



## Mesa de Trabajo – Plan de Descarbonización

### Eje 1: Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura.

#### Minuta de la Segunda Sesión: “Planificación de la transmisión, instrumentos para gestión de riesgos y tarificación”

**Fecha:** 9 de noviembre 2023 – 10:00 horas  
**Lugar:** Auditorio Coordinador Eléctrico Nacional  
**Duración:** 3 horas

### 1. Acerca del Proceso

El Ministerio de Energía implementa un proceso de discusión en torno al Plan de Descarbonización con miras a la construcción de una hoja de ruta 2023-2030, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, BID, y la participación del sector privado, público, sociedad civil, organismos internacionales y la academia.

A través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico, se espera construir una hoja de ruta para la descarbonización con foco al 2030, abordando las condiciones regulatorias y técnicas que habiliten una descarbonización acelerada y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico.

La hoja de ruta se dividirá en tres grandes ejes que establecerán dichas condiciones:

1. Eje 1: Modernización de la red y el mercado eléctrico, e infraestructura.
2. Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición.
3. Eje 3: Transición energética justa y comunidades.

### 2. Resumen de la sesión

Los integrantes del proceso participativo de discusión en torno al Plan de Descarbonización se reunieron presencialmente para la segunda sesión del Eje 1 - Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura.

A la sesión asistieron presencialmente 26 participantes, representando a 18 organizaciones, instituciones y empresas. Adicionalmente participaron de manera virtual, en el espacio de entrega de insumos, 13 personas.

En esta sesión la conversación se orientó a la “Planificación de la transmisión, instrumentos para gestión de riesgos y tarificación”. Si bien el proceso busca definir consensos que permitan priorizar y focalizar las acciones de la presente década, la sesión se abocó a la identificación de acciones a incluir en la Hoja de Ruta, identificar consensos y puntos en fricción y el diálogo en torno a dilemas que guían las discusiones.



### 3. Revisión de Insumos

- El Ministerio de Energía presentó un encuadre de la discusión.
- Juan Carlos Araneda, Subgerente de Planificación en el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), presentó sobre Planificación y Tarifación de la Transmisión Eléctrica.

Ambas presentaciones están disponibles en el Sitio Web del Ministerio de Energía:

[https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/eje\\_1\\_sesion\\_9\\_nov\\_planificacion\\_y\\_tarificacion\\_tx.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/eje_1_sesion_9_nov_planificacion_y_tarificacion_tx.pdf)

### 4. Plataforma participativa

Una vez presentados los insumos se inició un espacio de diálogo en el cual los asistentes, organizados en 3 grupos de trabajo, utilizaron los siguientes dilemas para guiar la discusión:

1. Planificación de la red: Inversión “holgada” que se adelanta a las necesidades versus pago eficiente. ¿Quién paga la holgura de la transmisión?
2. Planificación centralizada versus inversión privada
3. Tarifación de la transmisión e incentivos
  - ¿Qué tipo de remuneración podría incentivar el desarrollo oportuno y uso eficiente de la red?
  - Seguridad de red versus uso eficiente y flexible

**Se solicitó a los grupos que se focalizaran en la propuesta de condiciones habilitantes y acciones a incluir en la hoja de ruta y en emitir opiniones en torno a los dilemas. Las discusiones y propuestas fueron recogidas por los moderadores de cada grupo y se incluyen en esta Minuta, y no fueron compartidas en plenario.**

**Al finalizar el trabajo grupal, se realizó un diálogo abierto en plenario en el cual los participantes expresaban sus opiniones individuales respecto al tema de la sesión.**

#### 4.1 Condiciones habilitantes y acciones levantadas en los grupos

- Participación de privados en sistema público:
  - Permitir el desarrollo privado en sistema público con riesgo al privado.
  - Habilitar que el privado pueda desarrollar proyectos de transmisión y conexión con mayor libertad, dado que ellos pueden avanzar más rápido y que es complementaria a la planificación centralizada de la CNE. Es decir, potenciar el Artículo 102.
- Plan de expansión:
  - El Plan de Expansión de la Transmisión se debería realizar en directa colaboración entre los organismos reguladores y el CEN.
  - Perfeccionar el proceso de planificación para obras pequeñas y que no esté relacionada con el proceso de grandes obras para así acelerar el proceso de expansión.



- Perfeccionar la tarificación de obras nuevas y de ampliación, para así reforzar redes existentes cuando represente un beneficio a largo plazo. Que se puedan intervenir proyectos que ya se encuentran en construcción.
- Entregar señales de localización adicionales dado que actualmente las herramientas existentes son insuficientes.
- Incentivo a la eficiencia: crear incentivos para que las transmisoras tengan criterios de operación eficiente de su infraestructura.
- Incorporar sanciones regulatorias a quienes perjudican el funcionamiento eficiente del sistema.
- Reducir los tiempos de desarrollo de los proyectos.
- Definir la holgura para dar certeza al sector.
- Almacenamiento.

#### 4.2 Punto de consenso

Todos los grupos coinciden en la siguiente propuesta: **Planificación centralizada es lo correcto, pero se debe equilibrar con la inversión privada (que es más rápida).**

- Los privados deberían poder tomar decisiones de inversión en obras de transmisión, a su “costo y riesgo”. Sobre todo para obras de ampliación.
- Se debiese permitir el desarrollo privado en sistema público, con riesgo al privado.
- El artículo 102 es muy rígido (por ejemplo, solo los propietarios pueden gatillar obras). Se necesita un “102 para privados”. Riesgo de valorización posterior.
- Se debe dar más espacio al privado, pero con warning de la calificación.
- Necesidad de planificación central pero con inversión privada para cuellos de botella.

#### 4.3 Observaciones en el diálogo abierto en plenario

- **Se sugiere revisar la tasa de rentabilidad del 7%.** El dilema que surge es rentabilidad social v/s integración de riesgos. Al respecto existen posiciones dispares:
  - Algunos opinan que la tasa podría ser más alta porque existen nuevos riesgos para el negocio de transmisión.
  - Otros opinan que dada la evolución podría disminuir.
- **Planificación:**
  - Algunos opinan que la planificación centralizada ralentiza.
  - Se propone que los privados puedan ejecutar obras que puedan conectarse. Que los privados asuman el riesgo.
- En la transmisión, **considerar las restricciones horarias de la generación**, para ello:
  - Revisar el rol del almacenamiento.
  - Considerar el largo plazo.
  - Cuidar de no cerrar el mercado, podría aumentar el costo.
- Considerar que en las licitaciones en el sistema de transmisión las **fajas y servidumbre** están generando incertidumbre y mayores costos.
- En la definición de **holgura** no hay consenso, algunos se preguntan ¿para qué la necesitamos?



- Algunas **propuestas** que se mencionan:
  - Fortalecimiento de transmisión zonal.
  - Incentivos para agregar inteligencia a la transmisión.

#### 4.4 Detalle de conversaciones grupales: Apreciaciones acerca de los dilemas planteados

En el diálogo grupal se expresaron opiniones individuales, sin que estas signifiquen un consenso de los participantes. Se incluye a continuación una síntesis agrupada por temas:

##### Transmisión en general

- La transmisión es la limitante del mercado, por la afectación que puede dar a proyectos de generación que se instalan.
- El problema actual no es geográfico, es horario. Para esto no se requieren nuevas líneas de transmisión.
- Los planes de expansión podrían proponer medidas transitorias de flexibilización y nuevas tecnologías. Actualmente se concentra solo en nueva infraestructura. Esto es reactivo.
- Agregar inteligencia a la red.
- La congestión actual no es tanta. Hoy el problema de vertimiento está más resuelto.
- Mayor requerimiento de transmisión zonal. Para la generación distribuida que viene no hay transmisión, se requiere fortalecer.
- Se requiere cambio legal para nueva distribución de responsabilidad. Generación se lleva todo los beneficios y transmisión todos los riesgos.

##### Planificación

- Planificación no solo desde el coordinador a nivel central. Necesidad de considerar a los territorios y a niveles regionales dentro de la planificación. Prevenir conflictos ambientales/territoriales □ Estudio de franja era para esto, no está cumpliendo su propósito.
- El Estado debe hacerse cargo de identificar franjas y obtener servidumbres. Tiempos de tramitación se reducen, el Estado es quien debe negociar con los privados, tiene mayor poder de negociación. Forma de licitación actual aumenta incertidumbre.

##### Holgura

- En cuanto a la planificación de la transmisión con holgura, es relevante poder definir con mayor certeza el potencial real de las zonas, tanto en demanda como en generación, de manera que exista un desarrollo eficiente de proyectos. Holguras en la capacidad de transmisión de proyectos con evaluación del potencial de zonas, pero acuerdos vinculantes de desarrollo. Algunas de las medidas que se propusieron fueron:
  - Limitar el acceso abierto hasta el punto de desarrollo eficiente del sistema.
  - Definir penalizaciones regulatorias a quienes afectan el funcionamiento óptimo de la red, por ejemplo, sancionar a quien se conecte último y produzca congestión.



- Entregar mejores señales de localización dado que actualmente las herramientas existentes son insuficientes.
- Es necesario avanzar a un modelo de costos compartidos, en donde el financiamiento de la transmisión provenga de todos los beneficiarios de esta, que no siempre es exclusivamente la demanda, en muchos casos la generación también se beneficia.
- Cuando el aumento de generación es lo que gatilla la expansión de la red, los clientes deben ver esta sobre oferta de energía reflejada en su tarifa a través de una reducción en la componente de energía.
- Se debe analizar el escenario en que la demanda no experimenta un crecimiento, cuando la oferta sí. Lo anterior, para encontrar un óptimo en el desarrollo de la red, que logre compatibilizar el comportamiento de ambos sectores.
- Deben considerarse cómo nuevas tecnologías impactarán el uso de la red en un futuro, por ejemplo, el efecto que pueda tener el uso del hidrógeno en la generación.
- Perfeccionar PELP considerando, por ejemplo, límites explícitos de desarrollo de proyectos por zona, mejores proyecciones de demanda que indiquen señales reales sobre los grandes consumos que se ven a futuro, como H2V. Incorporar una perspectiva de multiobjetivo en la planificación, que permita no solo cuantificar la minimización de costos sistémicos, sino que también valore criterios ambientales, entre otros, a la hora de optar por el desarrollo de transmisión. En particular, se presenta el ejemplo de que a veces es mejor incurrir en un aumento en el corto plazo de los costos sistémicos que permita asegurar la descarbonización.
- Se requieren holguras porque el desarrollo de la generación es más rápido que la transmisión.
- No existe consenso en la definición de holgura, nacen cuestionamientos como: ¿Hasta dónde abarca la definición de holgura?, ¿Cuál es la base de cómo vamos a medir la holgura: ¿están todos los modelos calibrados? ¿Los escenarios son coherentes entre uno y otro?
- Comenzar por definir qué es; explicitar bordes. Eso entregaría certezas. Y luego de eso se puede definir quién paga.
- La holgura queda supeditada a cómo se va a tratar el acceso abierto. Se necesita que sea más ordenado.
- Se puede generar holgura a través de la mejora de lo existente, y de la implementación de más tecnologías en la transmisión.
- La dificultad de llegar a una definición común de holgura viene por intereses distintos, depende de quién la defina. Depende de quién pague si considera que hay “mucha” o “poca” holgura.
- No existe diagnóstico común: ¿qué queremos mejorar? ¿Cuál es el problema, el diagnóstico común? ¿Para qué queremos la holgura?
- Luego de tener diagnóstico, podemos preguntarnos acerca del objetivo de la holgura (capacidad, movimiento temporal de consumo, etc.).
- Hay que partir un paso antes: revisar los criterios para definir nuevas obras, planificar la holgura.
- Ojo con confundir necesidad de holgura con otros problemas, sobre todo relacionados a los plazos de la materialización de las obras.
- Proyectos de generación toman menos tiempo que la planificación que se requiere para transmisión.



- Planificación con más antelación y tener holgura
- Tema de holguras es circunstancial, dado por alta generación en el norte. Se está sumando generación para una demanda mucho menor.

### **Incentivos en transmisión**

- Las transmisoras no tienen incentivos para maximizar el uso de las líneas, porque su negocio está focalizado en la infraestructura, no por la operación o el uso eficiente de la misma. Por ejemplo con tecnología, es más fácil aplicar automatismos que mejorar la tecnología del control de flujos.
- Las empresas de transmisión no tienen incentivo para ser más eficientes.
- También faltan incentivos para encontrar una solución eficiente ante fallas de transmisión. Se da el supuesto que podría no tener incentivos de una operación adecuada de las baterías, y no tendrían consecuencias sobre la indisponibilidad de la misma.
- Perfeccionar la tarificación de las obras de ampliación y obras nuevas, de forma tal que se puedan reforzar redes existentes cuando existe evidencia que esto representa un beneficio de largo plazo para la red, y así optimizar el uso de las servidumbres actuales. Se puntualiza que el gran valor de una modificación de esta categoría radica en que se puedan intervenir proyectos que ya se encuentran en construcción, mediante alguna herramienta de modificación que permita realizar un mayor reconocimiento tarifario para las obras de ampliación y que represente un incentivo para su desarrollo.
- Se releva la necesidad de perfeccionar los incentivos para que empresas transmisoras integren inteligencia a la red.
- No hay incentivos para el coordinador de utilizar nuevas tecnologías.
- Incentivo de obras urgentes. Falta de flexibilidad para atender a estas urgencias.

### **Participación de privados en el sistema público**

- Permitir el desarrollo privado del sistema público (y así acelerar el desarrollo de infraestructura de transmisión). Posteriormente se puede decidir si la infraestructura realizada de manera privada se considera o no en el proceso tarifario. El riesgo asociado recaería en el inversor. Se indica que antes de 2016 había permiso para desarrollar infraestructura de transmisión por parte de entes privados, lo que a juicio del autor de esta opinión, constituía una herramienta lo suficientemente sólida como para perfeccionar el desarrollo de la transmisión. Sin embargo, el modelo actual solo permite el desarrollo privado de transmisión cuando este se vincula a la conexión de generación o demanda.
- En cuanto a los casos en donde se haya determinado que existe necesidad de hacer una revisión del Valor de Inversión (VI), a causa de los motivos presentados anteriormente o bien en virtud de otras razones, la mesa releva los siguientes puntos a ser considerados:
  - Es necesario revisar si todos los proyectos que solicitan ajuste de VI no requieren cambio de la obra.
  - Es necesario tener en consideración el resto de las ofertas que fueron presentadas en la licitación que adjudicó la respectiva infraestructura, de forma que el nuevo VI pueda demostrar que es competitivo.



- Tiene que haber planificación centralizada pero poniendo acento en salidas que pueden tener inversionistas para solucionar cuellos de botella. Complementar a la planificación centralizada.

### **Tasa de rentabilidad**

- Revisar la posibilidad de reducir la tasa de rentabilidad:
  - Analizar el impacto que tendrá en la inversión, pues podría desincentivar. Se debe acompañar con una revisión de riesgos que enfrentan los desarrolladores.
  - Existen riesgos que teóricamente no están contemplados (por ejemplo, congelamiento de tarifas).
  - Quizás requiere de un mayor dinamismo.
- Remuneración transparente a los actores, mecanismo predecible, que los valores de tarificación lleguen a tiempo.

### **Almacenamiento**

- Es necesario entregar certezas sobre el almacenamiento y su rol en la transmisión.
- No debiera estar en la transmisión, debe ser un servicio.

### **Coordinación entre agentes**

- Es necesario promover la dedicación de los procesos (se menciona en particular el plan de expansión) por parte de los entes reguladores (MEN y CNE) y el Coordinador, en particular se destaca la necesidad de realizar un diagnóstico conjunto de la demanda, hacer uso de los mismos modelos computacionales, unificar el manejo de información que se utiliza y comunicarla oportunamente al resto de los agentes del sector, de forma de lograr un trabajo mancomunado que reduzca los tiempos de tramitación y que promueva sinergias.



## 5. Participantes de la Sesión

<b>Nombre</b>	<b>Institución</b>
Eduardo Andrade	ACEN
Daniela Maldonado	ACENOR
Jorge Candia	Transmisoras
Felipe Gallardo	ACERA
Teresa Vargas	Generadoras de Chile
Matías Salas	Generadoras de Chile
Francisca Pedraza	Empresas Eléctricas
Patricio Lagos	Coordinador Eléctrico Nacional
Juan Carlos Araneda	Coordinador Eléctrico Nacional
Nicolas Cáceres	Coordinador Eléctrico Nacional
Giovani Bastidas	Coordinador Eléctrico Nacional
Cesar Guerrero	Coordinador Eléctrico Nacional
Felipe Ruiz	Coordinador Eléctrico Nacional
Gonzalo Melej	Chile Sustentable
Renato Agurto	Synex
Matías Cox	GPM
Claudio Negrete	GPM
Laura Contreras	PRIME-ENERGIA
Rodrigo Perez	Ohmio Energía
Daniel Salazar	energiE
Fabiola Montecinos	Guacolda
Felipe Valdés	Guacolda
Valeria Ríos	Generadora Metropolitana
Javier Pujol	Inkia Energy
Humberto Tamayo	Engie
Paulina Basoalto	Colbún

Asistentes a través de Plataforma Online

<b>Nombre</b>	<b>Institución</b>
Gonzalo Ramirez	Pacific Hydro Chile S.A.
Paola Hartung	AES Andes
Gabriela Parra	Municipalidad de Coronel





Javier Bustos	ACENOR
José Tomás Morel	Consejo Minero
Matías Sain	Inkia Energy
Carlos Suazo	SPEC
Francisca Pedraza	Empresas Eléctricas
Rodrigo Cifuentes	Banco CAF
Jorge Candia	Transmisoras
Alan Álvarez	AES Andes
Federico Sobarzo	Colegio de Ingenieros