



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC - CNE

Primer Taller Especializado: “Diagnóstico y problemas”

Miércoles 9 de noviembre de 2016, 14:00 hrs, Campus San Joaquín 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 18, 5 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: Hugh Rudnick	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 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	1
CAPÍTULO 1: CONTEXTO Y OBJETIVOS DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 1.....	3
1.1 CONTEXTO GENERAL, TALLERES ESPECIALIZADOS Y GRUPOS DE TRABAJO	3
1.1.1 <i>Etapas del trabajo de talleres y grupos de trabajo y sus temáticas</i>	4
1.2 ASISTENTES DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 1 DEL GRUPO 2	6
1.3 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DE TRABAJO DEL TALLER ESPECIALIZADO Nº 1 “DIAGNÓSTICO Y PROBLEMAS”	7
1.3.1 <i>Lista de problemas preliminar presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes de los talleres</i>	10
CAPÍTULO 2: NUEVOS PROBLEMAS APORTADOS POR LOS PARTICIPANTES	14
2.1 NUEVOS PROBLEMAS: DISCUSIÓN EN SALA MEDIANTE PAPELÓGRAFOS.....	15
2.1.1 <i>Subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez</i>	15
2.1.2 <i>Subgrupo liderado por Hugh Rundick</i>	17
2.2 NUEVOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO Nº1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS”	19
2.2.1 <i>Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia a) sobre problemas actuales de la tarificación</i>	21
2.2.2 <i>Incorporación de los nuevos aportes de los participantes a la familia b) y c) sobre remuneración para la distribución del futuro y tarifas y contratos entre agentes</i>	22
2.2.3 <i>Nuevos problemas aportados por los participantes del grupo 2 y no relacionados con la lista de problemas preliminares PUC</i>	23
CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS.....	25
3.1 VALIDACIÓN, PRIORIZACIÓN Y PRINCIPALES COMENTARIOS DE LOS PARTICIPANTES REALIZADOS EN SALA.....	25
3.1.1 <i>Subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez</i>	25
3.1.2 <i>Subgrupo liderado por Hugh Rudnick</i>	27
3.2 VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE LOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO Nº 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS”	29
3.2.1 <i>Priorización de la Familia a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica</i>	29
3.2.2 <i>Priorización de la Familia b) Remuneración para la distribución del futuro y c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro</i>	33
CAPÍTULO 4: ANEXOS.....	36
ANEXO A: NUEVOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO Nº1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS”	37
ANEXO B: COMENTARIOS ADICIONALES REALIZADOS POR EL FORMULARIO 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS”	54



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



ANEXO C: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS ANOTACIONES EN LOS PAPELÓGRAFOS EN CADA SUBGRUPO	58
.....	
PAPELÓGRAFOS SUBGRUPO HUGH RUDNICK.....	58
PAPELÓGRAFOS SUBGRUPO RODRIGO GUTIÉRREZ.....	58
ANEXO D: ACTA / TRANSCRIPCIÓN DE LA JORNADA TALLER ESPECIALIZADO Nº 1, GRUPO 2.....	60
ANEXO E: FORMULARIO 1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES	66
ANEXO F: FORMULARIO 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES.....	74
ANEXO G: ASOCIACIÓN O FUSIÓN DE LOS PROBLEMAS PRELIMINARES LEVANTADOS POR EL EQUIPO PUC	81
.....	
FAMILIA A) PROBLEMAS ACTUALES DE LA TARIFICACIÓN VÍA ÁREA TÍPICA – ALGUNOS CUESTIONAMIENTOS	81
FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO Y FAMILIA C) TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO.....	82

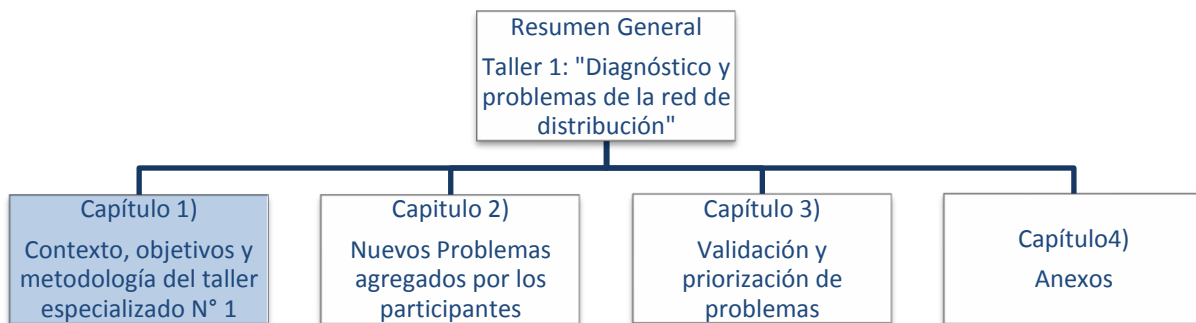


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



CAPÍTULO 1: CONTEXTO Y OBJETIVOS DEL TALLER ESPECIALIZADO N° 1

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N°1 que presenta el contexto en el cual se desarrollan los talleres especializados.



En este capítulo se presenta el contexto general de desarrollo del taller especializado N° 1 “Diagnóstico y problemas de la red de distribución”, los objetivos principales del taller, la metodología empleada en este taller y las principales temáticas abordadas por el **Grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”**.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



trabajo conformados, los coordinadores de dichos grupos y las principales temáticas tratadas en cada uno de ellos se presentan en la siguiente sección.

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

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

Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

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

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

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

Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución

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

Temáticas: En este grupo se abordan temáticas referidas a la expansión de la distribución: obsolescencia de redes, urbanización masiva; incorporación de nuevos esquemas de planificación, trazado, capacidad, equipamiento, readecuación, nuevas tecnologías, monitoreo, automatización, SCADAS de distribución, smart grids y micro grids, generación distribuida GD y cogeneración (CHP), la empresa digital, el Internet de las cosas, la medición inteligente, el consumo activo; costos y factibilidades de las nuevas tecnologías. También se discutirá en torno a calidad de servicio: confiabilidad, seguridad, calidad técnica; GD y CHP en la red y otras tecnologías de potencial impacto en la red; medición, registro, estadísticas, reporte,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



información y oportunidades de estandarización; interrupciones, compensaciones, trade off inversiones vs calidad; resiliencia frente a catástrofes naturales; interoperabilidad, uso de estándares.

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

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

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

Grupo 3: *Los modelos de negocio de la distribución*

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

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

Grupo 4: *Los servicios de la red del futuro*

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



El presente documento resume el trabajo del Taller Especializado N° 1 “Diagnóstico y problemas de la red de distribución” del Grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”

1.2 Asistentes del taller especializado N° 1 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 tratable pero igualmente diverso. **Los asistentes al taller especializado N°1 del Grupo N°2 sumaron 54 personas** y fueron las siguientes:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Lista de asistentes Taller N° 1 Grupo N° 2

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

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

El principal objetivo del Taller N°1 es completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas levantados por el equipo PUC del



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



seminario internacional realizado el 29 octubre de 2016 y otros talleres realizados por la Comisión Nacional de Energía. Los objetivos específicos son los siguientes:

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

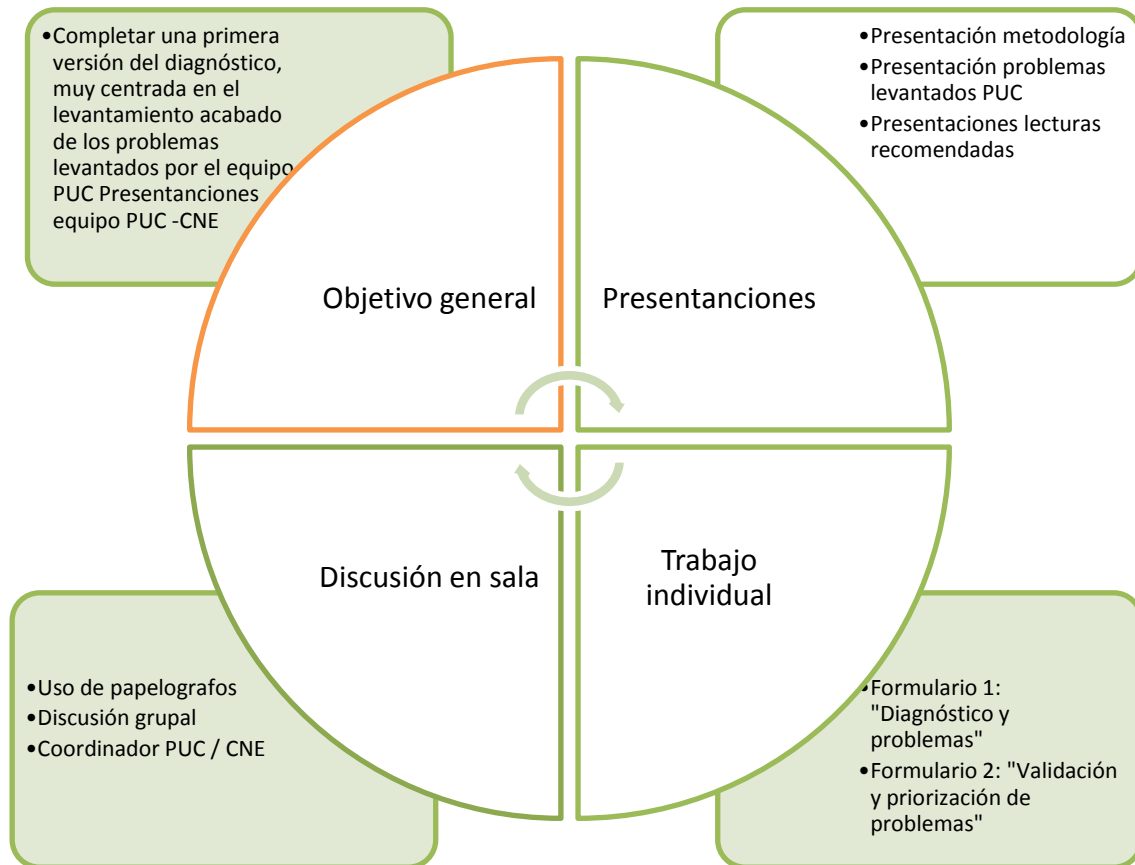
La metodología del taller especializado N° 1 que fue propuesta y desarrollada por el **profesor David Watts** y su equipo de trabajo incluye las siguientes dimensiones: presentaciones realizadas por el equipo PUC-CNE para motivar la discusión, trabajo individual de los participantes y discusión en sala. Estos aspectos se resumen en la siguiente figura:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



El Taller comienza con la presentación a los participantes de la metodología y la agenda. Luego se presenta a los participantes la lista de desafíos y problemas respecto del financiamiento de la red de distribución que ha levantado el equipo PUC utilizando los informes del Seminario internacional del 29 de septiembre, talleres anteriores organizados por la Comisión Nacional de Energía y otras instancias de discusión. Posteriormente comienza el trabajo individual para completar el **Formulario 1 "Identificación de problemas"** donde los participantes pueden agregar nuevos problemas que consideren que no se abordaron en el levantamiento realizado por el equipo PUC. En seguida, los participantes pasan a completar el **Formulario 2 "Validación y priorización de problemas"** donde deben indicar para cada problema, si están en acuerdo o desacuerdo y la prioridad que le asignan. Una vez terminado el trabajo individual los participantes se dividen en 2 grupos, cada uno de ellos liderado por un coordinador (**Rodrigo Gutiérrez y Hugh Rudnick**) para comentar, discutir y socializar los nuevos problemas detectados y las priorizaciones realizadas. Por último, el equipo PUC realiza una presentación más sobre lecturas recomendadas, invitando a leer a los participantes que quieran instruirse más en las temáticas tratadas por el grupo.



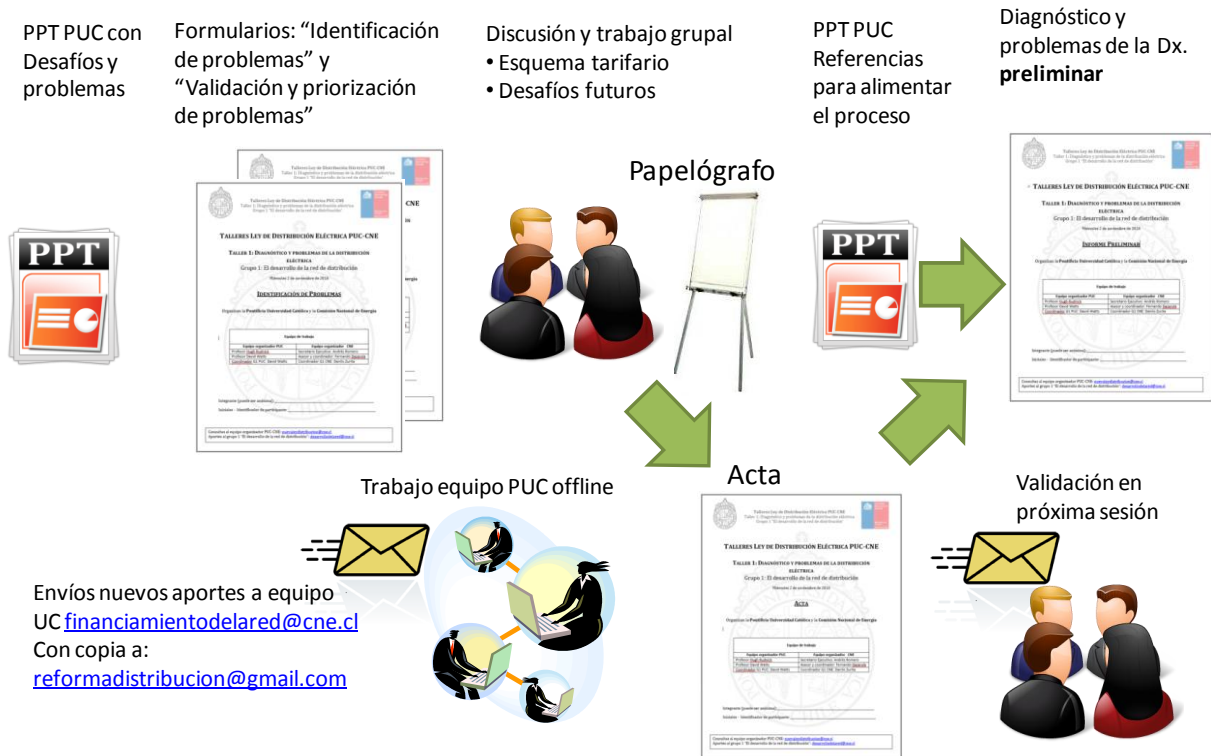
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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



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

1.3.1 LISTA DE PROBLEMAS PRELIMINAR PRESENTADA Y ENTREGADA POR EL EQUIPO PUC A LOS PARTICIPANTES DE LOS TALLERES

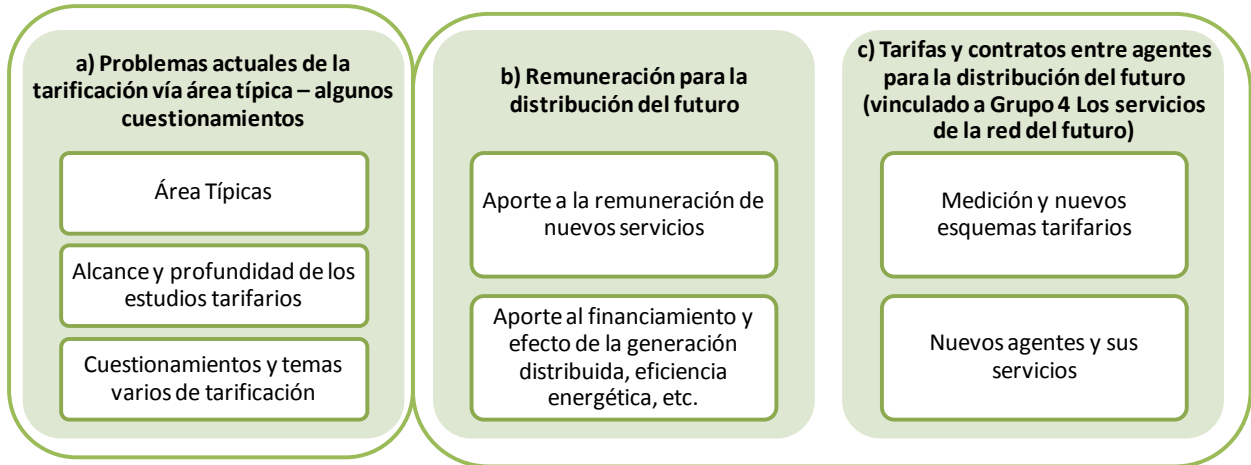
Utilizando instancias anteriores de discusión y socialización de los problemas de distribución como el Seminario internacional del 29 de septiembre y otros talleres internos, el equipo PUC realiza un levantamiento preliminar de problemas sobre el cual los participantes del taller trabajan definiendo nuevos problemas y priorizando los levantados por el equipo PUC. Los problemas levantados por el equipo PUC se agruparon, en el caso del **Grupo N° 2**, en las 3 familias siguientes: a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica, b) Remuneración para la distribución del futuro y c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro. Además se categorizaron los problemas en cada familia, tal como se presenta en la siguiente figura.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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

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

• Área Típicas

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

• Alcance y profundidad de los estudios tarifarios

4. **Estudio tarifario** incompleto, sólo llega al VAD, debiera continuar para completar definición tarifaria.
5. Necesidad de realizar estudios previos al **estudio tarifario** que entreguen antecedentes al estudio (definición precios, curvas de carga, economías de ámbito).
6. **Proceso de tarificación** debería estar acorde al actual **desarrollo institucional**: panel de expertos, **estudios tarifarios** público-privado. El panel de expertos no existía cuando se definió la tarificación de la distribución.
7. **Estudio de costos** más frecuente. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.
8. Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



9. Falta de flexibilidad de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una tasa que se vaya adaptando a las condiciones del mercado.
- **Cuestionamientos y temas varios de tarificación**
 10. Falta de criterios claros para definir los **factores de coincidencia y las horas de uso** determinados por la CNE.
 11. Falta de transparencia en la **información tarifaria** y de información en la boleta al usuario final.
 12. **Falta de congruencia AT-BT**. Existen diferencias entre tarifas BT y AT respecto de mediciones de potencia, armónicos y potencia reactiva.
 13. Falta la incorporación de todo el territorio nacional en la **equidad tarifaria**, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
 14. Falta de **flexibilidad de la tarificación**. El modelo regulatorio actual es bastante rígido, en lo normativo en general, y específicamente, en el esquema tarifario.
 15. Existe el desafío de mantener y mejorar la **eficiencia económica** del servicio de redes.
- b) Remuneración para la distribución del futuro**
 - Aporte a la remuneración de nuevos servicios e incentivos
 1. Identificar **incentivos para viabilizar** los cambios de paradigma que experimentará el sector.
 2. Reconocimiento en **las tarifas de nuevas tecnologías** en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento).
 3. Metodología de la “empresa modelo” debe cambiar a una forma que incluya **nuevos servicios** que puede ofrecer la distribuidora.
 4. Falta de un esquema de remuneración basado en el **performance** que entregue **los incentivos** que correspondan.
 5. La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para **la innovación de** las empresas distribuidoras ante nuevos desarrollos tecnológicos (flexibilidad tarifaria, **incentivos** a la innovación)
 - Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.
 6. Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la **eficiencia energética, calidad**, etc.
 7. Falta de incentivos a la **eficiencia energética** por parte de la distribuidora
 8. Aporte de la **generación distribuida** a la remuneración de las redes de distribución ¿Cuáles son los servicios por los que debe pagar?



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



9. **Riesgos** involucrados si se reduce universo de los que participan de la remuneración de las redes (**GD, eficiencia energética**, etc.).
10. Desacople de las ganancias de la distribuidora y las ventas de energía (GD, eficiencia energética)

c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado a Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)

- Medición y nuevos esquemas tarifarios
 11. El **medidor del usuario residencial** es muy simple, se debe avanzar hacia un medidor que permita medir por lo menos potencia y energía (para BT1).
 12. **Medición** inteligente
 13. **Inflexibilidad en las tarifas**: no existe el **prepago** que puede ser una solución para muchos consumidores
 14. **Nuevos esquemas tarifarios**, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer **gestión de su demanda**
- Nuevos agentes y sus servicios
 15. Habilitar o viabilizar la provisión de **nuevos servicios** en las redes de distribución y su remuneración
 16. Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor forma**. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.
 17. Definir la **coordinación** que debe existir entre los **agregadores**, sus clientes y la distribuidora (coordinación entre agentes)
 18. Identificación de **otras actividades en distribución** que podrían separarse y donde podría haber competencia (**comercialización**, eficiencia energética, **generación distribuida**, almacenamiento)
 19. La **agregación de demanda** para permitir que los consumidores distribuidos puedan negociar sus precios (Ej: retailers)
 20. Se debe definir si las distintas soluciones de **generación distribuida** pueden participar en **distintos mercados**, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real.



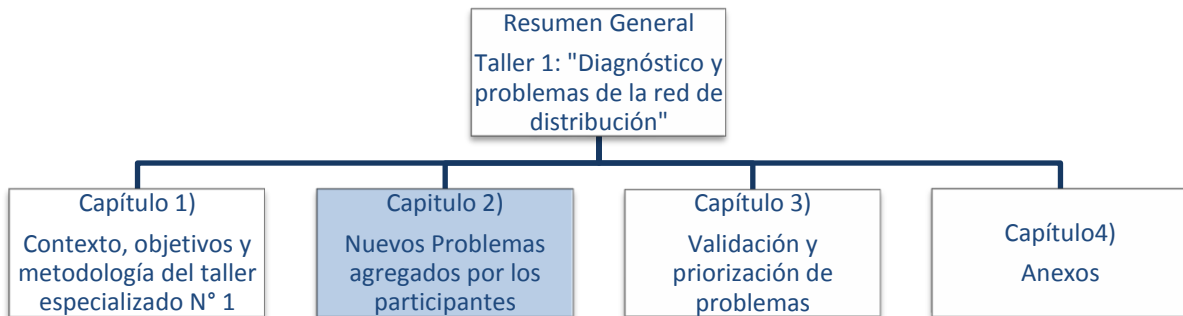
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



CAPÍTULO 2: NUEVOS PROBLEMAS APORTADOS POR LOS PARTICIPANTES

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el presente Capítulo que resume los nuevos problemas aportados por los participantes de ambos subgrupos.



Los nuevos problemas fueron solicitados inicialmente mediante el Formulario N° 1 “Identificación de problemas” y luego fueron discutidos en cada subgrupo, uno liderado por **Rodrigo Gutiérrez** de la CNE y otro por **Hugh Rudnick** de la PUC.



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

A continuación se explicitan los nuevos problemas identificados en los papelógrafos de cada subgrupo, y por lo tanto, los que se les dieron mayor importancia en la discusión.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



2.1 Nuevos problemas: discusión en sala mediante papelógrafos

Se presentan a continuación los nuevos problemas levantados mediante papelógrafos en la discusión en sala. Cada uno de los problemas que quedó plasmado en el papelógrafo se levanta en este informe y se relaciona con uno de los problemas preliminares ya levantados por el equipo PUC o se agrega como nuevo problema. Estos aportes realizados en sala serán complementados con los aportes individuales realizados mediante el Formulario N°1 “Identificación de problemas” que se resumen en la **sección 2.2 de este informe**.

2.1.1 SUBGRUPO LIDERADO POR RODRIGO GUTIÉRREZ

En este subgrupo quedaron registradas 18 nuevas temáticas que los participantes agregaron como nuevos problemas, 13 asociados a la familia a) sobre problemas actuales de la tarificación vía área típica y cinco nuevos problemas asociados a las familias b) y c) sobre remuneración de la distribución del futuro y tarifas u contratos entre agentes para la distribución del futuro. Algunos de estos problemas se utilizarán para reformular los problemas preliminares planteados por el equipo PUC y los más novedosos se agregarán a como nuevos problemas a dicha lista. En este último caso se identifica el problema **como un nuevo problema (NP)**. En caso de que el problema se utilice para reformular un problema levantado por el equipo PUC se indica el número de la lista de este último. A continuación se enuncian los problemas levantados en sala sobre la **familia a) problemas actuales de la tarificación vía área típica**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



- 1) Tarifa energizada. **(Familia b, 10)**
- 2) Incentivos calidad de servicio (hoy en día solo multas). **(Familia b, 6)**
- 3) Calificación de medidores como SSAA (propiedad del medidor). **(Familia b, 2)**
- 4) Eficiencia en distribución mirando externalidades en otros sistemas. **(NP)**
- 5) Estudio tarifario por empresa considerando geografía y calidad óptima para esa zona (idem chequeo de rentabilidad). **(2)**
- 6) Modelo tarifario debiera reconocer y diferenciar la cadena de valor (venta de energía, medición). **(4)**
- 7) Incentivos a la EE. **(Familia b, 7)**
- 8) Acceso a la información del medidor inteligente **(Familia c, 12)**.
- 9) Regulación debiera hacer una diferencia entre los distintos tipos de empresa (zona, tamaño, etc.). **(2)**
- 10) Incentivos a la innovación (actualmente muy corto plazo) **(Familia b, 5)**
- 11) Revisar montos de compensaciones. **(NP)**
- 12) Flexibilidad del modelo tarifario público-privado (municipalidades por ejemplo, servicio sanitario, municipalidad de Maipú) **(14)**
- 13) Fortalecer institucionalidad del modelo tarifario. **(6)**

-
- NUEVOS PROBLEMAS**
1. Tarifa energizada
 2. Incentivos calidad de servicio (hoy en día sólo multas)
 3. Calificación de medidores como SSAA (propiedad del medidor)
 4. Eficiencia en Dx mirando externalidades en otros sistemas
 5. Estudio tarifario por empresa, considerando geografía. Ídem chequeo de rentabilidad
 6. Modelo tarifario debiera reconocer y diferenciar la cadena de valor (venta de energía, medición)
 7. Incentivos a EE
 8. Acceso a la información del medidor inteligente
 9. Regulación debiera hacer una diferencia entre los distintos tipos de empresa (zonas, tamaño, etc.)
 10. Incentivos a la innovación (actualmente muy corto plazo) **R62**
 11. Revisar montos de compensaciones
 12. Flexibilidad modelo tarifario público-privado (municipalidades, por ejemplo servicio sanitario Municipalidad Maipú)
 13. Fortalecer institucionalidad del modelo tarifario

Dentro de estos 13 nuevos problemas propuestos por los participantes, se identificó 11 relacionados con problemas propuestos por la PUC, o que podrían ser un aporte para complementarlos, y 2 como problemas no considerados anteriormente. Es importante señalar que varios de los problemas indicados por los participantes sí se encontraban en la lista de problemas de las familias b) y c) que se verán a continuación.

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



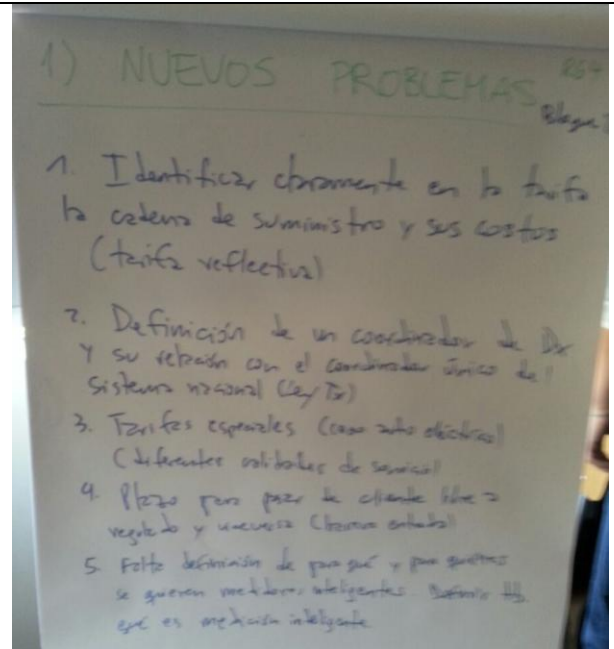
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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



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

2.1.2 SUBGRUPO LIDERADO POR HUGH RUNDICK

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

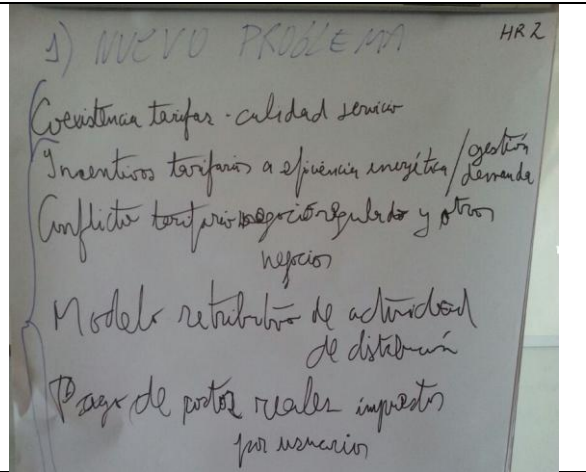


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



- 1) Coexistencia entre Tarifas-Calidad de servicio. **(6)**
- 2) Incentivo tarifarios para implementar eficiencia energética en distribuidoras **(7)**
- 3) Conflicto tarifario, negocio regulado y otros (Familia b,18)
- 4) Modelo retributivo de actividad de distribución. **(1)**
- 5) Pago de costos reales impuestos por usuarios. **(11)**



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

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

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

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

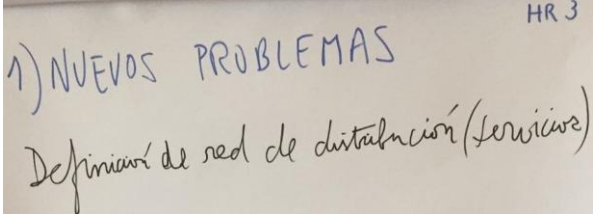
Sólo un nuevo problema se enunció por los participantes asociado a la familia b) y c) sobre remuneración del futuro y tarifas y contratos entre agentes, el cual quedó registrado en el papelógrafo y se enuncia a continuación:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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

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

2.2 Nuevos problemas: aportes individuales realizados mediante el formulario N°1 “Identificación de problemas”

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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

2.2.1 INCORPORACIÓN DE LOS NUEVOS APORTES DE LOS PARTICIPANTES A LA FAMILIA A) SOBRE PROBLEMAS ACTUALES DE LA TARIFICACIÓN

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

Dependiendo de la novedad del aporte realizado, cada problema aportado por los participantes es asociado con un problema previamente levantado o identificado como un nuevo problema. En el primer caso (problema asociado con uno previamente levantado) al final del título de cada nuevo problema se añade el número de identificación del problema previamente levantado por el equipo PUC. En caso que el problema sea completamente nuevo se agrega este se identifica en la Sección 2.2.3.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



11. Tasa costo capital (9: Flexibilidad de la tasa de costo de capital)
12. Complejidad de la tarifas (11: Transparencia en la información tarifaria)
13. Flexibilidad en modelo tarifario público-privado para compartir redes con municipalidades (14: Falta de flexibilidad de la tarificación)
14. Tarificación que asigne eficientemente los costos según causalidad pero que garantice un acceso equitativo a la energía (14-15: sobre flexibilidad de la tarificación y esquema tarifario)

2.2.2 INCORPORACIÓN DE LOS NUEVOS APORTES DE LOS PARTICIPANTES A LA FAMILIA B) Y C) SOBRE REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO Y TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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

2.2.3 NUEVOS PROBLEMAS APORTADOS POR LOS PARTICIPANTES DEL GRUPO 2 Y NO RELACIONADOS CON LA LISTA DE PROBLEMAS PRELIMINARES PUC

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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

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



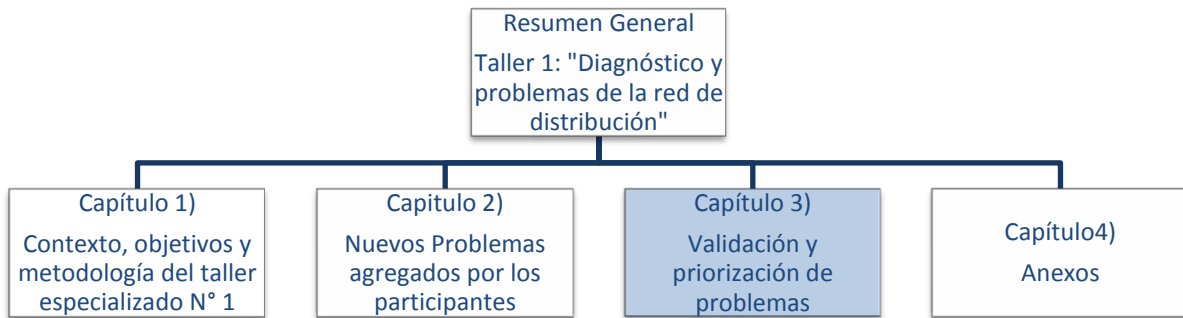
Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS

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



3.1 Validación, priorización y principales comentarios de los participantes realizados en sala

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

3.1.1 SUBGRUPO LIDERADO POR RODRIGO GUTIÉRREZ

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

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

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

El problema N°1 es el que recibe mayor priorización, con una suma de catorce votos dentro de sus primeras tres prioridades, con tres primeras prioridades, ocho segundas prioridades, y



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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

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

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

3.1.2 SUBGRUPO LIDERADO POR HUGH RUDNICK

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

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

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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

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

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

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

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

Respecto de los problemas asociados a la **familia b) y c) sobre remuneración para la distribución del futuro y tarifas y contratos entre agentes respectivamente, distribución** se destacan cuatro problemas que recibieron una alta votación de sus tres primeras prioridades. A continuación se enuncian los problemas y se describe los principales comentarios, si es que los hubo.

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

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

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

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

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

Por último, los problemas N°10 y N°18 que se recuerdan a continuación también recibieron una alta priorización en sala con votaciones entre sus primeras 3 prioridades de nueve votos (seis en primera prioridad, dos en segunda prioridad y una en tercera prioridad) y ocho votos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



(cuatro en primera prioridad, uno en segunda prioridad y tres en tercera prioridad) respectivamente.

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

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

3.2 Validación y priorización de los problemas: aportes individuales realizados mediante el Formulario N° 2 “Validación y priorización de problemas”

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

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

3.2.1 PRIORIZACIÓN DE LA FAMILIA A) PROBLEMAS ACTUALES DE LA TARIFICACIÓN VÍA ÁREA TÍPICA

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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

1. (P7) Estudio de costos más frecuente. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales.
2. (P13) Falta la incorporación de todo el territorio nacional en la equidad tarifaria, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua).
3. (P11) Falta de transparencia en la información tarifaria y de información en la boleta al usuario final.

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



3.2.2 PRIORIZACIÓN DE LA FAMILIA B) REMUNERACIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO Y C) TARIFAS Y CONTRATOS ENTRE AGENTES PARA LA DISTRIBUCIÓN DEL FUTURO

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

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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



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

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

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



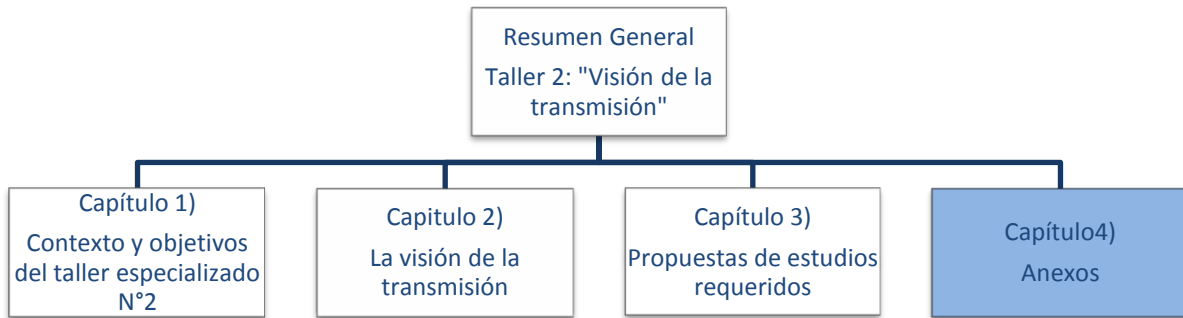
Problemas de financiamiento de la red y su tarificación							
b) Remuneración para la distribución del futuro c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado a Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)							
	1era	2da	3ra	4ta	5ta	Suma	
6.- Falta de modelo tarifario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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



CAPÍTULO 4: ANEXOS





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



ANEXO A: NUEVOS PROBLEMAS: APORTES INDIVIDUALES REALIZADOS MEDIANTE EL FORMULARIO N°1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS”

Título: Reconocer las realidades y calidades de servicio adecuada para cada zona [sin prioridad]

Actualmente se define una calidad para las áreas urbanas y se relaja para las áreas más rurales, pero no existen estudios de cuál debería ser la calidad óptima y la disposición a pagar en zonas más rurales y aisladas.

Hoy existen índices de continuidad para áreas urbanas y rural1 y rural 2, pero no hay estudios que busquen determinar cuál es el óptimo técnico-económico en cada caso. Similar para los límites de producto técnico. Pueden existir zonas donde cumplir sea muy caro y no sea necesarios para los usuarios.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, Efectos geográficos.

Título: Estudio tarifario por cada empresa [1]

Modelo de área típica y chequeo rentabilidad por industria no permite recoger efectivamente los costos del VAD de cada empresa. Calificar a la empresa según el nivel de servicio.

Considerar la coherencia geográfica dentro de la empresa (evitar “inventos” de empresas que unifican sectores muy lejanos). Rentabilidad anual. Nivel de servicio entregado en el transporte (continuidad). En el futuro incorporar exigencias, red que soporte PMGD, Generación distribuida eficiencia energética, sustentabilidad (huella de carbono y otros).

Relación con temáticas del grupo:

Título: Reconocer la realidad de las distintas distribuidoras (tamaño, ruralidad, etc.) [2]

Las cooperativas distribuidoras son muy distintas en cuanto a tamaño, ruralidad y forma de atender a sus clientes, lo que no es reconocido en la regulación, causando a nuestro juicio ineficiencias.

Como tarificación no adecuada y exigencias de información para el regulador y fiscalizador que son caras de cumplir, y que sin embargo no se traducen en mejoras de servicio para los usuarios. Debería reconocerse una realidad distinta para su regulación.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, economías de ámbitos, efectos geográficos.

Título: Mejorar criterios para clarificación de áreas típicas [3]

Actualmente la clasificación resulta algo arbitraria y puede ocasionar distorsiones importantes.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, VAD

Título: Mejorar la fiscalización de los datos con el que el regulador realiza estudios [sin prioridad]

La calidad de los datos que las empresas entregan no siempre es la mejor, especialmente de empresas pequeñas. Es importante discutir mejoras en la fiscalización de los datos entregados. También en la necesidad de estudios que entreguen información que no necesariamente tienen las empresas (ejemplo: demanda horaria)

Relación con temáticas del grupo:

Título: Revisión tarifaria en casos especiales (calificados) [3]

Entre procesos (4 años) podrían darse situaciones que amerite una revisión, ya sea por eventos externos que hayan afectado los supuestos (basales) del último proceso (caída dda/ evento catastrófico sobre infraestructura) / cambio NT radial/ subsidio/ política de estado/hurto. Etc.)

Relación con temáticas del grupo:

Título: Mecanismo de tarificación vía valor nuevo de reemplazo a empresa modelo sobre/ sub renta cambios tecnológicos [1]

Variación en el precio de los commodities, en los costos de mano de obra/terrenos/insumos, así como penetración de generación distribuida, implican que no se vaya pagando por el costo incurrido.

Probablemente tanto para el regulador como para la inversionista sería deseable que se le remunerara con certezas e lugar de estar sujeto a volatilidades extrínsecas a su capacidad de gestión.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Falta incentivos para eficiencia energética [sin prioridad]

Empresas distribuidoras no tiene incentivos para disminuir consumos o eficiencia energética. Clientes mientras más consumen empresa distribuidora más genera ganancias.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Asimetrías de información entre Empresas Distribuidoras/Cliente/A. Cliente /Autoridad [sin prioridad]

Información de consumos de clientes son usados por empresas generadoras del grupo dificultando entrada de suministradores más eficientes.

Empresas de distribución usa información de clientes para ofrecer productos que no son propios de su mandato público



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Relación con temáticas del grupo:

Título: Abusar de posición dominante por parte de la empresa distribuidora [sin prioridad]

Distribuidora no cumple plazos de conexiones y no tiene incentivos a ayudar clientes.

1.- El cliente no entiende cómo funciona la electricidad. 2.- Instalador no tiene incentivos para hacer instalación óptima que solucione problema del cliente. 3.- Empresa distribuidora pone estándares técnicos arbitrarios y no cumple plazos.

Relación con temáticas del grupo:

Título: VAD no refleja real costo de inversión [sin prioridad]

1.- Valor nuevo de reposición no refleja costo medio de inversión. 2.- Tasa de descuento UF+10% no refleja real riesgo(bajo) del negocio de Dx.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Dificultad de acceso a redes de Dx. [sin prioridad]

Relación con temáticas del grupo:

Título: Falta de integración de las componentes desde la generación hasta la distribución en la tarificación [sin prioridad]

Actualmente se generan cobros por separado desde la generación, transmisión y distribución, dejando poca claridad sobre lo que compone efectivamente la tarificación.

Si una entidad idealmente la distribuidora maneja los costos de generación, transmisión para traspasarlos de manera directa, clara y transparente al usuario, se podría facilitar la incorporación del netbilling, ya que los auto-generadores no usarían infraestructura y se les puede evitar el cobro al usuario por no usarlo (con medidores inteligentes).

Relación con temáticas del grupo:

Título: Falta de incentivos a la eficiencia energética por parte del usuario final [sin prioridad]

No se proponen incentivos para que el usuario final desarrolle un uso consciente y eficiente de la energía de forma de tratar de reducirlo en el día a día.

El esquema de tarificación actual fijo a todo horario y con cobros extras por consumo doble, el promedio no plantea el incentivo a reducir el consumo eléctrico, ya que el costo marginal al usuario es prácticamente constante a través del uso. Si hubiese una tarificación con estructura de costo marginal creciente se incentivaría a tratar de usar la menor cantidad de energía posible, ya que cada unidad adicional sería más costosa.

Relación con temáticas del grupo:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título: Falta de gestión tarifaria para manejar la demanda [sin prioridad]

Similar al anterior, el esquema de tarificación fijo no permite gestionar y suavizar la demanda durante el día con el fin de trasladar consumos a horarios más económicos.

Si se cobra por tarifa fija, no se puede gestionar la demanda de tal modo que las personas adecuen su comportamiento de uso de forma que utilicen artefactos más gastadores en los horarios que la energía es más barata

Relación con temáticas del grupo:

Título: Acceso a medidores [4]

En la actualidad los medidores son manejados por las distribuidoras por lo que de existir cambio de suministrador debe cambiarse.

Buscar independizar la medida de tarificación.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Flexibilizar acceso a suministradores [sin prioridad]

Hoy se necesitan 12 meses para cambiar de tipo de cliente, debería flexibilizar el plazo para dar mayor competencia y hacer atractivas las ofertas.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Nuevo modelo de tarificación para desafíos del futuro [1]

Los desafíos actuales y futuros de la distribución no son abordados adecuadamente por el actual esquema de tarifas, por lo que se requiere un nuevo modelo que incentive a a) mejorar calidad b) innovar c) promover nuevas tecnologías y servicios.

Por ejemplo, las empresas de referencia no logran representar adecuadamente al resto de las empresas de la misma área, lo que no genera incentivos a invertir en mejoras de la calidad de servicio e innovaciones que respondan a los cambios del entorno.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Coherencia entre política energética, tarificación y fiscalización [2]

Es necesario asegurar que la tarificación contribuya a conseguir los objetivos de la política energética y que los criterios de fiscalización sean coherentes con aquellos considerados en la determinación de tarifas.

A modo de ejemplo, el esquema tarifario actual no entrega los incentivos para mejorar la calidad de servicio con la prontitud planteada en escenarios energéticos. Por otra parte, las exigencias de calidad de la SEC son mayores a las contenidas en la tarificación: robustez de redes, frecuencia de actividades de operación y mantenimiento.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Relación con temáticas del grupo:

Título: Tasa costo capital [sin prioridad]

Yo estaría de acuerdo con mantener tasa del 10% si las AFP pudieran tomar mayor participación de la propiedad de monopolios naturales regulados.

1.- La tarificación por VAD es un depósito a plazo con tasa del 10% que como inversionista no tenemos acceso. 2.- ¿Por qué una compañía tiene acceso a un depósito a plazo con tasa 10%?

Relación con temáticas del grupo:

Título: La cuenta final al usuario final no le interesa para eso está la SEC que fiscalice [4]

El punto a.11 indica que tarifa es compleja; coincido con el papel del sitio web con tarifas de la forma:
1.-energía: paga la fuente 2.- distribución: paga los fierros 3.- servicios: remunera adicionales

Relación con temáticas del grupo:

Título: ¿Importa mantener eficiencia? [sin prioridad]

En el 2003 nadie pensaba pagar \$700.000 CLP por un teléfono celular cuando existían los Nokia ladrillo, en esa industria las economías de escala y la eficiencia es prioridad. Hoy no se utiliza ni el 10% de la capacidad de un Smartphone (es ineficiente) pero todos lo quieren.

Propongo mirar al cliente: ¿Qué busca? 1.- bajar la cuenta en general (se logra con las licitaciones grandes) 2.- que no se corte el servicio (que se logra con respaldos y servicios). ¿Novedad? En todo servicio y producto su precio depende de lo que se ofrece y si su valor percibido es mucho mayor al costo, el producto subirá de precio mientras evoluciona el servicio que entrega: luego la mirada de eficiencia no debe ser tan estricta para que permita innovar. En este sentido coincido con el método $RPI \pm X$. Como siempre lo que deja es el mix: cost plus-empresa modelo >c/ trazado-RPI-X.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Tarifa en línea e incentivos correctos de desempeño [1]

Me parece impensable que al 2030 no tengamos tarifa en línea y una aplicación que nos diga fácilmente cuanto sube si nos pasamos a subterráneo, si el sistema, de protecciones pasa a digital, ¿si queremos inyectar? ¿Si agregamos auto?

Tiene que estar en línea y ser consecuente con el plan regulador. Notar que en el desarrollo comunal (cada 4 años) se debe estudiar el upgrade de la red ya sea en fierros y servicios afectando la remuneración de fierros, DA o servicios; SAi donde las tarifas son de la forma: Tfinal:-E energía base - Dx fierros Sx servicios de la red

Relación con temáticas del grupo:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título: Propiedad de empalmes y medidores [3]

La propiedad mixta (empresa/ cliente) de empalmes y medidores limita el desarrollo de servicios que se prevén para el futuro.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Estudiar eficiencia de Dx considerando al resto del sistema eléctrico(Gx-Tx) [sin prioridad]

La empresa modelo solo contempla solucionar eficientes “mirando” el segmento de la distribución y no las externalidades, que pudiera generar una solución en el resto del sistema eléctrico en caso que en el segmento de distribución no sea más eficiente

Un ejemplo poder ser la consideración de baterías o equipos de respaldo(Gx) que eviten la construcción de redes de transmisión.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Medidores Calificados como SSAA (igualmente empalmes) [sin prioridad]

Medidores deben ser un activo de la red de distribución y remunerarse como tal, y no como un servicio asociado a la distribución.

Existe un problema de dualidad en la propiedad de los equipos de medida, lo que no permite efectuar gestiones de la distribución sobre equipos de propiedad del cliente. Adicionalmente, remunerar el equipo mediante una tarifa de arriendo resulta en un contra sentido cuando se trata de un elemento que debiese formar parte de los activos del VNR de distribución y también del VAD. Considerar que la inversión en medidores no es solo incrementar el valor de los activos si no también generar eficiencia.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Incentivar calidad de servicio [sin prioridad]

Regulación vigente sólo contempla multar por incumplimiento, pero no incentiva al sobrecumplimiento normativo, lo que no incentiva a invertir para cumplimiento acelerado de expectativas de calidad de la estrategia 2050.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Garantías de remuneración de activos de distribución (tarifa energizada) [sin prioridad]

El modelo de remuneración mediante el cobro de una tarifa energizada es muy sensible a las fluctuaciones de demanda y ante contracciones de demanda no se logra **tin.** empresa.

Título: Propiedad del medidor [1]



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Para tener un sistema más flexible, se requiere que los medidores sean de propiedad de la compañía. Esto permitiría la incorporación de Smart-metering y avanzar a ciudades más inteligentes.

Título: Mejoras asociadas a calidad de servicio, nuevos esquemas tarifarios [2]

Título: Modelo tarifario no considera la perspectiva del valor para el cliente final [2]

¿Qué valor agrega la red de distribución? Continuidad, servicio en HP, acceso a la red eficiente, incorporación de inyecciones, entre otros. Hoy solo espera remunerar a un inversionista.

Considerar de manera separada el servicio de medición y lectura de la entrega de suministro. La empresa distribuidora transporta la energía de diversos agentes y cobra a usuarios por su transporte eficiente. La distribuidora o un tercero se hace cargo de medir lo consumido o lo inyectado. La distribuidora o un comercializador recauda y distribuye a los que generaron valor (Generadores, transportadores, medidores, otros).

Título: Incorporar la inversión real de la empresa al concepto de valor nuevo de reemplazo [sin prioridad]

Las inversiones no conversan con el VNR reconocido. Incorporar parámetros que den cuenta de redes aportadas por inmobiliarias o de redes subterráneas ya incorporadas hace muchos años.

¿Concesión a 30 años y luego volver a asignar un concesionario?

Título: Pliegos Tarifarios complejos y obsoletos [sin prioridad]

Menos tarifas y en base a medición HP. Separar energía de potencia (UDD). Identificar otros servicios promoviendo mayor competencia.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Desacoplar los ingresos de la distribuidora [sin prioridad]

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

Relación con temáticas del grupo:

Título: Permitir la entrada a tarifas para consumos específicos (ejemplo: autos eléctricos) [sin prioridad]

Existen consumos especiales que pueden ser abastecidos con otra CS. La entrada masiva podría convenir otras tarifas especiales.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Relación con temáticas del grupo:

Título: Tarificación que asigne eficientemente los costos según causalidad pero que garantice un acceso equitativo a la energía [2]

El esquema tarifario actual no entrega señales de eficiencia a los clientes. Así mismo, esta construcción bajo supuestos que comienzan a ser obsoleto y no refleja a cabalidad los servicios que la Dx entrega.

La incorporación de prosumidores pone en evidencia que la tarifa volumétrica ya no es efectiva para financiar la distribución. Los clientes, sobre todo aquellos con capacidad de gestionar su consumo o autoabastecerse (respondiendo a señales de precio) debieran pagar por los servicios que reciben de la red. Por otra parte, no hay que perder de vista los clientes inelásticos y de escasos recursos que se verían muy perjudicados al exponerse a señales de precio potentes.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, equidad tarifaria

Título: Incentivos fuertes a la distribución para buscar soluciones innovadoras y económicamente eficientes en el largo plazo [1]

Es posible que existan alternativas distintas a instalar más infraestructura, pero que requieran de innovación, inversión y paybacks altos por lo que finalmente no se concretan.

Es necesario establecer un esquema de remuneración que entregue fuertes incentivos a las compañías eléctricas a innovar, entendiéndose como buscar soluciones alternativas a instalar fierros. En esta, la distribución deberá asociarse con nuevos actores como ESCOS, generadores, etc. Lo que permitiría que la red condicione a una más inteligente y apta para recursos distribuidos.

Relación con temáticas del grupo: Costos asociados a automatización, agregación de demanda, aporte de financiamiento de generación distribuida.

Título: Medición Inteligente [sin prioridad]

Medidores digitales ¿para qué? ¿quienes?

Es necesario estudiar con detenimiento de medidores digitales. Los medidores serán una pieza fundamental para habilitar futuras funcionalidades de la red, por lo que hay que pensar con miras al futuro. También es necesario estudiar donde se es eficiente cambiar medidores y que los beneficios del cambio sean percibidos por el cliente final.

Relación con temáticas del grupo: Nuevos esquemas tarifarios AT y BT, costos asociados a automatización, medición inteligente, agregación de demanda.

Título: Remuneración por demanda [1]

El esquema de remuneración de las distribuidoras es un precio por la demanda de los clientes finales. Es un escenario como el de hoy, en el cual la demanda está en torno a un 0% de crecimiento, le agrega mucho riesgo a la remuneración. Además, en un futuro se prevé una red dinámica donde la



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



incorporación de agentes generadores distribuidos en la red podrían disminuir en gran medida la remuneración de la distribución.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Calidad de servicio [2]

La normativa es insuficiente para los requerimientos actuales de la sociedad. El esquema de remuneración solo considera hasta la normativa.

Hoy en día, los planes de mejoras de calidad, y que sirven para superar los índices de calidad de la normativa no son considerados en la empresa modelo. Creo que hay dos formas de mejorar temas de calidad: mejorando la normativa y haciéndola exigente e incorporando incentivos vía tarifa. Para lo anterior se realiza en consideración que el plan de calidad es el más eficiente económicamente

Relación con temáticas del grupo:

Título: Alcances de la distribución (empalme y medidores) [3]

La distribución limita en el punto de conexión de la red con el empalme. La distribución debería llegar hasta el medidor.

La distribuidora debe hacerse cargo implícitamente del mantenimiento de empalmes y medidores. Una opción es que la Dx sea propietaria hasta el medidor y que estos sean remunerados vía tarifa y que dejen de ser un SSAA

Relación con temáticas del grupo:

Título: Definición clara del negocio regulado y el no regulado en distribución [sin prioridad]

Las distribuidoras prestan servicios regulados (por ejemplo: uso de redes) y no regulados (por ejemplo: comercialización de energía o venta de equipos). Como asegurar que los costos de cada negocio estén correctamente imputados.

No existe una separación clara al interior de las distribuidoras de los costos asociados a cada servicio. La distribuidora no debería prestar servicio no regulados a través del mismo RUT.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Incentivo para aplicar eficiencia energética [sin prioridad]

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

Debe existir un incentivo para que la distribuidora implemente eficiencia energética.

Relación con temáticas del grupo:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título: Distinción entre clientes libres y regulados no es acorde al entorno tecnológico de la industria [2]

Los clientes no debieran ser catalogados como libre/regulado. El sistema tarifario debiera depender de la demanda por hora y estar compuesto por bloques de demanda donde a mayor consumo proporcional y tarifa.

Tal como ocurre en USA el mecanismo anterior prometería una mayor gestión de la demanda por parte de la empresa, además incentivar la eficiencia energética. Un sistema con bloques prometería además un incentivo adicional a los clientes de contar con sistema de cogeneración impulsando la GD.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Incentivar el uso de energías limpias bajo el modelo de generación distribuida [1]

Hoy no existen mecanismo de tarificación y otros que permitan la aparición y desarrollo de empresas que se dediquen a la generación distribuida.

Un estudio de Stanford muestra que la matriz energética **Caleno** debiera tender a que el 12-15% provenga de generación distribuida. Para eso es fundamental el surgimiento de empresas que se dediquen a la venta de energía bajo el modelo de generación distribuida. Esta es la única manera de lograr crecimiento explosivo de esta industria.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Consistencia entre la tarificación y la calidad de servicio [sin prioridad]

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

Relación con temáticas del grupo:

Título: Mecanismos de recaudación y sustentabilidad del negocio v/s política [1]

Es sabido que en zonas rurales los costos medios pueden ser altos, justo en las **moles** resulta contraproducente pasar esos costos (tarifas altas) cuando muchas veces en esos mismos lugares donde hay problemas sociales o de **impuestos**.

Lo anterior no se hace muy evidente hoy, dado que puede haber un subsidio sumergido entre empresas distintas, pero pertenecientes a un mismo grupo empresarial.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Coherencia entre exigencias de la NT y reconocimiento tarifario [2]

Exigencias claras, coordinación regulador y fiscalizado, consideración en la tarificación.

Definiciones poco claras no permiten su modelación e incluso diferencias en la interpretación de su cumplimiento sin necesidad de que se aseguren los recursos necesarios para su implementación.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



Relación con temáticas del grupo:

Título: Regulación centrada en la coordinación necesaria a nivel de Dx [4]

A la red se conectarían distintos usuarios, equipos y se requeriría de una mayor coordinación en pos de la seguridad en la red y con las personas. Se requerirían medidas de certificación de equipos, auditorías, fiscalización y coordinación en operación y mantenimiento.

A propósito: ¿Cuál es la frontera Empalme/medidor/ red interior? ¿Cómo afectaría el derecho de propiedad? ¿responsabilidad? Definición clara de los servicios/ usuarios/obligaciones y derechos que en cada caso correspondan.

Relación con temáticas del grupo:

Título: La remuneración/ Tarificación se debe enfocar solamente en el VAD de Dx [1]

Los estudios tarifarios de Dx, deben calcular el valor del servicio de distribución. Con esto, se remunera solamente los “fierros” sin existir ganancia.

Escondida, por comercialización. Lo anterior, se crea el espacio para la figura de comercializador, el cual debe saber de forma clara el VAD que debe considerar para cada cliente.

Relación con temáticas del grupo: VAD

Título: Flexibilidad en modelo tarifario público-privado para compartir redes con municipalidades [1]

En el futuro puede ser que las propias municipalidades puedan distribuir la electricidad en sus vecinos. Se debe explicitar cómo será la relación en términos tarifarios con las empresas.

Tal como sucede en varias comunas de países europeos ellas mismas generan, transmiten y distribuyen la electricidad. En Chile se podría proponer un modelo similar, por tanto, es relevante hoy comenzar a mirar cómo será esa regulación.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Falta de incentivos en la regulación (y por tanto en el cliente final) para gestionar la demanda [2]

Gestionar la demanda y por tanto aplanar la curva de carga puede significar eficiencias que hoy (y sobretodo en el futuro) se están desaprovechando.

Falta (y faltarían en mayor medida) incentivos a: - aplanar curva de carga – proveer servicios complementarios (por ejemplo: almacenamiento) – reducir consumo (eficiencia).

Relación con temáticas del grupo:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título: Mecanismo de tarificación implica presencia de subsidios cruzados entre tarifas y no refleja costos reales [3]

La tarificación actual no implica que cada agente pague por el costo real/ efectivo que impone al usar la red.

Lo anterior puede implicar que usuarios subsidien a otros en mecanismo regresivos.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Ingresos de las distribuidoras en función del volumen de ventas [1]

Desincentivo de empresas distribuidoras a implementación de eficiencia energética, net billing, o cualquier plan asociado a la disminución del consumo de energía de los clientes, debido a que sus ingresos son directamente proporcionales al volumen de ventas.

Distribuidos como transportista (arriendo de activos) podría recibir ingresos en función de dichos activos. Separar servicios por uso/ necesidad de la red del resto de servicios, especialmente los no monopólicos.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria

Título: Rentabilidad empresas distribuidoras [2]

Normativa actual exige revisión de rentabilidad del grupo de empresas distribuidoras, que esta rentabilidad esté en una banda, lo que deja a las rentabilidades particulares fuera de estos rangos.

Chequeo de rentabilidad asegura rentabilidad de empresas más grandes solamente, dejando a varias distribuidoras con rentabilidades fuera del rango que asegura la ley

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria

Título: Inversiones asociadas a calidad de suministro [4]

No hay reconocimiento de las inversiones que se realizan en la red para mejorar la calidad de suministro.

Estudios tarifarios se realizan en condiciones “ideales” o no alcanzan a simular las operaciones o características que enfrenta la empresa red, por lo que no contienen inversiones para mejorar la calidad, si no que cumplen el estándar exigido en el momento en que se realizan.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Propiedad de medidores [3]

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Actualmente la mayor dificultad para el reemplazo de medidores es que el cliente se niega a permitir el cambio (existe la creencia que los nuevos medidores miden más – campañas de educación).

Relación con temáticas del grupo:

Título: Existe un desafío en implementar los costos reales a internalizar externalidades en la tarifa [1]

La tarifa no debería ser la herramienta que corrige la distribución del ingreso. La tarifa debería representar el costo de llevar la energía de A a B. los subsidios cruzados solo introducen ruido.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Complejidad del sistema tarifario [5]

El sistema actual y eventualmente el sistema planteado puede ser muy complejo y por lo tanto el ser “transparente” puede ser confuso.

La “simpleza” es un atributo esencial de cualquier formulario, sin dicho atributo la transparencia lleva a solo confusión.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Estudio de demanda para determinación VAD [sin prioridad]

Se debería separar del estudio VAD determinación de demande del diseño para darle mejor prioridad a su determinación.

Debería considerar análisis muestral de los clientes para determinar factores de diversidad y coincidencia representativos y definición de demanda de diseño agregada **según plano** a utilizar en el estudio VAD

Relación con temáticas del grupo:

Título: Desacople ingreso-energía [sin prioridad]

Para evitar el incentivo a incrementar el consumo y se puede incentivar el uso óptimo de las instalaciones.

Permite el incumbente con mayor conocimiento del mercado, poder definir estrategias de EE.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Revisar monto de compensaciones por calidad de servicio [sin prioridad]

En la ley de transmisión se modificaron los montos de compensaciones para el segmento de generación y transmisión. Se comentó que más adelante se revisarían los montos para distribución.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



Las fallas asociadas a distribuidoras son en gran porcentaje, mayor a TX y Gx. Por lo que existe una mayor oportunidad de mejorar.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Propiedad del medidor y acceso abierto a los datos [sin prioridad]

Para efectos que los clientes puedan acceder a suministro con otros suministradores de distinto a las distribuidoras, es necesario poder acceder a la información sin barreras por parte de la distribuidora.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Flexibilización para el cambio de los clientes a régimen libre o regulado [sin prioridad]

Hoy existe un plazo de 12 meses para que un cliente regulado se cambie a libre. Esto genera barreras de entrada. Reducir el plazo para el cambio.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Fiscalización del valor nuevo reemplazo [sin prioridad]

Falta una fiscalización al VNR, genera distorsiones de este valor.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Chequeo de rentabilidad [sin prioridad]

Distorsión de precios debido a la realización de un chequeo de toda la industria

Relación con temáticas del grupo:

Título: Institucionalidad fiscalizadora [sin prioridad]

Limitarías capacidades.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Segmentar las realidades de las distintas zonas de distribución: urbanas y rurales [1]

Se debería definir parámetros de continuidad y requerimientos de los servicios que requieren los usuarios, para las distintas zonas geográficas del país.

Por ejemplo, un cliente o usuario del sector rural, es más importante priorizar una tarifa más económica que tener una desconexión en las horas de interrupciones anuales establecidas. En los sectores rurales tener redes eléctricas inteligentes puede ser muy costoso para el sistema y sin una demanda de servicios complementarios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, economías de ámbito, efectos geográficos.

Título: Que las tarifas tengan incentivos por la calidad de servicio a los usuarios o por eficiencia energética [2]

En la medida que una distribuidora este por sobre los estándares establecidos, genere premios con el objeto de premiar los esfuerzos adicionales que está realizando.

Lo mismo a lo anterior, debería ser el tema de los resultados que esta tenga en lograr mayor eficiencia energética entre sus usuarios.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, regulación por incentivos, regulación por resultados.

Título: Que la regulación en el área de distribución sea ad-hoc al comportamiento de las distribuidoras [3]

No hay contenido

Relación con temáticas del grupo:

Título: Permanencia de la equidad tarifaria [2]

Una vez que una comuna sea beneficiaria de RGL+ o RGL, sería muy reprochable y cuestionado quitar el subsidio en caso que su generación y capacidad instalada ya no se encuentren en los escalafones beneficiados.

Se puede dar el caso que una comuna deje de operar una central, o que su capacidad instalada no crezca en la misma proporción que su población, ocasionando que pierda el beneficio del RGL+ o RGL respectivamente.

Relación con temáticas del grupo: Equidad tarifaria

Título: Financiamiento a la generación distribuida es regresivo [1]

El potencial de penetración de la generación distribuida esta correlacionado directamente por los ingresos del hogar. Financiar, subsidiar o fomentar directamente la generación distribuida solo favorecería a los hogares con mayores ingresos.

También se extrapola al caso de que, si el GD no paga el uso de la red, dicha red estaría siendo pagada por las familias que no tienen generación distribuida (más pobres) ocasionando un efecto regresivo.

Relación con temáticas del grupo: aporte de financiamiento de generación distribuida

Título: Problema de incentivos enfoque 2/3- 1/3 [1]



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



Existe un incentivo a realizar estudios que se ubiquen en los extremos. De esta forma apuntan a un enfoque de “tejo pasado” para así llegar al promedio ponderado que refleje los costos reales.

Los incentivos deberían estar en que el estudio de la CNE y el privado sean lo más parecido. Un ejemplo de solución es el enfoque del panel de expertos en donde ante discrepancias, se crean incentivos de converger al centro y no de ubicarse en los polos.

Relación con temáticas del grupo: Estudios

Título: Modelo de tarificación [1]

Se debe analizar la pertinencia de mantener el esquema de retribución en base a empresas modelo. ¿Se remuneran activos de una empresa modelo o activos eficientes de empresas reales? ¿Se remunera en base a VNR o en base a otros criterios?

El modelo actual ha permitido avanzar en cobertura y eficiencia, pero no permite generar incentivos, por ejemplo, para mejorar calidad de servicio. El modelo debe permitir el desarrollo de eficiencia energética, la incorporación de generación distribuida, la gestión de la demanda.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Modelo de tarificación de Dx que incluya el impacto de la disminución de retiros producto de la generación distribuida [sin prioridad]

No hay contenido

Relación con temáticas del grupo:

Título: Estudios de costos menos frecuentes (contrario a problema 7 identificado) [sin prioridad]

Es importante tener en consideración que la frecuencia del estudio estará relacionada con lo que se busca remunerar a futuro. En UK, el nuevo esquema de remuneración considera incentivos, con lo cual los estudios son más espaciados.

El estudio debe resguardar que se dé una señal de costo con lo invertido en la realidad (como es más claro en Tx)

Relación con temáticas del grupo:

Título: Economías de ámbito con otros servicios regulados y no regulados [sin prioridad]

Asegurar pass-through en las compras de potencia (coincidencias).

Relación con temáticas del grupo:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título: Financiamiento de la red considerando a todos los agentes (consumidores, auto productores, generación y transmisión) [1]

El modelo tarifario fue pensado para una red en la que solo había consumidores, ahora el nuevo modelo debiese considerar las particularidades de los distintos agentes que participan de este mercado.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, aporte de financiamiento de generación distribuida, cogeneración y otras fuentes (actividades de eficiencia energética, gestión de demanda etc)

Título: Estudios 2/3-1/3 [1]

No funciona correctamente, ya que ambos actores (autoridad y empresa) tienden a distorsionar (hacia abajo y hacia arriba) respectivamente. Parece mejor dos estudios con resolución divergente por parte del panel.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, VAD

Título: Tasa de descuento [2]

No debiera anclarse a un número dado, sino que atender al riesgo del negocio (tasa conceptual y no numérica).

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, VAD

Título: Calidad de servicio (cortes) [4]

No existe una fiscalización adecuada de los cortes locales y que afectan a los consumidores (establecer compensación a usuarios por costo de falla) y métodos de fiscalización automáticos.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, Fiscalización.

Título: Factores de coincidencia [5]

Actualmente no se tienen criterios para medir factores de coincidencia de acuerdo a criterios técnicos, más bien se utilizan para ajustar la tarifa

Relación con temáticas del grupo: VAD

Título: Estudios VAD [6]

Sería interesante subdividir el estudio de modo que en las primeras etapas se fijen precios techo para los distintos elementos de inversión, y que deban ser respetadas por la empresa. El panel resuelve en caso de discrepancia.

Relación con temáticas del grupo: Regulación tarifaria, VAD



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título: Sin título [sin prioridad]

Incentivo real a las empresas que mantengan una alta calidad y continuidad del servicio por rparte de la autoridad a las distribuidoras

Relación con temáticas del grupo:

Título: Sin título [sin prioridad]

Los decretos tarifarios deben ser publicados en las fechas establecidas por la normativa.El desfase produce la aplicación de reliquidaciones y en los casos de devolución o abono a los clientes, las distribuidoras deben soportar la falta de flujo de caja, que esto genera producto del desfase.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Sin título [sin prioridad]

Las multas aplicadas a las distribuidoras deben estar orientadas a las mejoras de sus instalaciones y no a áreas típicas. Apunta a la mejora del servicio, porque la multa ni apunte a la calidad de servicio.

Relación con temáticas del grupo:

Título: Sin título [sin prioridad]

Las interrupciones de suministro como black-outs, a nivel de generación o transmisión no deberían ser compensadas por las distribuidoras. Las generadoras deben soportar el costo económico que no está regulado tiempo y plazo para compensar a las distribuidoras.

Relación con temáticas del grupo:

ANEXO B: COMENTARIOS ADICIONALES REALIZADOS POR EL FORMULARIO 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS”

La parte del Formulario 2 “Validación y priorización de problemas” que consistía en priorizar diferentes problemas, se identifica para cada problema, el acuerdo o desacuerdo y la prioridad indicada de cada participante. La sección del formulario donde los participantes tenían la opción de añadir comentarios adicionales se presenta a continuación. Se presentan todos los comentarios recibidos.

Iniciales autor	Comentarios
-----------------	-------------



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



AAM	Me parece que los puntos a.2 y a.3 podrían fusionarse. Igualmente fusionar b.6 con b.7 y c.13 con c.14
BBD	Consumidor que interactúa con la red. Protecciones Bilaterales / integración PMGD. Per... de la red/Agregadores de consumo. Tarifas de "Demand Response"/Integración Solar. Asimetría de la Información
MCI	En parte a.1 comenta(contenido en 2). En parte a.9 comenta (Cada 4 años). Une el punto b.1 con b5 y comenta en b.3 (cambio más de fondo). En el punto b.6 comenta (+GxD+ EV)
MC	En parte a.1 comenta (Modificar plan regulador). En parte a.3 agrega " No hay claridad". En parte a.6 subraya "estudios tarifarios público- privado" En parte a.7 realiza el siguiente cuestionamiento: ¿No debieran estar en línea?. En parte a.9 encierra un "2" en un círculo. En parte a.10 pone signo de interrogación. En parte a.11 encierra un "4" en un círculo. En parte a.13 coloca signo de interrogación. En parte a.14 encierra "3" en un círculo. En parte b.4 encierra "1" en un círculo. En parte c.16 realiza el siguiente cuestionamiento: ¿No debiera ser obligatorio? UEn la parte de comentario adicionales: El tema 18,15,14 y 11 se resuelven a partir del 12. (1) Transformar internet en servicio público tal que la distribuidora este obligada a llegar con internet al usuario final (2) amplificar el giro de la distribuidora para definir internet. el objetivo que busca lo anterior es habilitar la red "inteligente" de del punto 12 y con ello cubrir los siguientes puntos(afirma: "según Hugh lo ve como modelo de negocio"). a) planes de tarifa distintos b)adopción de red inteligente (sistema de protecciones inteligentes) c)inyecciones distribuidas d)integración de respaldos: batería distribuida 3) baterías locales
CGR	Comenta en el punto c.19: Multipunto
Anónimo	Une el punto a.1 con a.2 y b.2 con b.5
Anónimo	En parte b.3 comenta: "No se.. Este que debe cambiar"
SSC	Comentarios Adicionales: onsumidor identifique que está pagando detallando etapas(Gx/Tx/Dx/Medicion). En parte a) une el punto a.1 con a.2 asignadole A/1, ademas comenta tanto en a.2 y a.3 "(idem 1)". En parte c) comenta: "11 y 12 similares"
JD	En parte a) usa un paréntesis de llave para agrupar a.1, a.2 y a.3. En parte a.7 comenta: "al revés, si se hace ajuste muy seguido no hay incentivo o imovo". Marca con un "tick" los puntos a.1, a.2, a.9, a.14, a.15. En parte b) marca con un "tick" b.2, b4 y b.5 ademas marca con una "estrella " los puntos b.4 y b.5. Une los puntos b.7 y b.10. En parte c) comenta el punto c.11: " No siempre, solo cuando halla beneficios (cliente grande, cliente sn, congo gestión noble elemento GD)". En parte c) punto c.12 realiza el siguiente cuestionamiento: "Muy general ¿Que



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



	es?”
CHT	En parte a) une el punto a.6 con a.8. En parte b) marca con un circulo los puntos b.2, b.4 , b.6 y b.10
JPK	En parte a) usa flechas para unir a.1 con a.2. En parte b) marca con un “tick” b.2 , b.4, b.7, b.8 y b.9. En parte c) marca con un “tick” c.14 ,c.16, c.17 ,c.19 y c.20.
GL	Comentarios adicionales: La tarificación es compleja y su lectura más aún. Si se sabe cuánto se paga y porque, los avances técnicos y tecnológicos permiten detectar áreas de mejora y desarrollo. Si las reglas del juego son claras y las señales del mercado también, la inversión privada acude a esas áreas que primero funcionarían como nichos pero luego avanzarán hacia lo masivo y democrático que debe ser el acceso a la energía.
HMT	En la parte a) encierra con círculos los puntos a.2, a.6 y a.14.
RM	En parte a) punto a.1 realiza el siguiente cuestionamiento: “se pregunta a) o b), se pide elegir. No puedo decir si estoy de acuerdo o en desacuerdo.(Problema lógico)”.En el punto a.11 agrega a la oración: ... falta de transparencia en la información tarifaria y de claridad en la información... .
JMS	Comentarios adicionales: Reforzar el hecho de la coherencia entre lo exigible a la empresa y lo que se reconozca en la tarifa. Esto a través de exigencias claras, coordinación En la parte a) encierra con un circulo el punto a.6. En la parte b) encierra con un circulo el punto b.1, b.6 y b.10 regulador y fiscalizador, supuestos para el proceso tarifario. Otro aspecto tiene que ver con que hay la clasificación de ATD es por costo medio similar, aún cuando ese costo medio reconoce realidades muy distintas por empresa, en términos de inversiones, consumos, calidad de servicio, atención comercial, pérdidas técnicas, hurto, entre otras.
LSV	En la parte b) punto b.1 coloca signos de interrogación. Punto b.2 afirma: “contenido en 6”. Punto b.3 afirma: “contenido en 6 y 15”. Punto b.4 afirma: “en discusión de 6”. Punto b.5 afirma: “ se soluciona con 6, 12 y 16”. En punto b.6 afirma: “smartgrid, medición inteligente,, nuevos servicios. etc”. Punto b.7 afirma: “ solución con 10”. Punto b.8 afirma: “contenido en 9”. En parte c) Punto c.11 afirma: “cubierto en 12”. Tanto en Punto c.13 y c.14 afirma: “cubierto en 6”. En el punto c.19 agrega: “de generación o suministro”. en el punto c.20 agrega: “no tiene que ver con Dx”
Anónimo	Comentarios adicionales: La innovación puede no ser compatible con al eficiencia y calidad que el servicio eléctrico requiere.
Anónimo	En comentarios adicionales: el punto 13 podría estar incluido en el punto 14(parte c)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
 Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
 Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



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

Papelógrafos subgrupo Hugh Rudnick

	1	2	3
1)	-	3 3	1 4
2)	8	-	1 9
3)	3	3	1 1
4)	2	1	2 5
5)	1	1	2 4
6)	4	5	2 11
7)	-	1	1 2
8)	1	5	2 8
9)	2	4	4 10
10)	1	-	1 2
11)	1	-	- 0
12)	-	-	- 0
13)	-	-	4 12
14)	4	4	- 3
15)	1	-	2 3

	1	2	3	Σ	1	2	3	Σ
1)	1	-	-	1	11	-	-	0
2)	-	-	4	4	12	-	2	5
3)	1	1	-	2	13	-	-	0
4)	3	7	1	11	14	1	2	5
5)	1	2	2	5	15	1	-	1
6)	4	4	4	12	16	-	1	2
7)	2	-	-	2	17	-	-	0
8)	-	-	-	0	18	4	1	8
9)	-	-	2	2	19	-	1	1
10)	6	2	1	9	20	0	-	1

Papelógrafos subgrupo Rodrigo Gutiérrez



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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



1) NUEVOS PROBLEMAS ^{R61}

1. Tarifa energizada
2. Incentivos calidad de servicio (Choy en día sólo multas)
3. Certificación de medidores como SSAA (propiedad del medidor)
4. Eficiencia en Dx mirando externalidades en otros sistemas
5. Estudios tarifarios por empresa, considerando geografía, ítem cheques de rentabilidad
6. Modelo tarifario debería reconocer y diferenciar los valores de valor (venta de energía, medición)
7. Incentivos a EE
8. y cómo optar por esa zona
8. Acceso a la información del medidor inteligente
9. Regulación debería hacer una diferencia entre los distintos tipos de empresa (comitamos, etc.)

2) PRIORIZACIÓN ^{R63}

	1	2	3
1	3	8	3
2	6	3	1 1
3	0	2	
4	2	0	1
5	1	2	3
6	1 1	5	0
7	0	1	0
8	0	1	2
9	3	1	0
10	0	0	0
11	2	1	2
12	0	0	0
13	0	0	0
14	1	3	1
15	1 2	1 0	

10. Incentivos a la innovación ^{R62}

10. Incentivos a la innovación (especialmente muy corto plazo)
11. Revisar montos de compensaciones
12. Flexibilidad modelo tarifario público-privado (municipalidades, por ejemplo servicios sanitarios Municipal de Mapocho)
13. Fortalecer institucionalidad del modelo tarifario

1) NUEVOS PROBLEMAS ^{R64}

1. Identificar claramente en la tarifa la cadena de suministro y sus costos (tarifa reflectiva)
2. Definición de un coordinador de Dx y su relación con el coordinador único del Sistema Nacional (Cejdx)
3. Tarifas especiales (como auto eléctricos) (diferentes estándares de servicio)
4. Plazo para pasar de cliente libre a regulado y usuarios (clases especiales)
5. Faltar definición de para qué y por cuánto se quieren medidores inteligentes. Definir qué es medición inteligente

2) PRIORIZACIÓN ^{R65}

	1	2	3	
1	2	2	1	5
2	3	6	1	10
3	1 2	2	1	5
4	3	1	2	6
5	1	2	2	5
6	2	0	4	6
7	0	1	0	1
8	0	0	3	3
9	0	1	0	1
10	1 2	3	2	8
11	1 1	0	2	3
12	1	0	2	3
13	0	0	1	1
14	2	3	0	5
15	3	0	0	6
16	0	0	2	2
17	0	0	0	0
18	3	0	0	3
19	0	2	0	2
20	0	0	1	1



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



ANEXO D: ACTA / TRANSCRIPCIÓN DE LA JORNADA TALLER ESPECIALIZADO Nº 1, GRUPO 2

Acta por Camilo Avilés

Resumen:

En el módulo 1 la discusión se centró en la flexibilidad de la tarificación. Según los invitados, la CNE tiene la facultad para hacer cambios regulatorios de tarifas, ha invitado a revisar los esquemas tarifarios, pero que nunca se han hecho, hace falta más datos de los clientes para definir tarifas, no hay transparencia en ese sentido. Se dijo que la CNE no tiene info. Independiente (refiriéndose a factores de coincidencia) y que eso explicaba la divergencia de los estudios. Se hizo énfasis en que la tarificación depende de la empresa modelo y no se pueden incluir temas extra porque hay una fuerte normativa. En general la empresa modelo sigue a los indicadores (ahora SAIDI SAIFI) y quedan vacíos con nuevas regulaciones. Se sugirió además que en el proceso de estudio tarifarios (aparte del VAD), se realicen estudios de cargas para tener el detalle de cómo se comportan los clientes, así dar incentivos a nuevas tarifaciones. Con respecto a los temas nuevos, preocupa el cómo la distribuidora cobrará por nuevas tecnologías e innovaciones, haciendo énfasis en gen. distribuida y eficiencia energética, más allá de las tarifas que siempre han sido las mismas.

En el módulo 2 la discusión se centró en que hace falta un modelo tarifario integral, que de incentivos suficientes para nuevas tecnologías (DERs, Eficiencia energética), y que esto mismo sea totalmente transparentado a las tarifas generando un desacople de las ganancias de la distribuidora (Fierros + otras tec). Además, se dijo que el modelo de empresa modelo debía estar basado en el performace o había que hacer cambios. Se sugirió un nuevo modelo basado en empresa real (caso de El Salvador) que tomara en cuenta la geografía del lugar. Se hizo hincapié en el modelo retributivo que debiese tener la dis. Finalmente, se hizo énfasis en el comercializador y se dijo que podría significar un aumento de las tarifas residenciales, junto con que el regulador no estaba dando los incentivos para la creación de un comercializador (aumento del límite clientes libres), pero que también se tenía la experiencia de Inglaterra donde el comercializador mantuvo las tarifas, y no solo comercializaba energía sino que gas y otros servicios, y además, las distribuidoras tenían más competencias. Con respecto a los temas nuevos, se sugirió incorporar los límites de la distribuidora: Cuál va a ser el límite de la distribuidora, definición de red de distribución. Discusión con respecto a los límites de voltajes. El día de mañana también podría ser una definición con respecto a los servicios que puede ofrecer.

Parte 1

Comenzando por temas nuevos que no están enumerados y que surgen en la discusión.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Temas Nuevos:

Coexistencia tarifas con distintas calidades de servicio

- Qué incentivos tiene la empresa eléctrica para entregar ee.ee,
- Cómo se remunera la empresa eléctrica, los usd/kWh. Las distribuidoras tiene un negocio regulado el cual se remunera a través de las tarifas, cómo se controla que los costos de cada negocio (Cada distribuidora) no lo estemos pagando otros con subsidios.
- La distribuidora podría ofrecer servicios regulados + otro rut para ofrecer servicios no regulados.
- Modelo retributivo que debería tener la distribuidora, preocupa la forma en que se le va a retribuir a la empresa distribuidora las inversiones que hace, empresa modelo, seguir remunerando a través de VNR, modelos retributivos han servidos bastante a la distribuidoras para cobertura adecuada y costos eficientes, pero qué pasa con la innovación.
- Cómo se integran los productores/prosumers, como esta nueva forma de gen. distribuida.
- Gen distribuida, y net billing, no hay incentivos para que las empresas no generen su autoconsumo, porque hay un límite de 100 kW, no hay potencial en su autoconsumo. A través de la tarificación podría haber bloques tarifarios que tengan que ver con demanda.

Resumen: Preocupa el cómo la distribuidora cobrará por nuevas tecnologías e innovaciones, haciendo énfasis en gen. distribuida y eficiencia energética, más allá de las tarifas que siempre han sido las mismas.

Discusión de los temas del cuestionario:

Número 15:

Que la tarificación debería pagar el costo de llevar la energía al punto de consumo, en esta cadena de subsidios cruzados. El costo de distribución sea reflejado por la tarificación la tarificación. Simplemente tener transparencia. Contrario a la tendencia de subsidios a la GD y la equidad tarifaria. Si vamos a tener apoyo a GD o a grupos DR, tiene que haber claridad y transparencia. El costo que yo pago en esa tarifa sea el adecuado.

La tarifa de los residenciales tendría que subir como 4 veces para poder subir la red. Creo que los subsidios cruzados van x el mal camino, no tienes el incentivo del uso. Mejor que el estado pase un cheque. Malas experiencias con subsidios en tarificación. Una tarifa más pura. Como concepto, eventualmente tundra que tener algo de subsidio cruzado



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



A veces poner 1 o 2 (prioridad), cuesta. (Comentario)

Número 14: flexibilidad de la tarificación.

No entiendo porqué se dice que no es flexible. La autoridad tiene toda la flexibilidad para decidir que tarificación elegir. Me parece extraño que todo el mundo pida flexibilidad. La CNE tiene la flexibilidad para definir tarifas.

Las tarifas se han mantenido siempre. La CNE ha invitado a revisar los esquemas tarifarios, y finalmente no ha hecho nada. Pero tiene todas las atribuciones para hacerlo. No es un problema legal sino que regulación.

Otro: los usuarios no tienen la info. Para saber que se les está cobrando, falta transparencia con las tarifas. Finalmente cuando uno quiere implementar algo no se sabe las tarifas.

Alguien de enel distribución: hay una fuerte normativa, la empresa modelo tiene que cumplirla. Cualquier cosa extra no se puede incluir dentro de la misma tarifa. En este periodo lo estamos viendo, hay una transición en el tema de distribución. FMIK, hay que medir indicadores y ahora estamos midiendo SAIDI SAIFI, como la tarificación depende de los indicadores, quedan varios vacíos para la reg a futuro. Cualquier cambio que se le quiera hacer a la normativa vigente no es aplicable a los estudios tarifarios.

La CNE se complica mucho al diseñar esq. tarifarios, la cne no tiene info. De los clientes para diseñar nuevas tarifas, no tiene info. Propia. El esq tarifario de hoy es super rigido, 3, 4 tarifas para todos y nadie se puede salir de ahí, es porque el esq que definió la cne es ese y no se ha modificado jamás en la vida, pero no porque tenga limitación legal. Estamos tratando de resolver un problema que no existe.

Lo que don hugo percibe, le da mucha importancia la flexibilidad de la tarificación. Es un tema importante.

Otro: En ese sentido la cne dejo la puerta abierta de hacer nuevas tarifas, THR, chilectra está aplicando thr y asi lo ha hecho durante casi 10 años.

Número 2:

Los temas 1 y 2 son muy parecidos, algunos de los temas que están planteados, que probablemente hoy lo tenemos, pero resolviendo otro problema desaparecía. Falta abordar un punto y se resuelve esto.

Lo mismo pasa con los factores de coincidencia, en parte porque la cne no tiene ninguna info. Independiente. Y pasa lo mismo con las divergencias de los estudios.

Hugh: estudio tarifario no solo de VAD, no le dieron mucha importancia? No lo creen necesario? SEGUNDA parte del proceso que debiese ser parte del estudio tarifario. Problemas



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



de asimetría de info. En qué medida debiese ser bueno que las empresas participaran en ese proceso.

Oto: Que se hagan estudios previos, estudios de curva de carga, tener el detalle de cómo se comportan los clientes en el ultimo tiempo.

De acuerdo a Don Hugo, papelógrafo de nuevos temas (1)
incentivos tarifarios a eficiencia energética. Y gestión de demanda
Conflicto tarifario negocio regulado y otros negocios
Modelo retributivo de actividad de distribución
Pagar costos reales impuestos por usuarios.
Papelógrafo temas (2)
Priorizar temas
El ganador es el tema 2), luego el 6) y luego el 14)

Parte 2:

Temas nuevos:

- Sistemas de comunicación: No sé si está en este módulo, la distribuidora podría tener la posibilidad de vender sist de comunicación.
- Límites de la distribuidora: Cuál va a ser el límite de la distribuidora, definición de red de distribución. Discusión con respecto a los límites de voltajes. El día de mañana también podría ser una definición con respecto a los servicios que puede ofrecer)
- Ampliar eficiencia energética a otros servicios. (Vehículos eléctricos)

Papelografo nuevos problemas:

- Definición de la red de distribución (servicios)

Resumen: Había dudas con respecto a los límites que tendría la distribuidora y cómo se pagaría esto. Distribuidora hasta el medidor? Hasta la cocina?

Discusión de los temas del cuestionario:

Tema 4, 6, 10, 18.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



6: Falta de un modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la eficiencia energética, calidad, etc. Elegí la que abarcara más, pero también hay GD, almacenamiento, DR en el etc. Un esquema tarifario intrínsecamente tiene que dar incentivos. No tiene sentido desarrollar un esq tarifario que desincentive la eficiencia energética.

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

10. Desacople de la ganancias de la distribuidora. Me ocurre que es una solución que podría estar comprendido dentro de este modelo integral que se aborda en el punto 6.

18. Identificación de otras actividades en distribución que podrían separarse

Otro: La comercialización en los últimos años, las políticas gubernamentales, ha sido ir agregando demanda más que liberalizar, subieron los clientes libres (limites), no veo como conversaría eso con la figura de comercializador el día de mañana. En el momento en que se liberalice el mercado de los clientes regulados, intrínsecamente el precio subiría, tendría que pagar 2 OyM, no veo el incentivo a la comercializadora.

Hay antecedentes, hay trabas regulatorias para introducir el comercializador, lo mismo que distribuidora tenga contratos de 20 años, contratos son parte de la función del comercializador. Se pueden levantar las restricciones. Hay muchas decisiones que han tomado los reguladores que van en contra de la función del comercializador.

Sería bien complicado tratar de regularlo, habría que introducirse bien en el mercado del comercializador, que pasa si una casa está con un retailer y este quiebra. Quién se hace cargo de este cliente?

Otra: En mi experiencia donde si existe comercializadores, el precio ha bajado para los clientes desde el punto de vista de la energía incluso para los residenciales, y hay mas competencia para la distribuidora, mejora sus servicios, beneficios relevantes, el mercado garantiza ciertas garantías.

Don Hugh: En Inglaterra los comercializadores han funcionado bastante bien, hay contratos de gas, de otros servicios, etc.

El modelo requiere elementos de eficiencia, cuál de todos estos conceptos se va a privilegiar con los incentivos.

Hugh: Qué otras alternativas debiésemos tener en el país, empresa modelo, cálculo del VAD? Debiésemos tener otros modelos retributivos.? Hasta dónde llega nuestro cuestionamiento, es un cuestionamiento a fondo del modelo? O es una adecuación de las ecuaciones que tenemos. Análisis de otras actividades regulatorias



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



A dónde queremos estar como país? Primero debiésemos decidir dónde queremos estar, queremos tener micro redes, GD, almacenamiento.

Los modelos tarifarios que uno conoce, tenemos el cost plus (en Bolivia estaba ese modelo) ya es bastante restrictivo, es un método contable. Te amarra bastante y te regula mucho lo incentivos. En salvador hay un modelo no es una empresa modelo, no recoge las particularidades de una compañía, se va a la empresa real solo con el trazado e involucra sus condiciones geográficas, captura las particulares de una empresa que está en otra geografía, lugar, otras condiciones.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



ANEXO E: FORMULARIO 1 “IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES

Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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

Miércoles 9 de noviembre de 2016

Formulario 1: “Identificación de problemas”

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: Hugh Rudnick	Coordinador G2 CNE: Rodrigo Gutiérrez

Integrante (puede ser anónima): _____

Iniciales - Identificador de participante: _____

Consultas al equipo organizador PUC-CNE: nuevaleydistribucion@cne.cl
Aportes al grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”: financiamientodelared@cne.cl



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
 Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
 Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Instrucciones de llenado:

Agregue, describa e indique la prioridad de nuevos problemas que no hayan sido incorporados en el levantamiento preliminar y que Ud. considere fundamentales para la discusión de la nueva regulación del sector. Por favor escriba con la letra más legible posible.

Título

.....

Prioridad _____ (1 el más importante)

Descripción resumida

.....

Explicación y antecedentes adicionales

.....

Relación con las temáticas del grupo (seleccione en un círculo)

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.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
 Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
 Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título

.....

Prioridad_____ (1 el más importante)

Descripción resumida

.....

Explicación y antecedentes adicionales

.....

Relación con las temáticas del grupo (seleccione en un círculo)

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.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título

.....
.....

Prioridad _____ (1 el más importante)

Descripción resumida

.....
.....
.....
.....

Explicación y antecedentes adicionales

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Relación con las temáticas del grupo (seleccione en un círculo)

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.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título

.....
.....

Prioridad _____ (1 el más importante)

Descripción resumida

.....
.....
.....
.....

Explicación y antecedentes adicionales

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Relación con las temáticas del grupo (seleccione en un círculo)

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.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título

.....
.....

Prioridad _____ (1 el más importante)

Descripción resumida

.....
.....
.....
.....

Explicación y antecedentes adicionales

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Relación con las temáticas del grupo (seleccione en un círculo)

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.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título

.....
.....

Prioridad_____ (1 el más importante)

Descripción resumida

.....
.....
.....
.....

Explicación y antecedentes adicionales

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Relación con las temáticas del grupo (seleccione en un círculo)

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.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



Título

.....
.....

Prioridad_____ (1 el más importante)

Descripción resumida

.....
.....
.....
.....

Explicación y antecedentes adicionales

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

Relación con las temáticas del grupo (seleccione en un círculo)

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.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE
Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación



ANEXO F: FORMULARIO 2 “VALIDACIÓN Y PRIORIZACIÓN DE PROBLEMAS” ENTREGADO A LOS PARTICIPANTES

Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC-CNE

Taller 1: Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica

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

Miércoles 9 de noviembre de 2016

Formulario 2: “Validación y priorización de problemas”

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: Hugh Rudnick	Coordinador G2 CNE: Rodrigo Gutiérrez

Integrante (puede ser anónima): _____

Iniciales - Identificador de participante: _____

Consultas al equipo organizador PUC-CNE: nuevaleydistribucion@cne.cl
Aportes al grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”: financiamientodelared@cne.cl

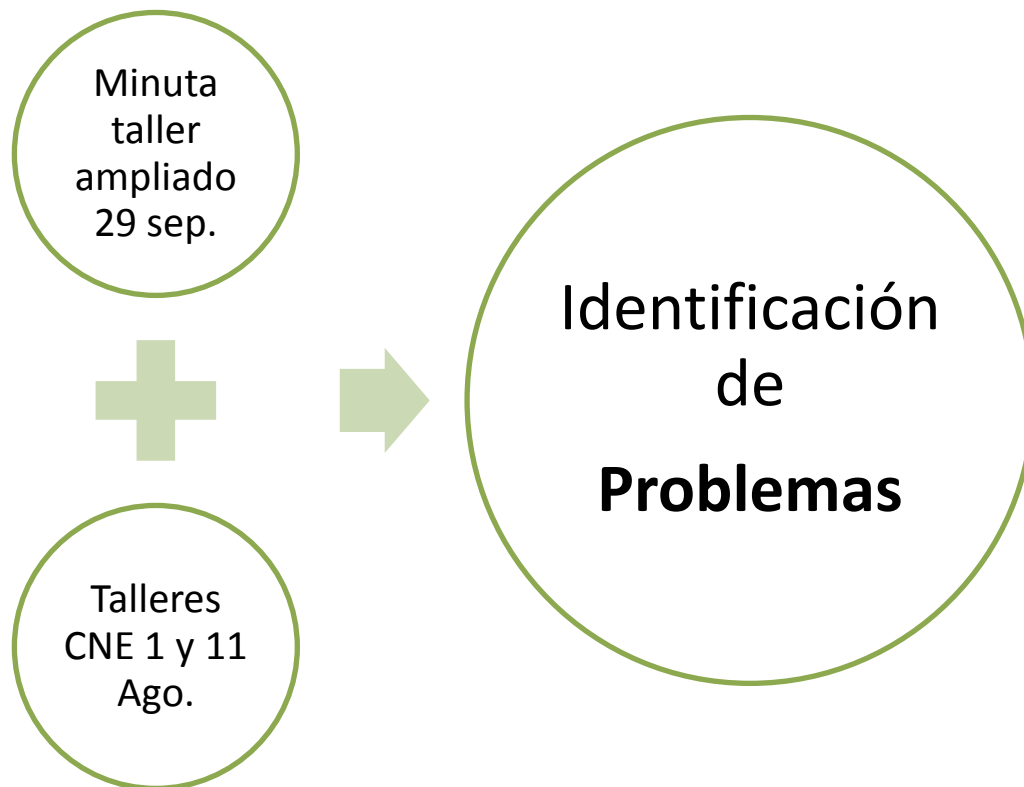


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 1: “Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica”
Grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”
DOCUMENTO PRELIMINAR



Identificación de Problemas Grupo 2:

A continuación se presenta un listado de los **problemas** identificados. Estos problemas se levantan principalmente del seminario internacional realizado el 29 de septiembre de 2016 en la PUC y otros talleres y reuniones organizados por la Comisión Nacional de Energía.



Esta enumeración de problemas fue desarrollada por el equipo PUC y debe ser revisada y validada por los participantes del taller para luego dar respuesta a estas problemáticas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 1: “Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica”
Grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”
DOCUMENTO PRELIMINAR



Instrucciones de llenado:

1. ¿Acuerdo o desacuerdo con los problemas?

Para cada uno de los problemas de las 3 familias siguientes indíquenos si está de acuerdo o desacuerdo con que es un problema que debe ser solucionado.

Familias de problemas:

- a) Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos
- b) Remuneración para la distribución del futuro
- c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado a Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)

Acuerdo/desacuerdo: Indique con “A” si está de acuerdo con la definición de problema y necesidad de una solución y “D” en caso contrario (No debe ser atendido). Se puede omitir.

2. ¿Cuál es la prioridad con la que estos problemas deben ser atendidos?

Indique una prioridad para cada problema desde la primera prioridad hasta la última prioridad, donde la prioridad 1 es la más importante.

En el primer bloque se prioriza la familia “a)” del 1 al 15 sin repetir priorizaciones (solo una prioridad 1, una prioridad 2, etc.).

En el segundo bloque **se prioriza conjuntamente las familias “b)” Y “c)” del 1 al 20** sin repetir priorizaciones (solo una prioridad 1, una prioridad 2, etc.).

Focalice su esfuerzo en la elección de las primeras 5 prioridades en cada bloque.

Fusionar problemas: Además, si considera que la numeración de problemas es redundante, y que 2 o más problemas son en realidad el mismo el problema, puede sugerir unificarlos (unir con flecha o escribirlo en la zona de comentarios).

Ejemplos:

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

Necesidad de realizar estudios previos al **estudio tarifario** que entreguen antecedentes al estudio (definición precios, curvas de carga, economías de ámbito). D

En el primer ejemplo Ud. está de acuerdo con el problema y le asigna segunda prioridad y en el segundo ejemplo Ud. no está de acuerdo con que lo descrito sea un problema importante del cual hacerse cargo.



Problemas de financiamiento de la red y su tarificación

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

- Área Típicas
 16. ¿Se abandona la tarificación vía **áreas típicas** o se introducen mejoras a esta? _____
 17. Las **áreas típicas** y la **empresa modelo** no reflejan todas las realidades nacionales para remunerar correctamente, con la eficiencia correspondiente. _____
 18. No claridad de criterios en cómo se definen las **áreas típicas** y como las compañías van asignándose a cada una de ellas. _____
- Alcance y profundidad de los estudios tarifarios
 19. **Estudio tarifario** incompleto, sólo llega al VAD, debiera continuar para completar definición tarifaria. _____
 20. Necesidad de realizar estudios previos al **estudio tarifario** que entreguen antecedentes al estudio (definición precios, curvas de carga, economías de ámbito). _____
 21. **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. _____
 22. **Estudio de costos** más frecuente. Cada 4 años es insuficiente para ir adaptando los costos reales. _____
 23. Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas. _____
 24. Falta de flexibilidad de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una tasa que se vaya adaptando a las condiciones del mercado. _____
- Cuestionamientos y temas varios de tarificación
 25. Falta de criterios claros para definir los **factores de coincidencia** y las **horas de uso** determinados por la CNE. _____



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 1: “Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica”
Grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”
DOCUMENTO PRELIMINAR



26. Falta de transparencia en la **información tarifaria** y de información en la boleta al usuario final. _____
27. **Falta de congruencia AT-BT**. Existen diferencias entre tarifas BT y AT respecto de mediciones de potencia, armónicos y potencia reactiva. _____
28. Falta la incorporación de todo el territorio nacional en la **equidad tarifaria**, incluido los sistemas aislados (Ej.: Isla de Pascua). _____
29. Falta de **flexibilidad de la tarificación**. El modelo regulatorio actual es bastante rígido, en lo normativo en general, y específicamente, en el esquema tarifario. _____
30. Existe el desafío de mantener y mejorar la **eficiencia económica** del servicio de redes. _____

e) Remuneración para la distribución del futuro

- Aporte a la remuneración de nuevos servicios e incentivos
 21. Identificar **incentivos para viabilizar** los cambios de paradigma que experimentará el sector. _____
 22. Reconocimiento en **las tarifas de nuevas tecnologías** en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento). _____
 23. Metodología de la “empresa modelo” debe cambiar a una forma que incluya **nuevos servicios** que puede ofrecer la distribuidora. _____
 24. Falta de un esquema de remuneración basado en el **performance** que entregue **los incentivos** que correspondan. _____
 25. 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) _____
- Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.
 26. Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la **eficiencia energética, calidad**, etc. _____



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 1: "Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica"
Grupo 2 "Financiamiento de la red del futuro y su tarificación"
DOCUMENTO PRELIMINAR



27. Falta de incentivos a la **eficiencia energética** por parte de la distribuidora_____
28. Aporte de la **generación distribuida** a la remuneración de las redes de distribución ¿Cuáles son los servicios por los que debe pagar?_____
29. **Riesgos** involucrados si se reduce universo de los que participan de la remuneración de las redes (**GD, eficiencia energética**, etc.)._____
30. **Desacople de las ganancias** de la distribuidora y las ventas de energía (**GD, eficiencia energética**)_____

f) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado a Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)

- Medición y nuevos esquemas tarifarios
 31. 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)._____
 32. **Medición** inteligente_____
 33. **Inflexibilidad en las tarifas**: no existe el **prepago** que puede ser una solución para muchos consumidores_____
 34. **Nuevos esquemas tarifarios**, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer **gestión de su demanda**_____
- Nuevos agentes y sus servicios
 35. Habilitar o viabilizar la provisión de **nuevos servicios** en las redes de distribución y su remuneración
 36. 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. _____
 37. Definir la **coordinación** que debe existir entre los **agregadores**, sus clientes y la distribuidora (coordinación entre agentes)_____



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 1: “Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica”
Grupo 2 “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”
DOCUMENTO PRELIMINAR



- 38. Identificación de **otras actividades en distribución** que podrían separarse y donde podría haber competencia (**comercialización**, eficiencia energética, **generación distribuida**, almacenamiento)_____
- 39. La **agregación de demanda** para permitir que los consumidores distribuidos puedan negociar sus precios (Ej: retailers)_____
- 40. Se debe definir si las distintas soluciones de **generación distribuida** pueden participar en **distintos mercados**, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real._____

Comentarios adicionales:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 1: "Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica"
Grupo 2 "Financiamiento de la red del futuro y su tarificación"
DOCUMENTO PRELIMINAR



ANEXO G: ASOCIACIÓN O FUSIÓN DE LOS PROBLEMAS PRELIMINARES LEVANTADOS POR EL EQUIPO PUC

Se presenta a continuación se presenta de forma preliminar las sugerencias de asociación de problemas realizados por los participantes. Cada "unión" representa un participante que sugirió la asociación de problemas.

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

PROBLEMAS DE FINANCIAMIENTO DE LA RED Y SU TARIFICACIÓN

62

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

• Área Típicas

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



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE
Taller 1: "Diagnóstico y problemas de la distribución eléctrica"
Grupo 2 "Financiamiento de la red del futuro y su tarificación"
DOCUMENTO PRELIMINAR



Familia b) Remuneración para la distribución del futuro y familia c)
Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro

b) Remuneración para la distribución del futuro

- Aporte a la remuneración de nuevos servicios e incentivos
 1. Identificar **incentivos para viabilizar** los cambios de paradigma que experimentará el sector.
 2. Reconocimiento en **las tarifas de nuevas tecnologías** en distribución (Smart grid, medición inteligente, almacenamiento).
 3. Metodología de la "empresa modelo" debe cambiar a una forma que incluya **nuevos servicios** que puede ofrecer la distribuidora.
 4. Falta de un esquema de remuneración basado en el **performance** que entregue **los incentivos** que correspondan.
 5. La regulación actual es muy rígida, no dejando espacio para la **innovación** de las empresas distribuidoras ante nuevos desarrollos tecnológicos (flexibilidad tarifaria, **incentivos** a la innovación)
- Aporte al financiamiento y efecto de la generación distribuida, eficiencia energética, etc.
 6. Falta de modelo tarifario integral que permita la coexistencia de distintos elementos como la **eficiencia energética, calidad**, etc.
 7. Falta de incentivos a la **eficiencia energética** por parte de la distribuidora
 8. Aporte de la **generación distribuida** a la remuneración de las redes de distribución ¿Cuáles son los servicios por los que debe pagar?
 9. **Riesgos** involucrados si se reduce universo de los que participan de la remuneración de las redes (**GD, eficiencia energética**, etc.).
 10. **Desacople de las ganancias** de la distribuidora y las ventas de energía (**GD, eficiencia energética**)

c) Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro (vinculado a Grupo 4 Los servicios de la red del futuro)

- Medición y nuevos esquemas tarifarios
 11. El **medidor del usuario residencial** es muy simple, se debe avanzar hacia un medidor que permita medir por lo menos potencia y energía (para BT1).
 12. **Medición inteligente**
 13. **Inflexibilidad en las tarifas**: no existe el **prepago** que puede ser una solución para muchos consumidores
 14. **Nuevos esquemas tarifarios**, tarifas flexibles, tarifas horarias, peak load pricing. Desarrollar opciones tarifarias que incentiven al cliente a hacer **gestión de su demanda**
- Nuevos agentes y sus servicios
 15. Habilitar o viabilizar la provisión de **nuevos servicios** en las redes de distribución y su remuneración
 16. Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas.
 17. Definir la **coordinación** que debe existir entre los **agregadores**, sus clientes y la distribuidora (coordinación entre agentes)
 18. Identificación de **otras actividades en distribución** que podrían separarse y donde podría haber competencia (**comercialización, eficiencia energética, generación distribuida, almacenamiento**)
 19. La **agregación de demanda** para permitir que los consumidores distribuidos puedan negociar sus precios (Ej: retailers)
 20. Se debe definir si las distintas soluciones de **generación distribuida** pueden participar en **distintos mercados**, como un contrato de mediano plazo o incluso en tiempo real.