

Minuta Primera Sesión de Trabajo Criterios de Expansión de Transmisión Zonal Sesión N°1: Criterios de Suficiencia

1. Antecedentes Generales

Los antecedentes generales de la primera sesión de trabajo son los siguientes:

Fecha	Martes 27 de marzo de 2018
Tema	Criterios de Suficiencia
Hora de Inicio	10:00 hrs.
Hora de Término	13:00 hrs.
Lugar	Oficinas de la Comisión Nacional de Energía

A continuación se presenta el listado de asistentes de las empresas e instituciones:

N°	Empresa	Persona
1	Transec	Eduardo Calderón
2	Transec	Cristian Weishaupt
3	CGE	Jorge Castañeda
4	CGE	Eduardo Guerra
5	Chilquinta Energía	Roberto Lazcano
6	Chilquinta Energía	Cristoffer Tapia
7	Aes Gener	Felipe Rodriguez
8	Colbún	Santiago Bradford
9	Enel Distribución	Daniel Gómez
10	Enel Distribución	Bernardo Bravo
11	ACENOR A.G.	Rubén Sanchez
12	SAESA	Maximiliano Espinoza
13	SEC	Mauricio Olivares
14	Empresas Eléctricas	Rosa Serrano
15	GPM A.G.	Carlos Barría
16	Potencia S.A.	Sebastián Parra
17	Ministerio de Energía	Rodrigo Pérez
18	CNE/Unidad de Planificación	Paulina Muñoz
19	CNE/Unidad de Planificación	Emilio Molina
20	CNE/Unidad de Planificación	Fernando Mondaca
21	CNE/Unidad de Normativa	Aura Rearte
22	CNE/Unidad de Tarificación	Daniela Luco
23	CNE/Unidad de Tarificación	Felix Canales

2. Desarrollo de la Sesión N°1

El desarrollo de la Sesión N°1 de “Criterios de Expansión de la Transmisión Zonal” se dividió en dos etapas. En la primera, la CNE presentó los objetivos, alcances y antecedentes generales utilizados en la planificación de la expansión 2017, mientras que la segunda etapa se realizó mediante el trabajo en tres diferentes mesas. La CNE propuso los siguientes temas: Mesa A.- Antecedentes para la Planificación, Mesa B.- Criterios de Holgura, y Mesa C.- Metodología.

En la siguiente sección se desarrollan los principales temas abordados en cada una de las etapas antes mencionadas.

2.1 Presentación Comisión Nacional de Energía

La actividad se inició con una presentación por parte de la CNE de la metodología propuesta para el tratamiento de la suficiencia en la planificación de la expansión de la transmisión zonal y la revisión de los nuevos criterios de expansión, de acuerdo a los objetivos y criterios establecidos en el artículo 87 de la Ley.

Luego de mostrar los objetivos de la presente sesión de trabajo, se recordó los principales elementos que fueron abordados en los talleres de planificación de la expansión de la transmisión realizado por la CNE y la Universidad de Colorado-Denver durante el año 2017 en el Centro de Conferencias de la SOFOFA.

Posteriormente, se expusieron los principales antecedentes basales considerados por el proceso de planificación de la transmisión, en particular en lo desarrollado en la expansión que fija listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria como en la expansión anual de la transmisión año 2017.

En particular, respecto de la demanda, se indicó las principales etapas del proceso de la previsión de la demanda de los clientes regulados y cliente libre que la CNE lleva a cabo anualmente. Además se mostraron las fechas estimadas en la cual las empresas pueden participar de este insumo y las instancias de observaciones y/o discrepancias a los informes que se desarrollen, según corresponda.

Luego, se indicaron las consideraciones bases para la determinación de proyección de la demanda durante el horizonte de análisis, en particular, para los puntos de retiros a los sistemas de transmisión zonal a través de las SPD. Se hizo hincapié de lo importante de contar con información actualizada y fidedigna a modo de evitar errores en los análisis y en la decisión final para la determinación de las necesidades de expansión del sistema. En el mismo sentido, se indicó la fuente de información técnica de las instalaciones del sistema con la cual la CNE realiza sus análisis durante el proceso de expansión y la importancia en que las empresas deben mantener dicha información actualizada.

En cuanto a las exigencias normativas en los sistemas de transmisión, se mostraron los principales hitos del proceso normativo con el cual se está desarrollando el Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión y las fechas estimadas en las cuales las mismas empresas podrán ser partícipes del proceso, ya sea en la instancia del Comité Consultivo o bien en la instancia de la consulta pública de la propuesta normativa, todo a desarrollarse durante el presente año.

Adicionalmente, se destaca que para el proceso de expansión 2018 se seguirá aplicando la normativa vigente a los sistemas de transmisión, la cual se establece en la propia norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

A continuación, se indicaron las actuales consideraciones para la determinación de los criterios y metodología para la expansión de la transmisión zonal. En específico, se mencionó la aplicación del criterio de holgura para las instalaciones de transmisión, como por ejemplo, el 90% de cargabilidad para los transformadores de las SPD, considerar expansión considerando la demanda durante todo el horizonte de análisis, capacidad de transmisión dependiendo de la zona geográfica, entre otras.

Finalmente, en el sentido de que el desarrollo de los sistemas de distribución son importantes para la definición de nuevos criterios de planificación en los sistemas zonales, se deben considerar como tal las últimas modificaciones legales y tarifarias en distribución, como lo son la nueva norma en dicho segmento como el último proceso del VAD.

2.2 Observaciones de los participantes en la Presentación de la CNE

Tema de referencia: Demanda del sistema

En la presentación realizada por la CNE, los participantes realizaron diferentes observaciones y consultas respecto de la construcción de la proyección de la demanda, la cual se utiliza como dato de entrada para la planificación de la transmisión.

1- ¿Cómo se considerará la generación residencial?

La CNE indicó que la generación residencial se incorpora a la demanda como una reducción en la energía proyectada.

2- Los nodos que se indican para realizar la entrega de información deben incluir:

- a. Nodos actualmente en servicio
- b. Nodos futuros provenientes de la planificación
- c. Una opción para presentar nuevos nodos en el sistema

Respecto a los puntos a y b, esta Comisión indica que está trabajando para que los nodos que se presenten como alternativa en el próximo informe de previsión de la demanda al menos contenga los que ya se encuentren en servicio a la fecha de ejecución del informe y aquellos propuestos por algún proceso de planificación de la transmisión con su respectiva fecha estimada de su puesta en servicio.

Respecto al punto c, la CNE indicó que se está analizando en qué instancia es la más adecuada para poder promover los nuevos nodos de retiro del sistema.

- 3- ¿Cómo se considerarán los clientes libres que no son mineros y de los cuales no se tiene registros de su posible ingreso en la proyección de la demanda?

La Comisión indicó que en estos casos regularmente el tercero se acerca a la CNE, la cual lo guía en el proceso para dar a conocer su consumo. Esto no significa que sea un mecanismo habitual, por lo que se está revisando las vías por las cuales este tipo de consumo sea abordado tempranamente en la planificación de la transmisión.

- 4- Los procesos vinculantes en cuanto a la proyección de la demanda son en energía, pero lo importante es la potencia. ¿Cómo se evaluará para considerarlo en la planificación?

Se indicó que la proyección de demanda es en energía y potencia. Adicionalmente se están analizando y observando, por ejemplo, la elasticidad de los consumo, además de la utilización de los registros horarios de demanda máxima de cada punto de retiro.

- 5- ¿Cuál es la influencia de la red inteligente en las proyecciones de la demanda en el sistema?

Se indicó que al menos en el último proceso de demanda esta alternativa de generación representa menos del 0,1% de la reducción de la demanda.

- 6- Es propicio definir un momento formal para considerar nuevas demanda (Posterior a la publicación del informe de previsión de la demanda)

La CNE hace el alcance de los plazos que tienen ambos procesos y de cómo considerar las nuevas demandas propuestas, en el sentido de su real concreción a futuro.

Se indicó que algo muy parecido sucede con los PMGD, siendo necesaria una mejor regulación en términos de definir fechas o tiempos en los cuales se informan y como considerarlos en la planificación, por ejemplo, considerando los porcentajes con el cual estos se materializan en la realidad, en base a las propuestas.

- 7- ¿Existen garantías entre la empresa de distribución y los PMGD para asegurar su ingreso?

Se indica por parte de algunos representantes de empresas distribuidoras que no existe ninguna garantía o seriedad de cumplimiento previa a la firma de un contrato de conexión.

En la finalización de la presentación respecto al tema de la proyección de la demanda, se indicó que la completitud de la información es necesaria para perfeccionar los modelos de proyección, por lo que es necesario que constantemente las empresas estén informando de las modificaciones ya sea por la inclusión de nuevos clientes, retrasos de proyectos, re-estructuración de la red de distribución, movimiento de alimentadores, entre otras. Adicionalmente se comentó sobre la necesidad de establecer canales de comunicación respecto las solicitudes de consumo a las

empresas distribuidoras en sus distintas etapas, requiriéndose una eventual caracterización como factibilidad, en desarrollo o con contrato firmado, por ejemplo.

Tema de referencia: Exigencias normativas para la Transmisión Zonal

En la presentación realizada por la CNE, los participantes realizaron diferentes observaciones y consultas respecto del contenido de la nueva normativa y de cómo se incluiría en la planificación de la transmisión.

1- ¿Cuál es el alcance del anexo de la norma técnica?

La Comisión indicó que el contenido y alcance del Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión va desde la configuración de barras de las subestaciones eléctricas hasta los sistemas de monitoreo. A modo de ejemplo fue mostrado en la presentación algunas consideraciones de las que se están abordando.

2- Respecto a los pliegos técnicos, ¿Cómo se consideran y cuál fue el resultado final del trabajo de la SEC?

La CNE indicó que los pliegos están en proceso de configuración del reglamento y serán publicados con el mismo. Sin desmedro de lo anterior, estos se están considerando en el desarrollo de la norma técnica.

Posteriormente se procedió a la conformación del trabajo en tres mesas, en los que los participantes fueron distribuidos en cada una de ellas. Los temas fueron los siguientes, **Antecedentes para la Planificación, Criterios de Holgura y Metodología**

2.3 Desarrollo de la Mesa A: Antecedentes para la Planificación

Temas Tratados

- 1- Holgura en suficiencia.
- 2- Incertidumbre de Proyectos.
- 3- Cambios topológicos que pueden afectar a las instalaciones.
- 4- Conformación de los datos de la demanda.
- 5- Tratamiento de PMGD.

Comentarios realizados en la mesa

- 1- Se plantea en la mesa que las holguras afectan a los consumidores haciendo más gravoso el sistema de transmisión. Se destaca que los desarrolladores de proyectos industriales tratan de cumplir metas, por lo que intentan siempre tener proyectos de mayor volumen en el menor tiempo posible. Esto lleva a que de forma muy optimista los desarrolladores pidan

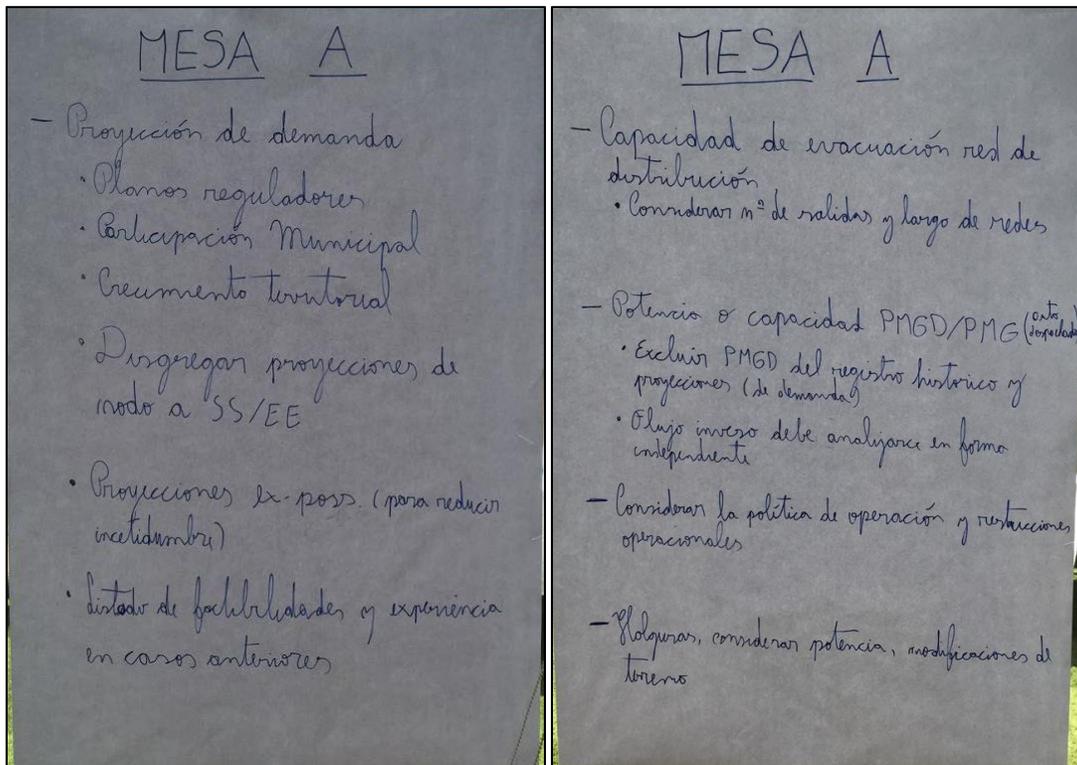
grandes potencias de conexión que luego no se concretan, forzando al sistema eléctrico a desarrollar instalaciones que podrían quedar ociosas. Por esto se plantea utilizar una estadística en base a proyectos anteriores para incluir dicha incertidumbre en la proyección de demanda.

- 2- Se plantea también incluir a las municipalidades en la planificación local ya que éstas tienen trato directo con los desarrolladores de proyectos antes de que éstos hagan la solicitud de conexión. Por esta razón incluir a las municipalidades puede ayudar a detectar proyectos de forma anticipada.
- 3- Se menciona que efectivamente hay muchos requerimientos de potencia en las redes y que estas a su vez pueden verse limitadas por otros factores, como condiciones del terreno.
- 4- Se aclara que para modelar el sistema se utilizan las políticas de operación, pero se hace la salvedad de que no es posible modelar las políticas de operación que varían con el despacho de las unidades.
- 5- Se plantea la duda de cómo se conforma la demanda que luego es usada en el cálculo de las necesidades de expansión. Se explica que es una mezcla entre tomar la demanda en la subestación primaria de distribución y tomar un crecimiento global de sistema para conformar una curva de carga típica y luego proyectarla en el tiempo.
- 6- Se plantea que en subestaciones primarias de distribución pequeñas el crecimiento es discreto.
- 7- Se discute acerca de si es posible que se instalen grandes consumos en donde históricamente no ha habido mucha demanda. En la mesa se explica que por lo general se trata de conjuntos habitacionales o packings u otros. Se dio un ejemplo en la zona del sistema zonal E, que no siendo un consumo grande, si lo es para la capacidad instalada de las subestaciones de la zona. Por lo que se recomendaría segregar la holgura según la potencia.
- 8- Se discute un caso en que los PMGD superan la capacidad de la red invirtiendo los flujos. Para ello se plantea que en ese escenario no se deberían considerar los PMGD, y que tampoco debiese considerarse la demanda neta para calcular la capacidad de la red. La razón de esto es que la idea de los PMGD es utilizar la capacidad ociosa de la red de distribución, por lo que si se considera la demanda neta los PMGD se estarían reduciendo la capacidad ociosa de la red artificialmente. Incluso se plantea que si los PMGD llegasen a invertir el flujo, estos deberían hacerse cargo del pago de la transmisión.
- 9- Se plantea evaluar la capacidad máxima de las subestaciones primarias de distribución. Esto debido a que las subestaciones pueden verse limitadas por la cantidad y potencia de los alimentadores que puedan tener o por la longitud de estos. Esta información podría trabajarse como un atributo de cada subestación.

Resumen de los principales temas discutidos en la Mesa

- 1- La holgura del 90% puede ser insuficiente en subestaciones pequeñas (menos de 10 MVA).
- 2- Es necesario recoger mayor información sobre el desarrollo de proyectos (incluir autoridades locales, reducir incertidumbre).
- 3- El sistema de proyección de demanda recoge razonablemente la realidad local.
- 4- No se deben considerar la demanda neta en presencia de PMGD y PMG en barras de distribución.

5- Se debe incluir la política de operación.



2.4 Desarrollo de la Mesa B: Criterios de Holgura

Generalidades

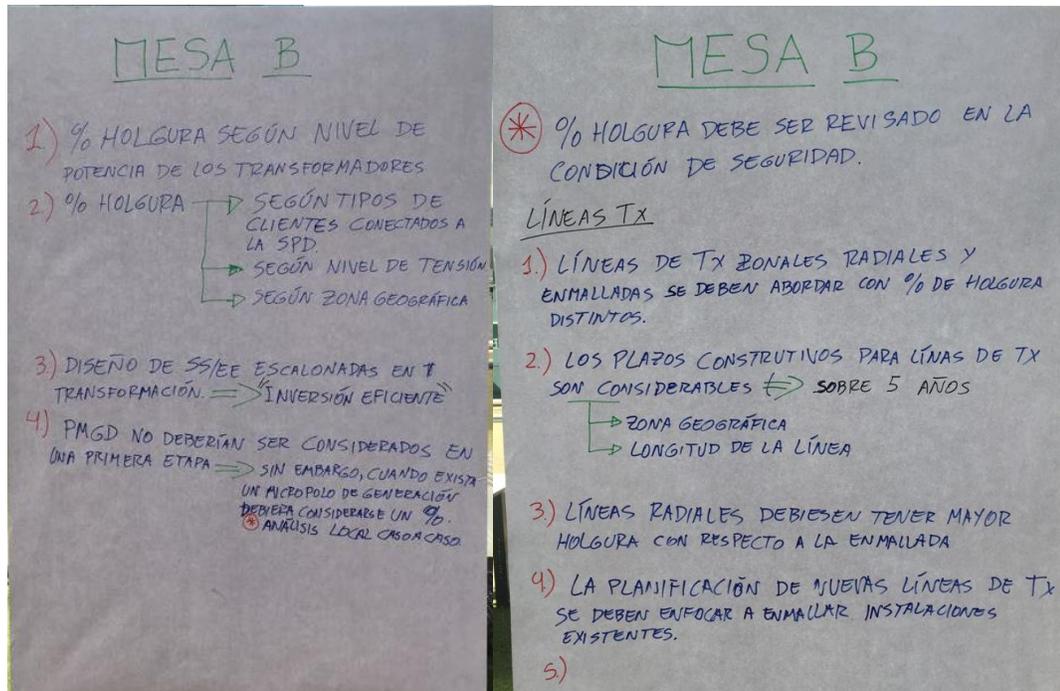
- 1- Los porcentajes de holgura deben ser diferentes para líneas de transmisión y transformadores.
- 2- Se debe promover el enmallamiento de los sistemas de transmisión zonal.
- 3- Se deben analizar las condiciones operacionales en forma particular y no utilizar las condiciones actuales como base para realizar la expansión de la transmisión. La planificación de la transmisión debe buscar la forma de operación más eficiente y desarrollar el crecimiento del sistema en ese aspecto.
- 4- Se deben detectar cuales son las restricciones que tienen los sistemas zonales para realizar los enmallamiento y atacarlas. Ejemplo: protecciones, limitación de transmisión, configuraciones u otras.
- 5- Los criterios de suficiencia deben tener considerado los criterios de seguridad en su desarrollo.

Transformadores

- 1- El porcentaje de holgura debe responder a una metodología donde se considere el nivel de tensión, potencia de los equipos, tipo de cliente (regulados o industriales) y zonas geográficas, puesto que dependiendo de la zona el impacto de determinados clientes será mayor en el sistema.
La mesa principalmente no analizó si el valor del 90% utilizado como holgura se encuentra bien dimensionado, sino más bien se indicó que dicho valor en particular para transformadores de baja potencia (menores a 15 MVA) no les entrega holgura para abastecer su suministro frente a retrasos de obras de expansión o crecimientos mayores a los proyectados.
- 2- Se debe considerar siempre la capacidad máxima permanente de cada equipo de transformación en los análisis de suficiencia.
- 3- La mesa no considera que sea adecuado en todos los casos realizar inversiones en equipos de transformación que permitan abastecer la demanda durante 20 años, y plantea que una opción puede ser realizar una inversión escalonada duplicando equipos de menor capacidad conforme va incrementando la demanda.
- 4- Respecto a la generación local la mesa considera adecuado no considerar PMGD para desarrollar la planificación del sistema de transmisión, a menos que exista un “micro polo” de PMGD, en cuyo caso se debe considerar un porcentaje de esta generación, pues al ser auto-despachada no es posible tener certeza de su disponibilidad completa durante un determinado período.

Líneas de transmisión

- 1- El porcentaje de holgura debe responder a una metodología donde se considere el nivel de tensión, potencia de la línea, zona geográfica, esto último teniendo en cuenta los problemas de servidumbre de ciertas zonas.
- 2- Las líneas radiales deben considerar mayores holguras que zonas enmalladas
- 3- Mejorar el desempeño del sistema considerando obras de ampliación que reestructuren el sistema y no sean el tradicional cambio de conductor o línea en paralelo. Ejemplo de esto son: reestructuraciones que se están realizando en la zona de Concepción.



2.5 Desarrollo de la Mesa C: Metodología

Generalidades

- 1- Se menciona que el Netbilling no se ve como una variable que sea necesaria considerar en la metodología en el corto plazo, ya que podrían pasar varios años antes que se invierta el flujo en la SPD, principalmente por las inyecciones de estos medios de generación, la que solo se vería una reducción en la demanda. Dicho la anterior el NetBilling debería ser considerado sólo en la proyección de demanda.
- 2- Se comenta que los plazos de ejecución de un PMGD son muy distintos a la implementación de una solución en transmisión. El PMGD se pone en marcha mucho más rápido que una obra decretada por los planes de expansión, por lo cual la solución en transmisión que sea necesaria frente a un problema de suficiencia llegará siempre atrasada.
- 3- Existe mucha incertidumbre por parte de las empresas distribuidoras al inicio del proceso de conexión del PMGD, ¿se concretará o no el proyecto?. Se aclara que esta Mesa de Trabajo no debe enfocarse en este punto, sino más bien en cómo considerar la información de los PMG y PMGD.

Relacionado a la pregunta ¿Cómo incluir los medios de generación distribuidos?

- 1- Queda la duda de quién debiese realizar la encuesta y a quiénes se realiza. ¿Debe ser la distribuidora quien pregunte de forma general y que los promotores se manifiesten o el Coordinador/CNE pregunta a las distribuidoras por los proyectos?. Se cree que la encuesta no tendría mucho efecto, existe mejor información a través del proceso de conexión de un PMGD.

- 2- Se hace hincapié en que las distribuidoras son las empresas que manejan más información y de mejor calidad con respecto a los PMGD. De solicitarse la información a las distribuidoras, éstas deben enviar información con un valor agregado, es decir, más que un listado debe complementarse con apreciaciones de la empresa frente a certidumbre del proyecto, dificultades o facilidad del sector donde se emplaza el proyecto o restricciones de desarrollo. ¿Se estará desarrollando un micro polo en el sector evaluado?.

La mesa considera que la información debe ser recopilada por el Coordinador, ya que también es un input para ellos a considerar en los análisis y estudios que deben realizar (propuesta de expansión o informe de restricciones en el sistema de transmisión).

- 3- No está claro cuáles son los factores que influyen o definen si hay impacto en las redes de transmisión zonal ante la conexión de PMGD. ¿Es la cantidad de proyectos o la potencia total?, ¿es un problema el cambio en la dirección del flujo (de retiro pasar a inyección de energía)?, ¿el cambio de flujo me genera una ampliación de forma inmediata o se pueden ocupar las holguras que presenta la red?.

Se discutió sobre la modalidad en el análisis o evaluación de la incorporación de los PMGD al sistema de distribución, por ejemplo el “caso a caso”, de forma particular. Se menciona también que la tecnología de estos PMGD es relevante, ya que se tienen tiempos de desarrollo y lugares de emplazamiento distintos y que son importantes en el análisis.

Relacionado a la pregunta ¿Incluir los respaldos en MT entre SPD?

- 1- Se discutió el tema de la evolución de las redes de MT, las que podrían volverse cada vez más enmalladas, dependiendo de las particularidades de cada zona.
- 2- También se discutió el tema si los respaldos en MT existentes o los se pueden generar con los futuros enmallamientos debiesen considerarse sólo como recursos operacionales y como un recurso disponible en el proceso de planificación, en el sentido que al considerarse se le resta holgura al sistema de transmisión. No hubo consenso respecto cómo debería ser abordado en la planificación de transmisión este tipo de recursos del sistema de distribución.

MESA C

- Recopilación información distribuidoras → al ^{orden} ~~orden~~
- Discriminar entre tecnologías
- Coordinador Agrupar info
- Transmisoras con información más anticipada.
- Valor agregado de la información por parte de las distribuidoras.
- Net billing no tendría efectos en la planificación en el corto plazo.

MESA C

Respaldo MT SP

- La Tx Zonal debe considerar los requerimientos en Dx para hacer uso eficiente de los recursos.