos y venta (consumo). (JMS)
- Definir dentro de la prestación de servicios básicos la inclusión de medidores inteligentes para habilitar la flexibilidad tarifaria. Incluir un sistema simple para el usuario general y mayores opciones para usuarios más avanzados. Incluir tarifa de emergencia para aliviar condiciones de racionamiento (la sobre recaudación puede derribarse por true-up). (CSM)
- Se debería incluir en los decretos tarifarios. (Anónimo)

Problema 9: Se deben desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían cambiar en el **tiempo**, en distintas zonas de la red.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Soluciones propuestas:

- Desacoplar la renta de una empresa de distribución (propietaria de los fierros básicamente) del volumen de venta de energía, facilita la existencia de tarifas flexibles con usuarios que estarían dispuestos a interactuar con la red: tomar más o menos energía, permitir manejo de artefactor, comprar/vender, acomodarse a horarios. (AA)
- Comenzar traspasando las diferencias de precios de los bloques horarios licitados. (CEA)
- Las tecnologías de medición de consumo eléctrico permiten superar las tarifas BT1, BT2, y BT3 y generar nuevas opciones que reflejen el costo de oportunidad para el sistema de consumo a lo largo de las diferentes zonas del año. (GF)
- Liberalizar tarifas a clientes no domiciliarios. (CGR)
- En el mismo sentido anterior, las tarifas flexibles deben ser el instrumento que acerque y traspase al consumidor las oportunidades que implica el desarrollo tecnológico. Tarifas por bloques horarios por ejemplo. (CG)
- La tecnología actual permitiría gran flexibilidad en la medición y consecuentemente en las tarifas. Todos los usuarios debieran tener medida de potencia y de energía horario que le permitiría distribuir sus consumos en el tiempo. (Cambio de ley en especial sobre la tarifa BT1). (HL)
- Más allá de tarifas flexibles, se debe iniciar implementación de la medición inteligente. Con esa información, será posible estudiar consumos y definir tarifas flexibles convenientes para el sistema completo y convenientes para el usuario final. (CL)
- La CNE ya está haciendo algo en el nuevo decreto de VAD. Será importante en este sentido de “desacople” entre ingresos y venta (consumo). (JMS)
- Se debe adaptar la demanda a la oferta, es difícil que los consumidores lo hagan solos. (RM)
- Establecer un pequeño inciso que abra la puerta a un desarrollo comunal en materias de distribución, incentivando a la inversión en energía como primera etapa. (JPF)
- Para flexibilizar las tarifas se debe considerar estos conceptos de granularidad temporal y espacial los cuales deben estar respaldados por estudios que identifique las condiciones más importantes que deba influir en estas tarifas variables. (JPK)
- Subsidios cruzados entre tarifas dificultan este tema. Para lograr tarifas que reflejen los costos reales del sistema, tendrían que separarse o identificarse estos subsidios. (LSV)
- Es fundamental para avanzar en mayores niveles de eficiencia. Debería incluirse en los estudios de VAD y en los decretos tarifarios. (Anónimo)
-

Problema 10: Otros: Superar falta o incongruencia de criterios técnicos y límites arbitrarios en la tarificación para ir mejorando.

Soluciones propuestas:

- La normativa actual impone límites para ser cliente regulado y/o libre. Se debería bajar el umbral para poder lograr una mayor competencia. (PBS)
- Bajar límite de potencia para que un cliente pueda optar a régimen libre o regulado, en



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

definitiva solo los clientes domiciliarios sean regulados y a partir de pymes puedan optar. (CGR)

- Disminuir el tiempo de aviso para cambio de tarifa (< a 12 meses actuales) (CGR)
- Con financiamiento de las empresas debieran monitorearse diversas variables claves para la tarificación (pérdidas, demandas, curva de tratos, incobrables, etc.). (PHR)
- Al desacoplar los ingresos, el regulador está garantizando los ingresos de las distribuidoras, por lo cual los subsidios cruzados entre tarifas responderían a temas de carácter más social que técnico. Los ingresos deberían revisarse anualmente como lo que ocurre con el cargo único troncal. (PJ)
- Avanzar a una definición estricta de parámetros en la ley (Factores de coincidencia, número de horas de uso, etc.). (HL)
- Considerar espacios para revisiones ante cambios relevantes en los supuestos del estudio anterior. (Demanda/Norma Técnica/Fusiones/Nuevos servicios/Eventos relevantes como terremotos/ etc.). (JMS)
- Definición explícita de los criterios técnicos previo a cada fijación de tarifas y su cumplimiento en el tiempo (hay cambios que requieren plazos largos de implementación). (LSV)
- Medidor responsabilidad empresa. Ya no se requiere que clientes sean dueños de equipos (servía para estimular electrificación de barrios). (FV)
- Se debe incorporar exigencia de calidad de servicio en los modelos (actualmente no se modelan independientemente los estándares a nivel de cliente). (Anónimo)

Problema 11: Falta avanzar en **equidad**, tanto en aspectos de **tarificación** como de **calidad**.

Soluciones propuestas:

- Con apego a la realidad. Ejemplo: CNE considera “eficiente” la tercerización de actividades de la empresa modelo, pero debe considerar que la empresa real no tiene derecho a huelga o que no existe necesariamente un mercado de “contratistas” en el mundo rural, donde incluso es necesario remunerar por disponibilidad en vez de prestación ejecutada (rendimientos bajos por ruralidad). (JMS)
- Incluir a los “otros” sistemas o mejor dicho, clientes en otros sistemas. (JMS)
- Incluir sistemas aislados, considerar soluciones off grid. (RM)
- Incorpora todo el territorio a la equidad. (JPK)
- Definir objetivos y beneficiarios de la “equidad”. (LSV)
- Pueden existir clientes dispuestos a pagar tarifas diferenciadas con calidades o características distintas a las predefinidas. (LSV)
-

Soluciones Familia B: Remuneración para la distribución del futuro

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

Soluciones propuestas:

- Diseñar la tarificación de la distribución de manera que la inclusión de nuevos agentes y servicios sea indiferente para el dueño de los “fierros”. (MCI)
- Sin perjuicio de lo anterior, se pueden incluir incentivos en la medida que el resultado final sea eficiente y beneficioso para la sociedad en su conjunto. (MCI)
- Contemplar una participación de las distribuidoras en la remuneración que se genere de los nuevos servicios o que esta pueda proveerlos y percibir la remuneración cuando existan claras ventajas competitivas por ejemplo: dar servicio de internet en zonas rurales donde no existe banda ancha. (CEA)
- Como ya se dijo el sector evoluciona hacia más y mejores servicios. Considera la energía sólo como un commodities es un error. Convertir a la distribución en agente de cambios para nuevos servicios resulta fundamental. Favorecer el desarrollo de PMGD. (CG)
- Considerar un aporte de los usuarios en el desarrollo de las redes más flexibles y que incorporen generación ERNL. (PHR)
- Ídem 8 página 1 (sus temas muy relacionados). La tecnología actual permitiría gran flexibilidad en la medición y consecuentemente en las tarifas. Todos los usuarios debieran tener medida de potencia y de energía horario que le permitiría distribuir sus consumos en el tiempo. (Cambio de ley en especial sobre la tarifa BT1). (HL)
- Tal como lo hará la nueva tarifa de VAD es posible buscar espacios para introducir mejoras en el tiempo que se recojan en los impresos de manera temprana y oportuna, con menor incertidumbre a futuro. (JMS)
- Mejorar el esquema de medición, SMART METERING o cliente no debe ser propietaria de las medidas (Dx o empresa externa que ... el servicio de medición. (PNS)
- Inversiones en automatización de la red, innovación. (RM)
- Establecer metas explícitamente para el desarrollo de innovación e implementación de estas. Que sea parte de la obligación de las distribuidoras. (JPF)
- Incorporar incentivos económicos de competencia entre las compañías. Incorporar tarificación de nuevas tecnologías según prácticas utilizadas internacionalmente. (JPK)
- La remuneración debiera ser por el servicio de distribución y no por el volumen de redes, de modo que con ese monto de dinero se pueda entregar al servicio mediante otros negocios tales como planes de eficiencia energética, generación distribuida, etc. (TR)
- Definición sistema de distribución – Servicios – Usuarios. (LSV)
- Remuneración de costos eficientes. (LSV)
- ... financiados e incentivos si se extrapola. (FV)
- Smart grid como herramienta de eficiencia en clientes y seguimiento de generación por parte del consumidor. (FV)
- Se debe estudiar la introducción de incentivos asociados a metas para provisión de otros servicios/desacople de remuneración de la energía consumida. (Anónimo)

Problema 2: Metodología de la “**empresa modelo**” debe cambiar o ajustarse para incluir **nuevos servicios** que pueda ofrecer la distribuidora o un tercero.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Soluciones propuestas:

- Puede existir el concepto de Empresa Distribuidora Básica, que renta por lo activos que pone a disposición de los usuarios. Los esquemas de negocio pueden ser múltiples, con diversos actores, intermediarios/comercializadores (incluyendo la propia e.d. básica), pero que deben cumplir requisitos de solvencia e idoneidad (evitar especulación o “free-riders”). (AA)
- Esto va de la mano con lo dicho en el numeral anterior. (CG)
- Eliminar el concepto para hacer fijación por empresa. (JMS)
- Crear tantas áreas típicas como empresas distribuidas. (JMS)
- En la medida que se haga por empresa ello será posible. (JMS)
- Se debe eliminar la empresa modelo a estudio único por cada Dx. Dentro de cada estudio podría ser si tener la flexibilidad de incorpora los nuevos servicios como en riesgo a considerarse como en SSAA y deberá determinar si esto debe ser regulado o libre. (PNS)
- Estudio por empresa. (RM)
- La nueva empresa distribuidora debiera considerar todos los servicios que sería posible ofrecer, de acuerdo a la definición del sistema de distribución. (LSV)
- La metodología de empresa modelo debe mirar hacia adelante y no hacia atrás. Debe ver los servicios y productos adecuados y eficientes para el consumidor de hoy y mañana. Esto debe incluir medición inteligente, EE, GD, y Smart grid. Además la empresa debe tener criterios de diseño adecuados a los SAIDI del 2050. (CSM)
- Requiere cambio de ley. (Anónimo)
- Analizar reemplazo de “empresa modelo” por “empresa eficiente”. (Anónimo)
- Retribución de actores eficiente de la empresa. (Anónimo)
- Cada ... tarifario se ajustan diferencias entre planes indicativos y planes efectivos eficientes. (Anónimo)

Problema 3: El **riesgo** de financiamiento de la **red** se **incrementa** si se **reduce** la **cantidad de energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y debido a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética**, etc.).

Soluciones propuestas:

- Se debe reducir el peso relativo del pago por energía, en beneficio de un pago por conexión => Se paga por disponer del servicio de distribución en un sentido más amplio: seguridad, calidad, respaldo, regulación, frecuencia, etc. (MCI)
- Desarrollar la remuneración del nivel de ventas y definir metodologías simples para estimar el uso de la red por los distintos tipos de usuarios (consumidores, GD, prosumers). (CEA)
- Considerar ajustes interanuales en función del efecto en costos e ingresos de generación D., eficiencia energética, mayor monitoreo de la red, mayor calidad, continuidad, etc. (PHR)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

- El financiamiento de la red debe estar desacoplado de los ingresos. Así la distribuidora puede promover eficiencias de energía. (PJ)
- ¿Si la tecnología llega a dejar obsoleta a las redes debiera alguien pagar por esas instalaciones? No me parece, ese es el riesgo de todo negocio. ¿Con un 10% y todavía se preocupan del riesgo? Me parece impresentable. (HL)
- Es necesario diferenciar entre los distintos elementos y encontrar soluciones por cada ítem. Por ejemplo, la GD ocupa la red como respaldo o para consumo nocturno, se debiera considerar un pago extra por potencia y evitar que otros consumidores subsidien esa potencia. Por otra parte la EE debiera considerar premios por cumplimientos, que deben ser financiados por el sistema a diferencia de los GD. (CL)
- La CNE ya está haciendo algo en el nuevo decreto de VAD. Será importante en este sentido de “desacople” entre ingresos y venta (consumo). (JMS)
- Introducir el desacople de la tarifa. (PNS)
- Desacople. (RM)
- Incluir ... de la generación distribuida. (JPK)
- Cambiar a venta de capacidad (como el servicio de internet) y que los usuarios de generación distribuida paguen por la capacidad necesaria para evacuar la energía. El costo se puede compartir con servicios que ocupen la red. (TR)
- Esquema tarifario debe definir claramente cada tipo de usuario y cómo aporta al financiamiento. Este financiamiento debe ser por el 100% del costo eficiente para todos los períodos. (LSV)
- La GD debe hacerse cargo de sus costos de manera paulatina. Pensar que lo hagan hoy es complejo porque el sistema no fue diseñado para tener GD y estarían pagando por la miopía del regulador. (CSM)
- Desacople empresas venta energía-potencia. (FV)
- Remuneración de los activos eficientes de la empresa, independiente del consumo (desacople, LRAM). (Anónimo)
- Pago por eso de la red de “generadoras residenciales”. (Anónimo)
- Mecanismo de incentivos para introducir eficiencia energética. (Anónimo)

Soluciones Familia C: Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado al Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)

Problema 4: Se requieren **nuevos esquemas de medición** que **habiliten nuevas tarifas**.

Soluciones propuestas:

- La utilización de medidores inteligentes es fundamental. (AA)
- Establecer plan progresivo de nuevos esquemas de medición, de manera que con dicha información se diseñen nuevas tarifas, pues es difícil crear nuevas tarifas sin datos históricos. (MCI)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Probablemente es mejor que se defina que la propiedad del medidor es del concesionario, para así acelerar el cambio. (MCI)
- Regulación de la medición inteligente estudiando distintos tipos de modelos de negocio. (CEA)
- Resolver la propiedad de los medidores y empalmes, que pasen a ser parte de la red de propiedad de las distribuidoras. (CEA)
- Independizar la medición de datos de la distribución, con un estándar de medidor definido de acuerdo a las características técnicas por el regulador. (CGR)
- Medidores y redes inteligentes potenciarán la red de distribución como plataforma de nuevos servicios. (CG)
- Se requiere un cambio en la propiedad de los empalmes y medidores. Así la distribuidora puede mejorar el servicio, por ejemplo, con medición inteligente y como consecuencia se tendría una mejora sustancial en cuanto a antecedentes de la red, como de calidad de servicio y aplicación y/o creación de nuevas tarifas. (PJ)
- La tecnología actual permitiría gran flexibilidad en la medición y consecuentemente en las tarifas. Todos los usuarios debieran tener medida de potencia y de energía horario que le permitiría distribuir sus consumos en el tiempo. (Cambio de ley en especial sobre la tarifa BT1). (HL)
- Introducir cambios a nivel de NT, que se recojan tempranamente y oportunamente en la tarifa, bajando riesgos e incertidumbre. (JMS)
- Potenciar la telemedida; posibilidad a la entidad que imparte el servicio de distribución, amplia su ... a telecomunicaciones. (PNS)
- Smart grid. (RM)
- Lo relevante es explorar nuevos esquemas tarifarios. Luego determinar que se requiere en cada caso. (LSV)
- Por otra parte, los nuevos esquemas de medición permiten desarrollar otros servicios, como gestión de la demanda, por lo que es necesario considerar todos los costos alternativos. (LSV)
- Smart grid como herramienta de flexibilización de tarifa. (FV)
-

Problema 5: Desbloquear el desarrollo de **mercados de servicios energéticos** en distribución para potenciar eficiencia, cogeneración, GD.

Soluciones propuestas:

- Ampliar (sin acotar) la oferta de servicios que un usuario puede tomar. (AA)
- Como ya se dijo el sector evoluciona hacia más y mejores servicios. Considera la energía sólo como un commodities es un error. Convertir a la distribución en agente de cambios para nuevos servicios resulta fundamental. Favorecer el desarrollo de PMGD. (CG)
- Incluir obligaciones para mejorar la eficiencia. (PHR)
- Regular la incorporación de la generación distribuida, a fin de posibilitar la comercialización a precio justo de los excedentes de producción. (HL)
- La CNE ya está haciendo algo en el nuevo decreto de VAD. Será importante en este sentido de “desacople” entre ingresos y venta (consumo). (JMS)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Implementar mercados ... a un DSO. (JPK)
- Tarifas no asociadas al consumo de energía (desacople ingresos). (LSV)
- Debiera mejorarse la ley de “net metering”. (Anónimo)

Problema 6: La información como servicio: Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor** forma. Se requiere **incentivos correctos** a empresas y personas.

Soluciones propuestas:

- La información de los medidores, los tipos de medidores y protocolos deberían ser abiertos. Hoy as distribuidoras envían la información justa para facturar sin dar acceso a la empresa suministradora para tomar los datos. (PBS)
- Regular la propiedad y publicidad de la información. (CEA)
- Uso de medidores “inteligentes” que permitan lectura remota. (CGR)
- Puede mejorar la asimetría de información. Podría desarrollarse bajo la modalidad de servicio asociado. (CG)
- Exigir transparencia y disponibilidad de información a las concesionarias para que los agentes del mercado puedan tomar decisiones y se eliminen asimetrías de información. (PHR)
- Respetar la propiedad de la información. (HL)
- Se debiera incentivar el buen uso de la información para tarificar de mejor forma para lo cual promover la masificación de medición inteligente es primordial. Sin embargo, se debe cuidar de la forma de “disponibilización” de la info, ya que datos de consumo, deben ser considerados privados (solo relación distribuidor/cliente) de similar forma datos bancarios. (CL)
- Con apego a la realidad. Ejemplo: CNE considera “eficiente” la tercerización de actividades de la empresa modelo, pero debe considerar que la empresa real no tiene derecho a huelga o que no existe necesariamente un mercado de “contratistas” en el mundo rural, donde incluso es necesario remunerar por disponibilidad en vez de prestación ejecutada (rendimientos bajos por ruralidad). (JMS)
- Público, participativo y con mecanismos para resolver discrepancias. Debe incluirse a la normativa técnica exigible en coherencia con lo que luego se fiscalizará. (JMS)
- Gastos de medición, SMART METERING; propiedad de la medición externa. (PNS)
- Smart grid. (RM)
- Transparentar la información al público general a través de un sistema de información público alojado en la página del regulador o del coordinador (este último puede servir como un punto único de ...). (JPK)
- La información en último término pertenece a la persona y el distribuidor debe resguardarlo. De haber información disponible para que otros agentes puedan generar servicios o productos, ésta debe ser segregada, y que los particulares puedan optar que ésta sea pública (sea por consulta activa o por omisión). (Anónimo)

Problema 7: Falta **permitir la entrada de nuevos agentes** que aumenten la competencia en



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

sectores donde sea eficiente.

Soluciones propuestas:

- La forma rápida de conseguir la entrada de nuevos agentes es cambiando los umbrales para poder ser cliente libre. Hoy otros suministradores pueden darle suministro, pero solo a los que opten por ser CL y esto no se puede antes de 12 meses. Eso es también una barrera. El cliente no quiere cambiarse en 12 meses más es mucho tiempo. Se sugiere reducir a 3 meses. En el largo plazo, se debería lograr un “unbundling”, separación entre el servicio de comercialización y las redes de distribución. (PBS)
- Estudiar y definir las áreas donde es posible competencia y donde no es económicamente eficiente. (CEA)
- Permitir el comercializador como parte de la cadena de servicios de energía, y por ende determinar un mercado amplio para él. (CGR)
- Muy importante. Debe ir de la mano del tema de la apertura de las redes a terceros en condiciones no discriminatorias. (CG)
- Facilitar el acceso abierto de las redes que permiten la competencia de otros actores. Permitir la incorporación de la figura del comercializador que compite con la distribuidora (cambio de ley). (HL)
- Elaborar mecanismos o instituciones de monitores, que permitan hacer seguimiento, fiscalización y sanción por incumplimiento o trabas. (JMS)
- Primero definir objetivo de nuevos agentes, basándose en necesidades y valores que se puedan desprender, tales como colaboración o asociatividad. Definido esto, abrir las puertas a tecnologías específicas, como las micro redes, a un uso importante en la nueva ley de distribución. (JPF)
- Comercializador. (FV)
- Cambio de ley: los propietarios de las redes deben rentar sólo por sus instalaciones. Venta de energía por terceros. (Anónimo)
-

Problema 8: Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios.

Soluciones propuestas:

- En desacuerdo con instrumentos que distorsionen las señales de mercado. El cambio debe producirse naturalmente, en la medida que sea eficiente. (MCI)
- Poder unificar clientes multipuntos en ofertas de energía (ej.: McDonald’s como una sucursal no tiene el consumo para cliente libre pero como cadena sí). (CGR)
- Exención de impuestos, compartir beneficios que generan sus proyectos. (PHR)
- Programas CORFO-energía, etc. (PHR)
- Facilitar el acceso abierto de las redes que permiten la competencia de otros actores. Permitir la incorporación de la figura del comercializador que compite con la distribuidora (cambio de ley). (HL)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- Que sean transitorios desde origen, debidamente informado y monitoreado continuamente para ver si cumplen objetivo y no introduce distorsiones en otros aspectos. (JMS)
- Fondo para fomentar EE, I+D. (RM)
- La institucionalidad debe cercar hoy un número de instrumentos, a grandes rasgos, que se estimulen para un desarrollo de mercado con una regulación transparente y centrada en el ciudadano y no en el mercado en sí mismo. Ej.: incentivar la innovación a través de concursos. (JPF)
- Financiar proyectos para nuevos servicios. (JPK)
- El mercado debería operar normalmente en este caso. El riesgo de incentivar erróneamente es alto. (LSV)
- Creo que debieran ser permanentes. (Anónimo)
-

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 |
|-----------------|--|
| AA | <ul style="list-style-type: none">- El sistema de distribución debe transformarse en un vehículo que permita ejercer libremente la compra y venta de electricidad y servicios asociados (incluyendo datos y otros). Las empresas que proveen este servicio reciben a cambio una remuneración justa, acorde con el nivel de riesgo y calidad de servicio que prestan.- Un único canal para todos los servicios de red: electricidad, voz, datos, almacenamiento, televisión o cable, internet, etc (un ducto: todos los servicios) |
| PBS | <ul style="list-style-type: none">- Se debería liberalizar el segmento distribución para que el cliente pueda optar a distintos suministradores, distintas opciones tarifarias, logrando un precio y contrato que más le acomode.- Las distribuidoras de hoy tienen muchas atribuciones sobre los clientes. Ahora debería pensarse en que el cliente elija, sin que ésta le ponga trabas. |
| DBM | <ul style="list-style-type: none">- Un esquema de tarificación que refleje las necesidades de cada zona concesionaria e incentive la expansión óptima del sistema (o eficiente).- Un proceso tarifario que considere mayor detalle y que permita la consideración de los nuevos servicios que habrán en las redes de distribución. |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|-----|--|
| MCO | Dado que se busca una distribuidora del futuro y la prioridad es separar la empresa de ductos de la de retail, mi visión es que la empresa de ductos debiera remunerarse por rendimiento. Veamos un paso arriba: Si se espera que el sistema de distribución provea información técnica, se mida en cada extremo, tiene que estar el incentivo para que eso pase. Así la empresa de infraestructura será un gran monopolio regulado que tendrá la misión de proveer energía, agua, gas, internet y comunicaciones a su zona de concesión, y su remuneración estará sujeta a la calidad del servicio que provee con una tasa de descuento móvil dependiendo del cumplimiento de metas reguladas en la estrategia nacional de utilities. |
| CEA | Asegurar el adecuado financiamiento y rentabilidad de las redes de distribución, con procesos tarifarios sencillos que estimen el uso de la red por parte de los distintos clientes y agentes, incorporando en la tarificación los incentivos necesarios para el desarrollo de nuevos servicios. |
| MI? | <ul style="list-style-type: none"> - La distribución debería rentar sólo por el uso de sus instalaciones. La compra y venta de energía debiera ser independiente de los propietarios de los sistemas de distribución. - Las inversiones necesarias para conectar PMGD debieran ser asumidos por el propietario de los sistemas, previa entrega de garantías. - La tasa de descuento debería ser acorde con el riesgo del negocio. |
| CGR | <ul style="list-style-type: none"> - Tarificación libre donde se permita a cada consumidor optar con quien y como desea contratarse. Donde se benefician las innovaciones y eficiencias de ellos. - Independizar los diferentes servicios de manera que el consumidor pueda optar por servicio y tarifa a contratar, de manera transparente donde se pueda auditar los diversos servicios (ej. Peaje, medición, energía, potencia, almacenaje, etc...) - Permitir a todos los consumidores un precio “justo” por los servicios contratados, independiente de su ubicación geográfica o perfil de consumo. |
| CG | <ul style="list-style-type: none"> - Se requiere una distribución capaz de acoger, promover e incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y servicios. Debe ser una plataforma para llegar a los hogares y empresas con nuevos productos y aplicaciones que aprovechan los potenciales tecnológicos. En cierto modo algo similar a lo que fueron las redes básicas de telecomunicaciones hace unas décadas. - Se requiere una distribución capaz de mejorar el acceso a todos los ciudadanos a servicios básicos y a servicios más sofisticados. - Debe desarrollarse una distribución capaz de adaptarse de manera flexible a los cambios. En contraposición a esquemas rígidos que dificultan los cambios. |
| PH | <ul style="list-style-type: none"> - Palabras claves: Usuario final – transparencia – rentabilidad justa – tarifas adecuadas – desarrollo armónico |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|-----|---|
| | <ul style="list-style-type: none"> - Contar con: Un modelo de tarificación que priorice al usuario final otorgando rentabilidades justas a los inversores y señales de precio que permitan el desarrollo armónico de la red incorporando tecnologías más eficientes y evitando el exceso de complejidad y asimetrías en la obtención de dichas tarifas. - Tasa de rentabilidad – remuneración – flexibilidad – seguridad – calidad. - Que la rentabilidad de las empresas proveedoras se base en costos reales de inversión y financiamiento que permitan entregar un servicio seguro y de calidad permitiendo la revisión permanente de los parámetros evitando así la sobre-remuneración y dando estabilidad al servicio. |
| GF | <p>Desarrollar un sistema de distribución que sea eficiente y seguro que al mismo tiempo, contribuya al uso eficiente de la energía por parte de los clientes. El sistema debiera ser flexible para responder a las diversas necesidades de los usuarios en la forma más económica posible e incorporando fluidamente los avances tecnológicos.</p> |
| PJ | <ul style="list-style-type: none"> - Con incentivos a la mejora de calidad y seguridad de servicio con lo cual, se debe partir poniendo los límites físicos y alcances técnicos de la distribución, es decir, tensiones máximas, propiedades de empalmes y medidores, etc. Esto, porque para asegurar la calidad de servicio es necesario que, desde la subestación primaria, hasta el medidor sea de responsabilidad y propiedad de la distribuidora. A partir de esto, se pueden desarrollar de mejor manera planes que ayuden a entregar una mejor calidad de servicio. - Financiamiento estilo cargo fijo o parecido al cargo único troncal, con ingresos garantizados para las distribuidoras. Con esto se puede incentivar la eficiencia energética y otros actores de estilo generación distribuida. |
| JPK | <ul style="list-style-type: none"> - Debemos desarrollar una regulación que permita mantener estándares de seguridad y subirlos en muchos casos, aumentando al mismo tiempo las opciones de modernización del sistema con tal de incluir generación distribuida en todos los lugares donde sea conveniente, así como nuevas tecnologías. - La distribución debe modernizarse más rápidamente, con tal de permitir que las nuevas tecnologías sean aplicables a nivel de consumidores finales (autos eléctricos por ejemplo), con tal de que el sistema sea un motivador de esta modernización y no un impedimento. |
| HL | <ul style="list-style-type: none"> - Empresas distribuidoras con redes abiertas a la competencia y abiertas a la competencia de la generación distribuidora. Y que permita el desarrollo de la generación no sólo para el autoconsumo sino que para la renta a la red. - Usuarios que controlen su consumo a través de medidores inteligentes, que permitan optimizar la distribución temporal de sus consumos de potencia (no de energía). Nuevos esquemas tarifarios acordes a las nuevas |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|------|---|
| | <p>exigencias tecnológicas (autos eléctricos por ejemplo).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tarificación con tasas acordes a los riesgos bajos del negocio, con participación de un panel de expertos idóneo y con estudios de costos sometidos a elección divergente a otro o el de la autoridad o el de la empresa a fin de que ambos estudios converjan. |
| LELZ | <ul style="list-style-type: none"> - Las distribuidoras son empresas enfocados en diseñar, construir y operar redes de distribución de la manera más eficiente posible haciéndose cargo de todos los activos, incluido el equipo de medida. - El comercializador será el encargado de la relación comercial con el cliente, ofrecer distintos servicios y agrupando clientes. - La distribuidora podrá crear una comercializadora para competir en el mercado de venta de energía. |
| CL | <ul style="list-style-type: none"> - La distribución del futuro debiera ser tarifada, remunerada y financiada con una visión de largo plazo, que considere holguras para permitir que nuevas tecnologías se vayan incorporando, de manera de permitir ir adaptándolas sin tener que cambiar profundamente la normativa para permitir su uso. Por ejemplo, no enfocarse sólo en menores tarifas, sino permitir financiamiento para la innovación, proyectos piloto, etc. - La distribución del futuro debiera apuntar a mejorar o contribuir a ayudar a mejorar calidad de vida y eficiencia productiva de sus usuarios, promoviendo uso de la medición inteligente y tarifas flexibles que les permita a los usuarios acceder a consumos con tarifas adecuadas o económicamente más atractivas para aumentar producción o consumos tecnológicos personales. |
| HM | <ul style="list-style-type: none"> - Me parece fundamental avanzar en reunir una flexibilidad en las tarifas que fomenten el uso de las tecnologías alternativas. Hoy existen muchas restricciones que no permiten a las empresas contratar alternativas competitivas al distribuidor. - Imagino un formato de tarifa que incentive la eficiencia energética, premiando a los que disminuyen su consumo vs el histórico y donde paguen una mayor tarifa aquellos que aumenten su consumo. |
| JMS | <p>Debe gestarse en un proceso participativo que permita recoger la diversidad de realidades existentes (dónde y cómo se presta el servicio) que genere esquemas flexibles para incorporar avances tecnológicos y mejor información que asegure el financiamiento de la infraestructura de distribución y costos de servicios prestados, con cargo a los usuarios de la red y demandante de servicios.</p> |
| RM | <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de un área red flexible que asegure confiabilidad de suministro, participación e incorporación de agentes y sustentabilidad de la actividad. - Sustentabilidad de las inversiones eficiencia energética, recursos |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|-----|--|
| | renovables, movilidad eléctrica. |
| PNS | <ul style="list-style-type: none"> - Proveer un servicio de distribución eléctrica, económica (eficientemente remunerado) que acoja los requerimientos de los clientes y que además considere las irregularidades de cada distribuidor en proveer este servicio, toda esto cumpliendo con los estándares de seguridad y medioambiental. - Adicionalmente la remuneración por prestación de servicios deberá estar desacoplada del consumo de los clientes. - Permitir una regulación que vele por el correcto funcionamiento del mercado, teniendo además la flexibilidad necesaria para incorporación de nuevos servicios y actores. |
| APP | <ul style="list-style-type: none"> - Lograr un sistema de tarificación de la distribución claro, justo y flexible que promueva altos estándares de calidad, innovación y sustentabilidad. - Lograr a través de incentivos el uso de nuevas tecnologías que las empresas distribuidoras cuentan con información más precisa y oportuna que permita una tarificación clara y justa. |
| JPF | <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollar un sistema de distribución que entregue un servicio de calidad de bajo costo y flexible donde el centro estén los ciudadanos, el medioambiente y el desarrollo productivo. En el que además se vincule con los objetivos estratégicos del país. - Desarrollar un sistema de distribución alineada a los objetivos del país en donde la sociedad, medioambiente y el desarrollo productivo de Chile sean la prioridad. Avanzar hacia un sistema flexible, moderno y de mutua colaboración entre lo público y lo privado. |
| JR | Desarrollo de un sistema de distribución dinámico, flexible en términos de gestión de la demanda y en los activos de energía disponible, permitiendo la comercialización de los mismos a niveles de recursos de Gx y Dx, con una tarificación acorde al tipo de consumo y/o generales, considerando además dentro de sus atributos el potenciar aporte a la calidad y seguridad del suministro del sistema. |
| FSH | <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de un modelo retributivo que remueve adecuadamente la infraestructura de la empresa distribuidora en conformidad en las exigencias normativas de calidad, entregando señales de precio a sus usuarios. - Modelo retributivo en base a inversiones eficientes incorporadas a una base de capital que entregue certeza de ellas durante su vida útil. - Modelo retributivo flexible que permita la incorporación de nuevos servicios permanentemente, así como |
| LSV | <ul style="list-style-type: none"> - Red que permita interacción entre todos los actores /usuarios/interesados para acceder a suministro eléctrico y usar/proveer servicios que requieran |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|---------|---|
| | <p>o presten a otros usuarios. Plataforma de interacción. Relevante definición de usuarios, para determinar quiénes y cómo se pagan los servicios.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistema constituido por activos físicos (instalaciones eléctricas, oficinas comerciales, sistemas de información, etc.) al que existe acceso público para transar servicios sujeto a condiciones técnicas definidas. Eficiencia económica en dimensionamiento. |
| CSM | <ul style="list-style-type: none"> - La inversión en la red es correctamente remunerada, dándole una rentabilidad adecuada para el riesgo y capital invertido y permitiendo el financiamiento de nuevas tecnologías y prácticas. Los usuarios pagan (tarificación) un valor de acuerdo al servicio acordado. Este estándar de servicio tiene un mínimo, pero puede variar de consumidor a consumidor. - La tarificación es simple y transparente. Evita subsidios cruzados y refleja el costo de proveer el servicio (inversión, operación, administración, mantenimiento e innovación) - La tarificación no sólo no es un obstáculo, sino que promueve la incorporación de nuevas tecnologías, eficiencia energética, generación distribuida y buena práctica que promueva la eficiencia. |
| MFV | <ul style="list-style-type: none"> - Yo consideraría realmente que como la electricidad es un bien básico, debiera ser manejado de manera más centralizada, no sé si por una empresa privada o el Estado, pero no me parece bien que todavía cada localidad dependa de una empresa particular. Entiendo que la equidad tarifaria va apuntada a igualar las condiciones económicas del servicio, pero me parece que realmente es el primer paso. - El financiamiento debiera ser proporcional al uso de cada cliente en la medida que sea manejado por una empresa única. |
| FV | <ul style="list-style-type: none"> - La distribución del futuro debiera permitir disponer de instalaciones (web) y servicios que permitan satisfacer las necesidades energéticas de los habitantes de una forma eficiente, segura, sustentable y flexible a través del tiempo. - El financiamiento debe permitir tener empresas sostenibles económicamente en el tiempo y que fomenten incentivos para desarrollar la industria. - La tarificación debe equilibrar una equidad entre los habitantes y ... para el consumo eficiente de energía, beneficiando a clientes, cargas extras a clientes según su impacto en el sistema. |
| Anónimo | <ul style="list-style-type: none"> - La regulación de la distribución debe ir muy ligada a la eficiencia energética, lo anterior significa que al distribuidor se le debe remunerar a su inversión y costos de operación y mantenimiento, mediante un proceso tarifario transparente, regulado y que incorpore instituciones imparciales. Para lo anterior, es fundamental que la autoridad se atenga a las leyes en dichos procesos, y el estudio de costos y la empresa modelo se basen en |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|---------|---|
| | <p>criterios cercanos a la realidad.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Debe fomentarse la inversión de privados en las instalaciones de distribución mediante incentivos que permitan disminuir las faltas e indisponibilidades de suministro y al mismo tiempo lograr una mayor eficiencia en los procesos y una confiabilidad de suministro que alcance estándares internacionales. - La regulación del futuro deberá necesariamente considerar las nuevas tecnologías, incluyendo más en los procesos a los PMGD actualizando las tarifas. |
| Anónimo | <ul style="list-style-type: none"> - No imagino un modelo de tarificación que incentive el desarrollo de una red eficiente y con estándares de calidad acordes a los definidos en la política energética de largo plazo. - Imagino un esquema de tarificación que otorgue flexibilidad para la incorporación de nuevos medios de generación y nuevos tipos de consumo, asegurando que el inversionista recupere sus inversiones. |
| Anónimo | <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollar un sistema de distribución eficiente en términos económicos y técnicos, capaz de entregar el suministro al estándar de calidad que desee el cliente, con la suficiente flexibilidad para que el distribuidor u otros agentes a través de la red puedan ofrecer servicios para satisfacer al usuario final más allá de la simple capacidad de transporte de energía. - Desarrollo de una red de distribución como plataforma para que agentes puedan ofrecer servicios distintos al simple suministro de energía, integrándoles con las nuevas tecnologías de información. |
| Anónimo | <ul style="list-style-type: none"> - Red Integrada: debiera configurarse una red completamente integrada, en la cual los usuarios puedan ser parte activa, con múltiples beneficios asociados a su positiva participación y en donde los incentivos estén compartidos entre ellos y las empresas, evidentemente que para llegar a ese estado se requerirá de una actualización no menor tanto de la tecnología disponible como del marco regulatorio, para lo cual es indispensable que la participación que se espera en esa futura red sea la que haya estado en la discusión previa. - Red flexible pero robusta: una red en la cual se permitan todas las posibilidades de ingreso, inyección, retiro, segmentación, pago, etc. Pero que garantice un correcto y permanente funcionamiento, con un altísimo nivel de calidad y seguridad, y con un marco regulatorio moderno, que permita dar rápidas soluciones a los problemas que vayan surgiendo. |

| Iniciales Autor | Objetivos |
|-----------------|---|
| AA | La regulación debe ser tal que asegure a todos los clientes el acceso al servicio |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|------|---|
| | básico de electricidad. Debe tener la flexibilidad necesaria para incorporar nuevas tecnologías y servicios, adoptándose y no impidiendo el desarrollo. |
| PBS | Avanzar hacia una regulación más flexible que permita una mayor competencia en el mercado que hoy pertenece a distribución. Permitir acuso de nuevos suministradores (comercializadores), nuevas tecnologías, nuevas tarifas, nuevos modelos de contratación. |
| DBM | <ul style="list-style-type: none"> - Definir los nuevos servicios que podrán utilizar las redes de distribución. - Rol de los distribuidores con las nuevas modificaciones. |
| MCO | <ul style="list-style-type: none"> - Proveer en la zona de concesión los servicios de energía, agua, gas, internet, comunicaciones. - Minimizar costo sujeto a (impacto) urbano (requerimiento) - Facilitar el ingreso de servicios complementarios. |
| CEA | <ul style="list-style-type: none"> - Incentivos adecuados para el desarrollo de nuevos servicios e incorporación de nuevos agentes. - Asegurar la adecuada remuneración de la red existente y su financiamiento para su desarrollo. - Simplicidad y transparencia en los procesos de tarificación. |
| CGR | Permitir nuevos agentes con nuevos servicios para consumidores y que esto último puedan elegir con quien contratarse, en plazo conversado entre las partes. |
| CG | Regulación abierta a los cambios que favorezca la incorporación de más y mejores servicios que tenga como base la red de distribución. |
| PJ | Como afrontar la entrada de GD y eficiencia energética y que las distribuidoras sigan pensando en invertir (por ejemplo en calidad). |
| JPK | <ul style="list-style-type: none"> - Que la tarificación sea clara para el consumidor final. - Que existan incentivos para la modernización del sistema, la red y el uso que le den los consumidores. |
| LELZ | <ul style="list-style-type: none"> - Lograr una legislación moderna (adecuada a los tiempos) que regule de manera eficiente la distribución. - Que la nueva regulación esté orientada a desarrollar la industria eléctrica del país (Gx y Tx) y por supuesto la Dx. - Facilitar la incorporación de nuevas tecnologías a la Dx. - Que se introduzca competencia en el mercado incorporando nuevos actores y también nuevas tecnologías. |
| HM | <ul style="list-style-type: none"> - Que incentive la generación distribuidora para autoconsumo. Regulación actual pone una barrera muy grande en 100 kms cuando existen muchos clientes donde se podrían hacer plantas de mejor tamaño para autoconsumo, conectadas a la red y que hoy entren en la categoría PMGD aun cuando el porcentaje de inyección es muy bajo. - Algo tan importante como el F1 no puede estar en manos del distribuidor. Genera dos problemas: Acceso a los clientes de las empresas de generación distribuida. Herramienta para bloques la construcción de plantas solares argumentando una línea saturada. Este proceso no debe estar en manos del distribuidor. |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “Visión y soluciones”
 Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| | |
|---------|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> - La distribución del futuro debe promover el uso de nuevas tecnologías, más baratas y limpias que permitan a los usuarios mayor poder de decisión y transparencia en los servicios que contrata. La regulación actual asume un monopolio natural que gracias a la tecnología actual ya no existe. |
| JMS | <ul style="list-style-type: none"> - Proceso participativo y seguible: regulador, fiscalizador, empresa, clientes, solución de discrepancias ¿coordinador? - Proceso que reconozca la diversidad de realidades existentes, tales como: emplazamiento, tipo de clientes, externalidades (clima, orografía) soluciones técnicas, calidad requerida por los clientes, tamaño empresas, ruralidad, viabilidad tecnológica, densidad, mínimos técnicos, etc. - Tarifas flexibles, sencillas y que relacionen costo con el uso y el nivel de precio aplicado. |
| RM | Permitir la incorporación de generación distribuida, movilidad eléctrica, otros nuevos servicios. |
| JPF | <ul style="list-style-type: none"> - Centrar las bases para un trabajo coordinado y expedito entre el Estado y los distribuidores, basados en la transparencia y en el ciudadano como primera prioridad. - Abrir el escenario a mejores soluciones tecnológicas y de servicio para una mejora en la calidad de vida de la gente. - Alinear la ley de distribución al plan estratégico nacional Energía 2050 donde por ejemplo, se introduzcan a las municipalidades como actores. |
| LSV | Flexibilidad para adaptarse a cambios considerando la certidumbre regulatoria, eficiencia económica a partes a Gx (Gx residencial, distribuida, EE, gestión de demanda, etc.) |
| Anónimo | Garantizar un servicio de distribución que favorezca la competitividad del país: alto nivel de calidad de servicio y eficiente en costos. |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: "Visión y soluciones"
 Grupo 2: "Financiamiento de la red del futuro y su tarificación"



DOCUMENTO PRELIMINAR

ANEXO D: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS ANOTACIONES EN LOS PAPELÓGRAFOS EN CADA SUBGRUPO

Papelógrafos priorizaciones:

PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS

GRUPO 2

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

PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS

GRUPO 2

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

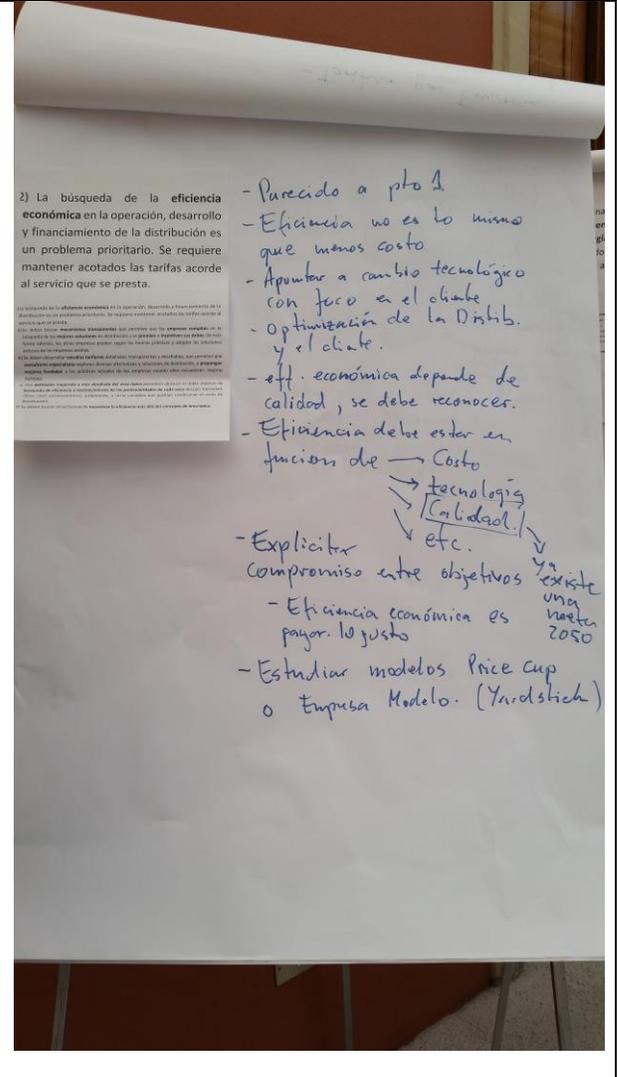
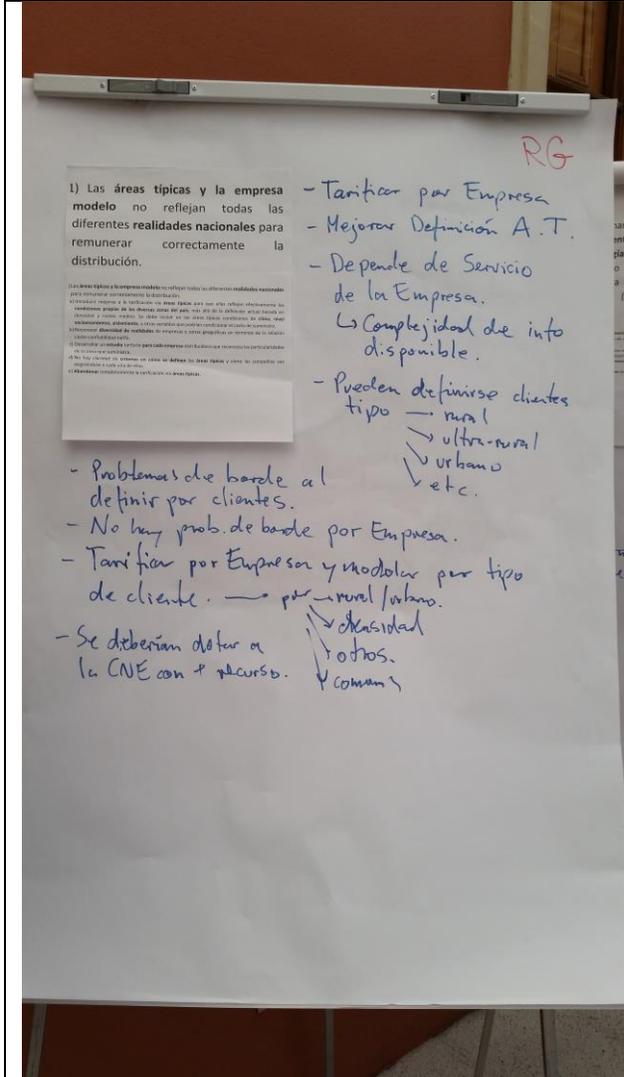


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: "Visión y soluciones"
 Grupo 2: "Financiamiento de la red del futuro y su tarificación"



DOCUMENTO PRELIMINAR

Papelógrafos subgrupo Rodrigo Gutierrez





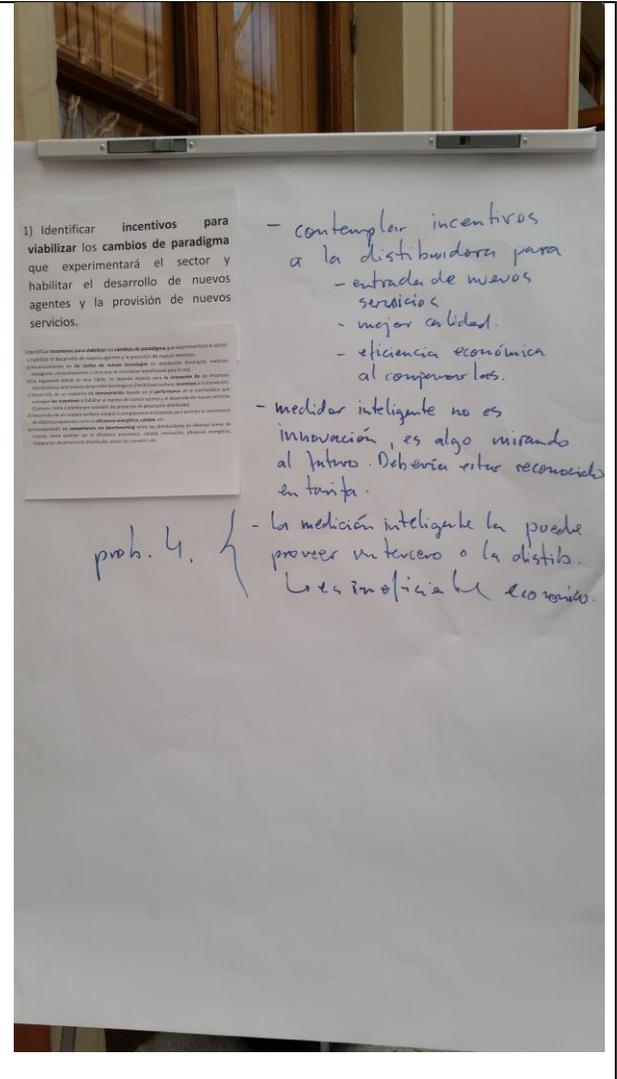
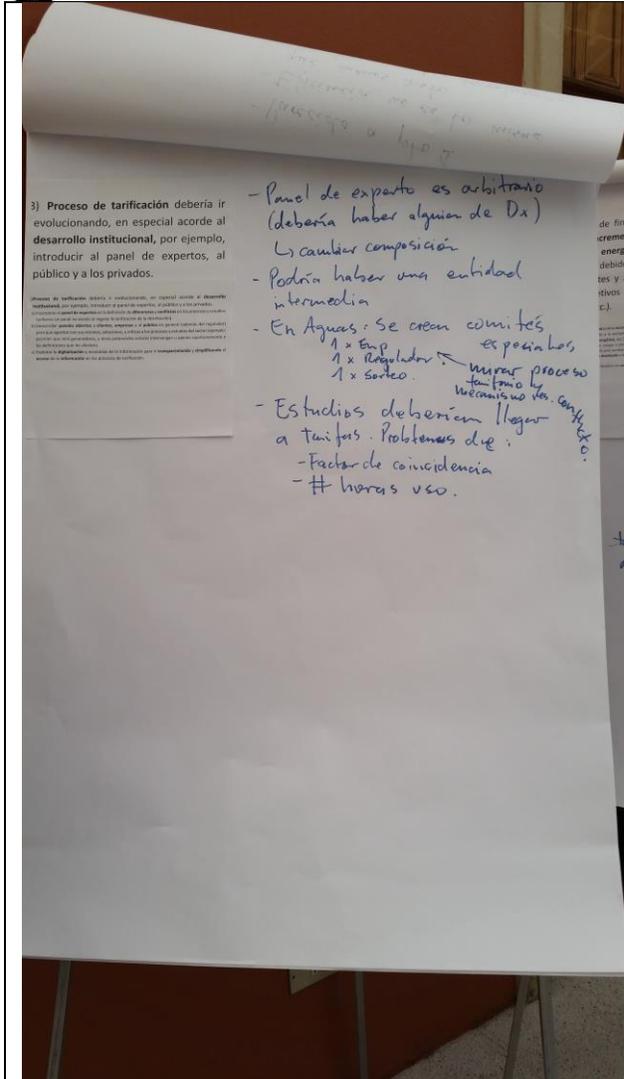
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

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



DOCUMENTO PRELIMINAR





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: "Visión y soluciones"

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

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

RG

- Está pasando hoy por clima, EE, tecnología.
- Solución: desacoplo.↳ para GD, EE.
- Empresas Distrib. tienen + info para la EE.
- Revisar el riesgo separadamente para GD y para EE.↳ son cosas distintas.
- Se elimina el subsidio a la GD con el desacoplo.
- al desacoplar se reduce riesgo, ↳ se debe flexibilizar la tasa.
- ~~Distintamente~~ Desacoplo ^{elimina el} tal vez incentiva a tanto ~~promover~~ EE, pero deberían haber programas de incentivos aparte (con factoring y garantía).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

Nota1: 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.

Nota 2: Cuando la transcripción se obtuvo del audio se anotaron los tiempos de la grabación. Cuando el audio era muy ruidoso se usó la grabadora alternativa. Los tiempos de esta otra grabadora se anotaron entre paréntesis.

D.1 Sub grupo liderado por David Watts

Discusión Subgrupo liderado por David Watts

Discusión plenario

Transcripción de audio

00:00 Se debe hacer un estudio tarifario por empresa

H: No solucionaría el problema.

M: Cuando estaba yo eran 3 áreas típicas y ahora son 6. Pero hacer un modelo por empresa no es la solución. Quizás habría que aumentar el número de áreas típicas pero por empresa no. Son realidades muy distintas.

H: la idea es hacer un área típica por empresa.

M: Hoy una empresa puede clasificarse en muchas áreas típicas (tiene muchas realidades dentro de su concesión)

DW: eso se cambió hace no mucho tiempo

2:13 H: La idea original de las áreas típicas tenía un sentido práctico de economía procesal. Era muy complejo hacer un análisis para cada empresa. Creo que es una etapa superada. Creo que hoy se podría hacer un área típica por empresa. Me pregunto, esto no soluciona los problemas?

MIG: Soluciona los problemas de los ingresos de las empresas. Hay subsidios cruzados dentro del área. No es una solución perfecta.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

H: creo que lo mejor sería perfeccionar las áreas típicas pero no veo como mas hacerlo.

H2: No veo problemas en hacer un área típica por empresa, pero los estudios podrían tener distinta complejidad según la empresa. Por ejemplo las cooperativas o distribuidoras chicas deberían exigirles estudios más sencillos.

5:37 H3: en Area típica 1 hay hoy una empresa. El problema es la aplicabilidad. Hacer treinta y tantos estudios es complicado, especialmente las cooperativas. Complicaría mucho. Sería bien engorroso.

CS: Otro atributo relevante: la simpleza. Se pueden definir mas áreas típicas, pero esto lo hace muy complejo de entender y dificulta la transparencia. No me gustan los subsidios cruzados pero puedo aceptarlos dentro de lo razonable si permiten que los modelos sean más entendibles y permitan la transparencia. Aunque se produzcan algunas injusticias menores.

H4: Áreas típicas es un mal sistema porque refleja mal la realidad de cada empresa. Debería ser un sistema de tarificación por empresa. A futuro los sistemas van a ser más distintos entre empresas por la incorporación de nuevos servicios, por lo que es más difícil mantener el sistema de áreas típicas.

10:00 H5: Hay 2 opciones para tarificar: fijar una tarifa a cada empresa o agente, o establecer una tarifa que remunere un servicio independiente del nombre de la empresa. Son 2 caminos. Hoy en Chile se tarifica por empresa tipo. O una opción o la otra. Tarificar por empresa es un problema no meno. Entonces que es una empresa? Una tarifa para todo CGE y todo SAESA? O por concesión?

(3:04:43)11:50 Se cambian a 2 subgrupos

15:06 Comienza discusión de subgrupo

Primer problema: Área típica (Familia 1 problema 1)

DW. La idea de área típica identificar realidades similares y hacerlas competir. Va en la búsqueda de costos menores. El problema es representar las realidades

MIG: Más áreas típicas. Una empresa no necesariamente debería corresponder a una sola área típica.

H: pasa que eso obliga a separar la estructura de la empresa para la tarificación y genera una asimetría de información importante

H: Áreas típica no da el ancho. La empresa modelo no es una empresa real. Tiene otra estructura



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

DW: Como decir eso en solución

H: se debe eliminar las áreas típicas. Por empresa captura la realidad de las empresas.

DW: Como nos hacemos cargo de la eficiencia económica.

H: que se a por empresas nos permite bajar los VNR. El hecho que las herramientas tecnológica nos permite estudiar el detalle y

H. perspectiva del consumidor: Los clientes suelen ver las diferencias en los bordes entre concesiones. Sería bueno que hubieran superposiciones. Hoy están permitidas las concesiones superpuestas y permitiría suavizar las diferencias entre tarifas en una misma calle.

DW: el problema en esos casos es que la competencia es super dura.

H: Como sería la recaudación? Se podría recaudar entre empresas. Son 2 problemas distintos Como se reparten la recaudación y como se define la tarifa en los bordes.

DW: done viene la eficiencia económica y transferencia de los beneficios al cliente?

H: la empresa modelo aseguran la eficiencia económica.

(3:16:17) DW: Una empresa modelo se hace a partir de los consumos, se optimiza y da una empresa ultra eficiente pero después se hacen muchos enjuagues par que la tarifa no le cambie mucho a la distribuidora. En otras paisas hay una comisión (con muy poco exit en USA) que limita ala empresa. Ha sido poco exitoso mantener costos bajos.

H: Benchmarking bien parametrizado? Además no esperar 4 años

H: hacer un seguimiento más cercano permitiría llevar a más eficiente

DW: Hacer seguimiento cercano y más frecuente, estamos dejando se hacer estudios tarifarios

H: Las distribuidoras quieren que las tarifas sean estables para tomar decisiones de inversión.

DW: en otros países el utility commission está encima de la distribuidora.

DW: en Inglaterra les están dando mucho mas años (8?) sin experiencia previa en el mundo y les están dando incentivo para hacer muchas más cosas

(3:22:00) H: Riesgo versus eficiencia: existe un trade-off

DW: en cuanto al riesgo: no es lo mismo hacer estudios tarifarios de cero versus fijar tarifas dejando sólo ciertos parámetros abiertos. Esto se puede iterar



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

H: En esta búsqueda de eficiencia se elimina a posibilidad que la empresa haga un plan para nuevos servicios. No hay espacio para buscar alternativas de nuevas tecnologías que sean más baratas, poner un generador u otra tecnología. Si me limito a los fierros de hoy pero sin fijarse en los servicios estoy limitando este nuevo mundo de la distribuidora. Yo tarificaría por empresa pero dejar una holgura que pueda ofrecer distintas soluciones por los servicios no tanto para la infraestructura.

DW: eso está en otro problema, está en el incentivo para cambio de paradigma

DW: habla del tema del riesgo

(3:26:37) Se cambia a tema de cambio de paradigma

H: esos temas (paradigma y Áreas típicas) están típicos

H: Al dueño de la red podemos premiarlo o pagarle antes . Tiene que ver con el riesgo. Hay que ver cómo hacerlo. Si se apuesta por la empresa, pero después las empresa no hacen nada y tiene utilidades altas o se les estresa.

39:50 DW: No hay experiencia internacional que te diga si debes premiar el cambio (pagar después del cambio) o incentivarlos (pagar a priori por metas) se deben poner los incentivos correctos donde la empresa no pierda. Por eso cuando hay GD se ponen incentivos nuevos. Pero en Chile somos malos para los incentivos. Por ejemplo una meta de conectar 2000 techos solares y pagar por eso (ejemplo de incentivo). Nosotros somos mejores para viabilizar las posibilidades. Por supuesto que en países donde hay tremendos incentivos las empresas reaccionan muy rápidamente.

H: se debe independizar el servicio de la red de la energía. Si se quiere más eficiencia

Se conversa del desacople para la eficiencia energética.

DW: hay visiones alternativas

H: debemos separa aguas o todos los servicios deben ser de la distribuidora?

MIG. Si por supuesto

H: el problema de la energía se concentra en BT1. Pero existe tecnología de sobra para separar mediciones de E y P.

H: estamos confundiendo.

45:00 DW: quienes participaron en la ley de EE que no llegó a ley? Al principio todo iba en la dirección del desacople internacionalmente. Pero después el desacople empezó a no ir tan



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

bien internacionalmente y empezaron a salir mecanismos específicos. Especializados como los certificados blancos se empezó a derivar a lo certificados blancos y se dejó lo del desacople.

H: en Inglaterra se hace cargo de todos los servicios?

DW: no hay experiencia del modelo inglés (muy nuevo) y se ha dejado tanta presión por los costos y se ha dejado más espacio para los nuevos servicios en el caso inglés. No es que la distribuidora fije todo, la Ofgem va y negocia y definen temas como incentivar la entrada de GD. Ellos han sido super transparentes en el proceso.

DW: se ha planteado más viabilizar los cambios de paradigma y no tanto incentivarlo

50:58 DW: Benchmarking? Incentivos por performance (específicos a por ejemplo GD)?

DW : le pido estudiar los otros casos internacionales. El debate debería ser mucho más rico. Los que tienen claras recetas nos envíen correos.

56:00 fin grabación



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

D.2 Sub grupo liderado por Rodrigo Gutiérrez

Discusión Subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez

Bloque 2: Discusión de problemas

Discusión general (antes de formar los subgrupos)

Consulta abierta sobre representatividad de áreas típicas y cómo solucionarlo

Haberlo por cada empresa no solucionaría el problema. No es esa la solución. Por lo menos cuando estaba en la CNE eran 3, ahora son 6 áreas típicas. Hacerlo por empresa son realidades súper diferentes....

Una misma empresa de distribución tiene diferentes clasificaciones de áreas típicas. – **Eso no es así ahora.** Una empresa tiene un área típica.

Hay subsidio cruzados desde las zonas más rurales. No es una solución económicamente perfecta.

Cualquier perfeccionamiento que se quiera, pasa por perfeccionar las áreas típicas.

Se puede tener un estudio por empresa, no veo razón que no se hace un estudio por empresa. Dentro de cada empresa, tendrá su propia realidad. Las empresas más grandes, estudios más complejos. Las cooperativas estudios más simples.

No sé si ahora está la capacidad por hacer tanto estudios.

En el área típica 1 por ejemplo podría haberse reflejado como se fuera una tarificación por empresa (solo Enel distribución), no hay mas empresas.

Hacer treinta y tantos estudios requiere gran información disponible. Contra la cantidad de personal, complicaría el proceso de tarificación. Una empresa un año. En el sector sanitario no es simultáneo.

Otro atributo tiene que ver con la simpleza. Ciertamente se puede definir más áreas típicas, o uno por empresa. Pero se complejiza. Otra cosa que queremos es transparencia. Complejo no transparencia. Aunque me opongo subsidios cruzados., estoy dispuesto a aceptarlos si son más simples. Creo que tenemos que mantener en vista que debe ser simple para los usuarios y el resto de la comunidad.

Actual sistema de áreas típicas tiene muchos problemas. Creemos que debiera fijarse para cada empresa. Considerando que van a haber más servicios complejos, más complicados.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

Cuando se quiere tarificar por empresa o un servicio o fijar una tarifa a cada uno de los agentes o establecer una tarifa que remunere un servicio independiente del nombre de la empresa. El camino de hoy en Chile es el camino de fijar la tarifa estándar para entidades tipo, que después se ajustan a las características de las empresas. Respecto de la opción de tarificar por empresa. Hay un problema. Qué es una empresa. Hoy son treinta y tantas empresas. Pero resulta que hay 13 empresas de versad y varias empresitas pequeñas. La propuesta es a Chilectra, Chilquinta, CGE, Saesa y cooperativas. Ahí entramos en otro tema.

Discusión subgrupo Rodrigo Gutiérrez

Problema A1: áreas típicas

Hay 3 soluciones: Estudio por empresa, mejorar áreas típicas (fijarse en el servicio de la empresa que la empresa). Una empresa podría estar en más de un área típica.

Hoy se hace en base a los costos de flotación, costos reales de servicios. En vez de hacerlo por costo se haría por inversión.

Sería volver a construir la información complejizando aún más...

Lo que pasa en algunos sectores estarías cobrando

Las condiciones de borde son siempre difíciles....En la tarificación por empresa no hay condiciones de borde, pero se homogeneízan los consumidores.

Al final centramos la discusión en las personas o las empresas. Si hacemos el cambio de las áreas típicas. Si los vemos desde el punto de vista de las personas: lo que hace una tarificación por empresa beneficia a empresas por.

Dado que existe una ley de equidad tarifaria, cuando estamos hablando de cambiar el modelo de áreas típicas. Es del punto de vista de las empresas el que estamos viendo acá.

Yo separaría por tarificación por empresa (Estudio tarifaria por empresa) y modular de acuerdo a las diferentes densidades. No por tarificar por empresa, todos los clientes van a tener un solo precio.

Comuna – empresa denota la ruralidad.

En mi opinión la realización de estudio por empresa que responde a las demanda de los clientes.

Habría que dotar a la CNE de mayor personas. AL día de hoy para 6 estudios tarifarios la CNE se demora 4 a 5 meses. Si se quisiera 5 veces más, se requerirá muchas más personas.

Problema A2: eficiencia económica (26.40)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Es relacionado con el problema 1

Tendría en mente que eficiencia económica no significa disminuir costos. Trade off calidad-inversiones que podrían ser aprobadas por la regulación. Se baja la demanda: red sobre invertida, inversiones desincentivas.

Las inversiones, tienen que apuntar a cambios de tecnologías apuntando a mejorar la calidad, más que agrandar los conductores. Apuntar hacia el cliente más que apuntar hacia entregar el suministro.

Separar la venta de los fierros, mercado para muchas empresa y usuarios también (eso es otro tema), desacople. Eso sería parte de la búsqueda de eficiencia. Tiene que incentivos a instalar para mejorar el servicio.

Mediante las instalaciones de fierros actuales con una hora al año con la estructura de alimentadores hoy no es posible. Se tienen que tender a enmallar, reconfiguración automática de alimentadores, etc... (30:30). Reconocer en tarifa esa estructura. Desconexión de la tarificación y lo que hace la SEC (30.50)

Cuando la demanda empieza a disminuir por GD, se puede empezar a soterrar las redes, calidad de servicio (31:00). Orientado a la calidad de servicio, a la experiencia de los clientes.

No hay que confundir la eficiencia económica con la minimización de costos. Se puede hacer un estudio de frontera eficiente.

Considerando holguras para modernización

Tomar las cosas en su propio merito económico (34.00)

Eficiencia económica es pagar lo justo que nadie pague de más.

(35.00) En esta relación calidad - eficiencia no se debe olvidar que ya tenemos una meta a nivel país y esta ley tendría que hacerse cargo de ello. Ayudar a llegar a esa meta de la manera más eficiente. Esa condición de calidad ya está definida

Se está trabajando en eso. Proyecto de nueva norma técnica de distribución. Cambia los paradigmas de cómo se mide la calidad, orientado al cliente.

Ese cambio debe ser consistente con el mundo tarifario y la SEC. Las exigencias deben alinearse.

Cuando se tarifica cada empresa se puede recoger esto de los incentivos.

Competencia comparando distribuidoras. Comparar para premiar a los que hacen mejor el trabajo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

Existen 2 líneas de modelos regulatorio: Price cap (comparación) o yard stick (empresa modelo). Estamos en yard stick. Hay que evaluar cambiarse de un modelo al otro. Ahora estamos en yard stick. (Rudnick ha escrito extensamente esto). Quizás se debería analizar la posibilidad de cambiarse. Podría ser interesante.

Típicamente cuando hay 2 o 3 distribuidoras no se saca nada con competir. Que saca uno con hacer competir las diferentes distribuidoras de CGE.

No tiene sentido cambiarse a Price cap, mientras cada empresa tiene un área de concesión monopolizada.

Problema A3: Proceso tarificación (40:50)

El tema del panel de expertos es medio arbitrario. La última ida del panel. Las decisiones del panel no son las que uno podría creer que son las más acertadas para todos lados. Son arbitrarios porque hasta hace un tiempo atrás había 2 abogados 2 en Tx, 1 academia. Para resolver temas de Dx. al menos debería haber alguien de Dx. Los temas son muy diferentes a Tx. (42.30)

Tiene que haber alguien que represente a la Dx en el panel de expertos. No estoy diciendo alguien de una empresa, pero alguien de mundo de la Dx.

42:50: Para el primer panel de servicios asociados por Chilectra dijimos que las medidas de seguridad deberían ser tal.... Con 2 supervisores, ingeniero eléctrico,... tuvimos que poner un reloj y (2 supervisor, 1 ingeniero eléctrico) en el video. Aún así nos dijeron que podríamos optimizar esa cuadrilla.

Pero como optimizar: En vez de poner un ingeniero, tenías que poner 2 técnicos., etc. Pero los expertos en seguridad por otro lado nos decían que no. No había nadie que supiera técnicamente que nos discutiera, tuvimos que llevarle un video cronometrado.. Si no llevamos un video que muestra que en 6 minutos y que no se alcanza a hacer en 3.

El problema es la composición. Si no vamos a 1/3 y 2/3, debemos ir a un organismo.

Sería útil estudiar la tarificación de las aguas: se baso en temas de electricidad. Se crean comisiones específicas para cada uno de estudio e iban resolviendo los conflictos. Tomar como referencia la tarificación de agua. Comité nombrado por la empresa, la superintendente de servicios sanitarios. Comité lo elige el regulador, la empresa y uno por sorteo o de acuerdo. (46.00)

En agua: mirar el mecanismo de resolución de conflicto.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

Taller 2: “Visión y soluciones”

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



DOCUMENTO PRELIMINAR

Fue mal evaluado que se hiciera proceso a proceso, el experto nominado del regulador lo defiende y el experto nominado por la empresa defiende a esta. El ultimo debe actuar como juez.

En mi opinión es mejor el panel de expertos.

Los estudios deberían terminar con la tarifa final. Lo que no ocurre hoy día. Hoy llegan a cierto punto. Los factores los fija la CNE y no son parte de los estudios (factores de coincidencia y horas de uso). Factor de economías de escala (las ultimas han salido de los estudios)

Si se hiciera un desacople y se fijaran los ingresos a la Dx se solucionaría ese problema.

Problema B1: incentivos cambios de paradigma (49:00)

Contempla r incentivos para la Dx para el desarrollo de nuevos servicios. Para el sobre cumplimiento de la calidad.

Creo que el Estado debe decir los elementos de innovación para avanzar y castigar porque no lo logres.

Lo que pasa es que un esquema de innovación para empresas muy chicas se ve muy poco viable.

Medidores inteligentes: eso no es innovación y tienen que reconocerse en tarifa.

Hay ciertas mejoras que deben ir en la regulación y reconocer en las tarifas. Mirar hacia adelante, que tecnología existente debiera tener un consumidor hoy en día. Dadas las tecnologías existentes debería tener una idea de los que personas deben tener.

Para cosas que ya están (medidor inteligente) y creo que hay exigir a través de un nivel mínimo de servicio. El medidor inteligente debe ser parte de una vida diaria.

Medición inteligente es una componente de smart grid.

No necesariamente la Dx debe ser el dueño del medidor. Tiene que estar certificado

La distribuidora debe ser dueño. Economías de alcance de los medidores

Problema B3: Riesgo financiamiento de la red

Hoy día por temas climáticos, temas de EE, temas de GD.

La Solución: el desacople.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

Es super malo para la Dx, por el lado de imagen. La Dx no tiene incentivo a la EE. Tú ganas vendiendo más.

Lo veo como para que otras empresas del mercado puedan incentivar

Las Dx son los que mejor conocen a los cliente, ellas tiene mejor información para GD y EE. Hay que darle incentivos a un actor que tiene harto conocimiento. No puede estar ligado las ventas con la remuneración.

Sugeriría que el riesgo de financiamiento de red se revisara por cada uno de los elementos. No es lo mismo GD que EE. Por ejemplo en EE, alguien esta trata de consumir de mejor manera. Mientas que GD está ocupando la red como respaldo. Ahí hay un subsidio cruzado. Para la GD la solución para es que exista un cobro por potencia. La EE no puede ir en la misma bolsa que la GD (58.30)

Si eso pasar habría aun menos GD. Incluso con el subsidio cruzado que se le está dando ahora hay 400 techos solares, cuando debería haber un millón.

Existen sabores de desacople: parcial, total. Capaz que te tengo que bajar la tasa. Baja el riesgo. Se baja la variabilidad de flujo para arriba o para abajo.

Son temas diferentes GD con EE. La Dx ahora si tiene incentivo a ampolletas led.

El desacople saca el desincentivo. Añadir incentivos a la EE (explícitos)

Esto viene asociado a un programa de EE con zanahoria y garrote.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

Nombre/iniciales: _____

PROBLEMAS FAMILIA A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos (EXPRESAR ACUERDO/DESACUERDO Y PRIORICE DEL 1 AL 10)

• **Áreas Típicas.**

12) Las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente y con la eficiencia correspondiente.

- a) Reconocer **diversidad de realidades** de empresas y zonas geográficas en términos de la relación costo-confiabilidad-tarifa. G1
- b) Desarrollar un **estudio tarifario para cada empresa** distribuidora.
- c) Introducir mejoras a la tarificación vía **áreas típicas** para reflejen **condiciones propias de las diversas aéreas**, más allá de la definición actual basada en densidad y costos medios, incluyendo **clima, nivelsocioeconómico, aislamiento**, u otras variables que condicionan el costo de suministro.
- d) No hay claridad de **criterios en cómo se definen las áreas típicas** y cómo las compañías van asignándose a cada una de ellas.
- e) **Abandonar** completamente la tarificación vía **áreas típicas**.

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

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

- a) Incorporar al **panel de expertos** en la definición de **diferencias y conflictos** en general.
- b) Desarrollar **paneles abiertos a clientes, empresas y al público** en general, y no solo al regulador (permitir que mini generadores, y otros potenciales actores intervengan).

14) Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan **posiciones diversas** entre la **autoridad** y las **empresas**.

- a) Permitir que el **panel de expertos dirima** entre el estudio de la CNE y el estudio de la Empresa.
- a) Encontrar una **nueva forma de levantar las incongruencias** entre el estudio de la CNE y la empresa.
- b) **Identificar** periodo a periodo las **diferencias** entre los estudios y **crear mecanismos** para que en el tiempo se regulen estas materias y no se presenten en periodos futuros.
- c) Cambiar la regulación para que sólo las **empresas realicen los estudios**, pero la **CNE** provea bases cada día más detalladas y **acompañe los estudios, revise, corrija y valide los resultados**.

7) Falta de **flexibilidad** de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una **tasa** que se vaya **adaptando** a las condiciones del **mercado**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “Visión y soluciones”
Grupo 2: “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a) Utilizar tasas diferenciadas para los distintos sectores del negocio de distribución.
 - b) Utilizar tasa basada en métodos estándares internacionales.
- 8) El **VAD** requiere **mejoras** en cuanto a la **profundidad**, **antecedentes** utilizados, **frecuencia** de desarrollo, etc.
- a) **Estudio tarifario** incompleto, sólo llega al VAD, debiera continuar para completar definición tarifaria.
 - b) Necesidad de realizar estudios previos al **estudio tarifario** que entreguen antecedentes al estudio (estudios de demanda, estimación de precios, curvas de carga, economías de ámbito) y hacerlos más públicos y desafiables.
 - c) Mejorar la **calidad**, **transparencia** y **validación** de los **datos** que se utilizan para realizar los estudios, permitiendo una **mayor fiscalización** de los datos.
 - d) **Estudio de costos debe ser más frecuente**. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.
 - e) Incorporar la **posibilidad de una revisión tarifaria** más pronta **para casos especiales** bajo ciertos criterios previamente definidos (cambios importantes en los supuestos).
- 9) El **VAD** no refleja el **costo real de inversión** en distribución.
- a) Incorporar la **inversión real** de la empresa al concepto de valor nuevo de reemplazo.
 - b) El mecanismo de tarificación vía **valor nuevo de reemplazo** a empresa modelo **sobre/subrenta cambios tecnológicos**.
- **Cuestionamientos y temas varios de tarificación.**
- 10) Falta de **flexibilidad de la tarificación**. El modelo regulatorio actual es bastante rígido, en lo normativo en general, y específicamente, en el esquema tarifario.
- a) La **rigidez de las tarifas** actuales puede impactar en la **calidad de servicio** al no permitir mover **carga de la punta**. G1
 - b) Desarrollar mecanismos de **financiamiento** a la **innovación** en calidad. G1
 - c) Mayor **flexibilidad** en el **modelo tarifario público-privado** para compartir redes con **municipalidades**. NP
 - d) Crea un **portafolio de tarifas** como en otros países. Este portafolio lo crea el regulador y el comercializador pueda proponer opciones tarifarias que luego son sometidas a una aprobación del regulador.
- 11) Se debe superar la falta o incongruencia de **criterios técnicos** para la tarificación.
- a) Establecer criterios claros para definir los **factores de coincidencia** y **las horas de uso** determinados por la CNE.
 - b) **Resolver la incongruencia AT-BT**. Existen diferencias entre tarifas BT y AT respecto de mediciones de potencia, armónicos y potencia reactiva.
 - c) Distinción entre **clientes libres** y **clientes regulados** **no está de acuerdo al entorno tecnológico** de la industria.
- 12) Falta avanzar en **equidad**, tanto en aspectos de **tarificación** como de **calidad**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “**Visión y soluciones**”
 Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- a) Incorporación de **todo el territorio** nacional en la **equidad tarifaria**, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
- b) Incorporación de la **equidad en calidad** como un **estándar mínimo** para todos los ciudadanos.
- 13) Falta identificar **criterios claros** que definan **hasta qué punto se deben socializar los costos de conexión** de PMGDs o generación residencial y hasta qué punto deben ser asumidos por los proyectos.
 - a) **Socializar en su totalidad los costos** de conexión de los PMGDs o de la generación residencial.
 - b) Los **costos de conexión** deben ser **asumidos en su totalidad por cada proyecto** (PMGDs o generación residencial).
 - c) Establecer **hasta qué punto es eficiente socializar** los costos de los PMGD o generación residencial y hasta qué punto es eficiente que sean asumidos por cada proyecto.

Comentarios adicionales :

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

PROBLEMAS FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO (EXPRESAR ACUERDO/DESACUERDO Y PRIORICE CONJUNTAMENTE FAMILIA B Y FAMILIA C DEL 1 AL 8)

- **Aporte a la remuneración de nuevos servicios e incentivos.**
- 2) Identificar **incentivos para viabilizar los cambios de paradigma** que experimentará el sector (que consiste en **separar** la remuneración de los “**fierros**” con la de los **servicios**).
 - a) Reconocimiento en **las tarifas de nuevas tecnologías** en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento).
 - b) La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para **la innovación** de las empresas distribuidoras ante nuevos desarrollos tecnológicos (flexibilidad tarifaria, **incentivos** a la innovación).
 - c) Desarrollo de un esquema de remuneración basado en el **performance** que entregue **los incentivos** que correspondan.
 - d) Desarrollo de un modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la **eficiencia energética, calidad**, etc.
 - e) Incorporación de **competencia vía benchmarking** entre distribuidoras en temas de eficiencia económica, calidad, innovación y eficiencia energética.
- 3) Metodología de la “**empresa modelo**” debe cambiar a una forma que **incluya nuevos servicios** que puede ofrecer la distribuidora.
- **Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.**
- 4) El **riesgo** de financiamiento de la **red** se **incrementa** si se **reduce** la **cantidad** de **energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y debido a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética**, etc.).
 - a) **Incorporar** el aporte de la **generación distribuida** a la **remuneración de las redes** de distribución incluyendo los servicios por los que debe pagar.
 - b) **Desacoplar** de las **ganancias** de la distribuidora y las **ventas de energía** (GD, eficiencia energética).

**PROBLEMAS FAMILIA C) TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO (VINCULADO AL GRUPO 4 LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO)
(EXPRESAR ACUERDO/DESACUERDO Y PRIORICE CONJUNTAMENTE FAMILIA B Y FAMILIA C DEL 1 AL 8)**

- **Medición y nuevos esquemas tarifarios**
- 5) **Se requieren nuevos esquemas tarifarios**, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar muchas más opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer **gestión de su demanda**.
 - a) El medidor del usuario residencial es muy simple, se debe avanzar hacia un medidor que permita medir por lo menos potencia y energía (para BT1). Se requiere **incorporar medidores más inteligentes**.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “**Visión y soluciones**”
 Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- b) **Inflexibilidad en las tarifas:** no existe el prepago que puede ser una solución para muchos consumidores.
 - c) Crear **portafolios de tarifas** propuestas por privados o el estado y validados por la autoridad.
 - d) Permitir que **cada agente defina libremente las tarifas que ofrece** para sus servicios.
 - e) Definir el **nivel de granularidad** de las **tarifas** para que las personas las entiendan.
- 6) Se debe establecer un **mercado de servicios energéticos** a nivel de distribución.
- a) Crear un **operador de mercado** (DSO).
 - b) Crear un **mercado descentralizado** que permita la transacción de servicios en forma libre entre los agentes.
 - c) Normar la **coordinación** entre los mercados de **distribución y transmisión**.
- **Nuevos agentes y sus servicios.**
- 7) Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.
- 8) Falta permitir la **agregación de demanda** sumado a la instauración de la figura del **comercializador** para que los consumidores distribuidos puedan negociar sus precios (Ej: retailers).
- 9) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan el **acceso al crédito a bajas tasas** de empresas que ofrezcan **nuevos servicios** en distribución.

Comentarios adicionales :

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “**Visión y soluciones**”
 Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

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

Nombre/ iniciales: _____

Problemas Familia A) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos (Desarrolle sus soluciones propuestas)

• **Área Típicas**

- 1) Las **áreas típicas** y la **empresa modelo** no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente y con la eficiencia correspondiente.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

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

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

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

- 3) Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan **posiciones diversas** entre la **autoridad** y las **empresas**

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

- 4) Falta de **flexibilidad** de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una **tasa** que se vaya **adaptando** a las condiciones del **mercado**.

| |
|--|
| |
|--|



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| |
|--|
| |
| |
| |
| |

- 5) El **VAD** requiere **mejoras** en cuanto a la **profundidad**, **antecedentes** utilizados, **frecuencia** de desarrollo, etc.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |

- 6) El **VAD** no refleja el **costo real de inversión** en distribución.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |

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

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

| |
|--|
| |
| |
| |
| |

- 8) Se debe superar la falta o incongruencia de **criterios técnicos** para la tarificación.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |

- 9) Falta avanzar en **equidad**, tanto en aspectos de **tarificación** como de **calidad**.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “**Visión y soluciones**”
 Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| |
|--|
| |
|--|

10) Falta identificar **criterios claros** que definan **hasta qué punto se debensocializar los costos de conexión** de PMGDs o generación residencial y hasta qué punto deben ser asumidos por los proyectos.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

Nombre/iniciales: _____

Problemas Familia B) Remuneración para la distribución del futuro (Desarrolle sus soluciones propuestas)

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

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

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

2) Metodología de la “**empresa modelo**” debe cambiar a una forma que **incluya nuevos servicios** que puede ofrecer la distribuidora.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

• **Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.**

3) El **riesgo** de financiamiento de la **red** se **incrementa** si se **reduce** la **cantidad de energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y debido a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética**, etc.).

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “**Visión y soluciones**”
 Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

| |
|--|
| |
|--|

Problemas Familia C) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado al Grupo 4 Los servicios de la red del futuro) (Desarrolle sus soluciones propuestas)

- **Medición y nuevos esquemas tarifarios**

- 4) **Se requieren nuevos esquemas tarifarios**, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar muchas más opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer **gestión de su demanda**.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

- 5) Se debe establecer un **mercado de servicios energéticos** a nivel de distribución.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

- **Nuevos agentes y sus servicios.**

- 6) Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |

- 7) Falta permitir la **agregación de demanda** sumado a la instauración de la figura del **comercializador** para que los consumidores distribuidos puedan negociar sus precios (Ej: retailers).

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 2: “**Visión y soluciones**”
Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



DOCUMENTO PRELIMINAR

- 8) Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan el **acceso al crédito a bajas tasas** de empresas que ofrezcan **nuevos servicios** en distribución.

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
 Taller 2: “**Visión y soluciones**”
 Grupo 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



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 2, es decir, tarificación, remuneración y financiamiento 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 2: “**Financiamiento de la red del futuro y su tarificación**”



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 2, ¿cuáles deberían ser los principales 3 **objetivos** de la nueva regulación?

Objetivo 1:

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |
| |
| |
| |
| |
| |

Objetivo 2:

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |
| |
| |
| |

Objetivo 3:

| |
|--|
| |
| |
| |
| |
| |
| |