



## Mesa de Trabajo – Plan de Descarbonización

### Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición.

#### Minuta de la Primera Sesión: “Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental”

**Fecha:** 28 de septiembre 2023 – 10:00 horas  
**Lugar:** Auditorio Coordinador Eléctrico Nacional  
**Duración:** 2 horas 15 minutos

### I. 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.

### II. Resumen de la sesión

Integrantes del proceso participativo de discusión en torno al Plan de Descarbonización, se juntaron presencialmente para la primera sesión del Eje 2 (Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición) con el objetivo de iniciar la construcción de la hoja de ruta 2023- 2030.

A la sesión asistieron 31 participantes, representando a 22 organizaciones, Instituciones y empresas. En esta sesión la conversación se orientó a identificar “Condiciones habilitantes y metas para la gestión climática y ambiental”. Si bien el proceso busca definir consensos que permitan priorizar y focalizar las acciones de la presente década, esta primera sesión se abocó a la identificación de los desafíos, como base para ordenar la conversación de las futuras sesiones.



### III. Revisión de Insumos

- El Ministerio de Medio Ambiente presentó los insumos para el grupo acerca de instrumentos de gestión climática y ambiental (Emmanuel Mesías y Jenny Mager).
- El Ministerio de Energía presentó los insumos para el grupo acerca de desafíos hacia una matriz eléctrica baja en emisiones (Alex Santander).

Ambas presentaciones están disponibles [aquí](#).

### IV. Plataforma participativa (resumen)

Una vez presentados los insumos se inició un espacio de diálogo de 90 minutos, en el cual los asistentes, organizados en 6 grupos de trabajo, utilizaron las siguientes preguntas como guía para la conversación:

1. ¿Qué caminos debemos tomar para alcanzar la meta de 100% de energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y un 80% de energía renovable al 2030?
2. ¿Cómo logramos cumplir, e idealmente adelantar, la meta de carbono neutralidad en el actual contexto? ¿Qué esfuerzos adicionales se necesitan?
3. ¿Cómo interactúa la relación entre la reducción de contaminantes globales y locales, vinculando desafíos de cambio climático y de contaminación de manera integrada?
4. ¿Con qué condiciones necesitamos contar en el sistema eléctrico para alcanzar un 80% de energía renovable al 2030?
5. ¿Cuáles de estas condiciones son imprescindibles y cuáles son deseables?
6. ¿Qué tipos de esfuerzos adicionales se necesitan para alcanzar las condiciones deseables?
7. ¿Tenemos toda la información/análisis necesarios para transformar dichas condiciones en acciones concretas?

**Al finalizar el trabajo grupal, se realizó un plenario en el cual cada grupo destacó los puntos que consideraban más destacados y necesarios de compartir. Los temas destacados fueron:**

#### 1. **Transparentar costos al cliente final** (aumento tarifario).

La mayoría de los grupos coincidieron en la relevancia de transparentar o sincerar los costos de la transición a la ciudadanía. Algunos agregaron que se debe incluir -o no invisibilizar- los costos asociados a la contaminación y sus impactos sobre los derechos y las condiciones de calidad de vida de las personas (impactos sobre la salud, turismo, costos de ausencias del trabajo, sobre actividades económicas locales, entre otros).

#### 2. **Almacenamiento** (incentivos y reformas necesarias)

Mencionado en el plenario por más de un grupo. Algunos señalan que el gran “cuello de botella” es el almacenamiento y que se requiere que exista la regulación habilitante faltante para viabilizar



las inversiones y desarrollo, pues la ley de almacenamiento está atrasada una década. Otros mencionan que se requieren incentivos para el desarrollo de almacenamiento de larga duración.

### **3. Operación segura y eficiente y flexibilidad del sistema**

Algunos mencionaron que el sistema debiese modernizarse respecto a las señales que se entregan para promover el desarrollo del sistema, ad-hoc a la energía renovable variable y los complementos necesarios para que ésta sea la base del reemplazo de centrales contaminantes. El mercado debe promover la operación flexible, usando técnicas/tecnologías de información disponibles. La operación debiese ser eficiente, pero considerando esta nueva mirada y la seguridad energética.

### **4. Uso de gas natural**

En este punto se emitieron opiniones diversas, no existe consenso entre los participantes sobre que su uso es viable o recomendable. Algunos consideran que debiese eliminarse gradualmente durante el proceso de descarbonización, otros consideran que está bien mantenerlo.

Se destacan los siguientes aspectos:

- Aprovechar la infraestructura existente, para ello: Flexibilidad operacional y uso de gas natural (sin carbón pero con gas) como respaldo.
- Rol del gas: mejorar la disponibilidad del recurso.
- Considerar factor de seguridad geopolítica y la dependencia de un combustible que no producimos en el país.
- Incluir nuevas plantas de gas natural en el sistema eléctrico puede retrasar la transición energética hacia 100% renovables como ha señalado en reciente estudio de Naciones Unidas (UN/PNUD).

### **5. Costos**

- Existen distintas fuentes de costos que se generan en la transición energética, en particular en el cierre de centrales. Estos costos han sido asumidos por las empresas.
- Costo para las comunidades del cierre de centrales, necesidad de involucramiento de comunidades.
- Es necesario considerar otros costos sociales, tales como el costo de emisiones sobre la salud de la población y sobre la economía local. Solo la sociedad civil con apoyo de la academia ha realizado estos estudios. Es necesario el involucramiento del Estado (Ministerio de Salud, Ministerio de Desarrollo Social, etc)

### **6. Rol del Estado:**

- Mayor liderazgo en directriz de inversiones, pero sin limitarla. Equilibrio Estado/Privado
- Sistemas de tramitación de permisos: Fortalecer capacidades y coordinación intra Estado.
- Señales de localización (planificación y gestión territorial).
- Gestión de embalses: Ante la salida de centrales térmicas se requerirá una operación más flexible de los embalses, operación que podría verse condicionada por la existencia de convenios de riesgo. Incentivo para la penetración de renovable debe considerar esquemas de pagos adecuados en el corto plazo.



## **7. Generación Distribuida**

Varios grupos mencionaron la necesidad de incentivar la generación distribuida. “No podemos pensar en descarbonización sin generación distribuida”, considerando además la electrificación de los consumos. Es necesario abordar algunas barreras actuales asociadas a esta.

## **8. Eficiencia de los clientes (disminuir/gestionar consumo)**

Algunos opinaron que la eficiencia energética también tiene un rol en la transición, y es necesario resolver algunos asuntos para fomentarla.

## **9. Necesidad de generar Indicadores a la hoja de ruta para controlar avances**

- Cómo se conjuga la medición con las metas específicas, de manera de no estar midiendo algo que no es el objetivo.
- Distintas acciones tienen que estar bien coordinadas, y entregar flexibilidad para el cumplimiento de metas.
- Balancear variables como costo-resiliencia-emisiones, etc.

**Adicionalmente a los puntos anteriores, durante diversos momentos se plantearon sugerencias para mejorar el proceso y las sesiones:**

- Próxima sesión enviar con antelación las preguntas para que los asistentes puedan venir más preparados.
- Las preguntas son demasiado generales. Próxima sesión acotarlas mejor para que salgan acciones y medidas más concretas.
- El Consejo de Sociedad Civil del Ministerio de Energía (COSOC) solicitó cupo para la Mesa.
- Incorporar actores regionales o locales.
- Se propone que exista participación permanente de otros ministerios.
- La oficina de transición justa del Ministerio del Medio Ambiente debiese estar presente en todas las mesas.



## V. Plataforma Participativa: Detalle de los temas abordados

Como resultado del diálogo en los grupos, obtuvimos los siguientes elementos que podemos agrupar bajo los siguientes títulos:

### 1. Costos para el usuario

- ¿Quién pagará los costos de la transición energética si esto conlleva alzas?
- ¿Qué costos estamos dispuestos a asumir por la transición, y cómo incide en la velocidad de descarbonización?
- Es urgente saber cuánto está dispuesto a pagar la gente, porque la descarbonización es un proceso intencionado e implica inversiones con costos específicos, que inciden en un inicio. Esto es un conocimiento necesario para definir hasta dónde y cómo llegamos.
- Tarifas Eléctricas: hay que sincerar los costos, las tarifas están subiendo y la transición energética también tiene costos que llegarán a los clientes finales.
- Sincerar costos de todas las soluciones hacia los usuarios, los que de todas maneras van a aumentar (incluyendo costos en externalidades negativas, etc.). Otra discusión será quién y cómo paga esos costos.
- Se deben sincerar los costos al usuario final de retiro de centrales y alta penetración.
- Es importante pensar en el costo que tiene este proceso para el cliente final. Si se va a electrificar el consumo hay que pensar en el costo que esto tendría.
- Hay que transparentar que los costos de la transición energética van a generar un alza de precios, estos no van a ir a la baja, como se comprometió hace un tiempo atrás. La transición va a encarecer los costos.
- Transparentar también los costos existentes por las externalidades negativas de operar termoeléctricas a carbón: aumento en problemas sobre la salud de la población, costos variables de combustibles, costos por impactos ambientales en territorios.
- Es importante la participación activa del sector privado, si la demanda sigue pensando que la transición no tendrá costos... hay que sincerar los costos. Los privados necesitan de una generación global, por la huella de carbono... Tenemos que estar dispuestos a que ciertos costos los deberá asumir el privado.
- El alza de precios que podría generar la transición no es algo 100% asegurado, la regulación debería enviar señales para que los privados continúen haciendo más eficiente las tecnologías.
- Respecto a la situación de los costos asociados a la generación, las empresas tienen el VAD congelado, la energía estabilizada y los costos de transmisión "jibarizados" y esos temas, respecto a los reales costos que tienen las empresas, no pueden ser explicados a la ciudadanía.
- Es necesario valorizar los beneficios futuros y externalidades para el desarrollo de la infraestructura, por ejemplo, reducción de enfermedades, reducción de inundaciones, siendo conscientes de su impacto en tarifas de corto plazo (pues suele ser uno de los elementos mediáticos más llamativos), pero no dejando que sea el único elemento que domine la toma de decisiones.



## 2. Almacenamiento

- El gran cuello de botella en los sistemas eléctricos con incremento progresivo de energías renovables es el almacenamiento.
- Se necesita disponer de capacidad de almacenamiento a nivel de sistema (no almacenamientos aislados), de distinta naturaleza tecnológica que complemente sus atributos/debilidades.
- Se requiere que se avance en regulación faltante, para que veamos cómo impulsar desde el Estado y que ocurran las inversiones necesarias. La ley de almacenamiento está atrasada en varios años, y en las conversaciones, se dice que podría ser cerca de una década de retraso. Es urgente mejorar la planificación, usando el criterio precautorio, agilizando su puesta en marcha, porque de lo contrario no se va a alcanzar. Además, hay que pensarlo como un esquema de transmisión necesario para la descarbonización, con planificación anticipatoria, mejoras en las etapas y plazos involucrados.
- Se requieren incentivos para el desarrollo de almacenamiento de larga duración, y energías gestionables como geotermia, concentración solar de potencia (CSP), bombeo, otros; y no sólo BESS (*Battery Energy Storage System*). Esas aportan temas de inercia y corto circuito que reemplazarían las carboneras. Hoy en día son más costosas, pero para que estén operando al 2030 necesitamos las señales hoy. Incentivos como, por ejemplo:
  - Licitaciones de suministro a clientes regulados, hacer modificaciones para que se valoren otros atributos.
  - Esquemas de potencia. Hoy se incentiva corta y mediana duración, pero no larga duración.
  - Creación de servicios complementarios asociados a flexibilidad y fortaleza de red, como por ejemplo, servicio de rampa y servicio de inercia respectivamente.
- Actualmente, el esquema de pago de baterías de corto plazo es riesgoso en términos financieros, con las reglas y maduración tecnológica de hoy, hay cierta incertidumbre en el sistema de ingresos.

## 3. Reformas a la operación del sistema (Operación segura y eficiente)

- El sistema debiese modernizarse respecto a las señales y ad-hoc a la energía renovable variable. Debe ser flexible y usando técnicas/tecnologías de información y disponibles. Pero además de ello debemos actualizar los criterios coherentes con las necesidades de energías variables. La operación debiese ser eficiente, pero considerando esta nueva mirada y la seguridad energética.
- A nivel mundial, se avanza en un cambio en el paradigma de operación de centrales de ER, en complemento a distintas alternativas tecnológicas:
  - No podemos esperar que funcionen como “base”, “punta”, etc.
  - El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) debe continuar avanzando en materia de estudios y pilotos.
- La operación del sistema eléctrico debe ser eficiente y económica por ley, y sin centrales térmicas, ¿cómo esperamos que esto acentúe de manera pronunciada el óptimo de operación eficiente y económica?, ¿cómo cautelamos que esto sea abordado correctamente?
- Considerar nuevas tecnologías para fortaleza de la red. BESS con Grid Forming (GF). Híbridos CCSS+V. Inercia + BESS-GF.



### Respecto a la **seguridad de la red**

- El desafío de la desincronización de la red no ha sido resuelto, y el problema ha sido minimizado ¿Quién o qué tecnologías entregarán los atributos de seguridad a la red?
  - Revisar las señales/incentivos actuales al mercado de servicios complementarios.
  - Relevancia y fomento de la energía hidráulica para estabilidad a la red. Realizar un mapeo de los recursos hidrológicos.
- En el futuro, se debe operar con niveles de cortocircuito más bajos y se debe aportar mayor inercia que se vaya perdiendo de manera natural con el retiro progresivo de centrales termoeléctricas. Esto es requisito importante para el tema del retiro de las centrales.

### Respecto a la **Flexibilidad**

- Se podría avanzar de manera más decidida en relación a la flexibilidad operacional. Solo se están recogiendo aspectos como los mínimos técnicos. Necesitamos incentivos reales para que el sector invierta en flexibilidad, reconociendo los costos reales asociados a la operación del futuro.
- Faltan incentivos a la flexibilidad para llegar a los altos niveles de penetración renovable necesarios para cumplir las metas. En ese sentido es difícil no tocar el tema del mercado mayorista en este Eje.
- Pareciera ser que hay atributos que no se están pagando, y por ello no se desarrollan. Un mercado de atributos de flexibilidad; falta un nicho de desarrollo, un esquema de pago que permita incrementar el nivel de penetración renovable. Esto sería de corto plazo.

## 4. Uso del gas natural (y otros combustibles)

### Respecto del gas natural (GN):

- Se puede usar el gas como combustible de transición para acelerar el retiro o reconversión de centrales a carbón, considerando que hay está la infraestructura disponible y no se necesitan nuevos proyectos que pasen por permisos (no hay consenso del todo en este tema).
- Tomar en cuenta el riesgo geopolítico del gas natural. Cuando hubo crisis del gas, y se optó por priorizar la seguridad se terminó en carbón. Tomar eso en cuenta cuando pensamos en el gas como *backup* a largo plazo. No tenemos gas en Chile. El Ministerio de Energía debe conceptualizar correctamente este tema: dependencia a externos en suministro, guerras, cambio climático, etc. Algunas partes sugieren pensar en gas utilizando la infraestructura existente, no nuevas inversiones.
- Reducir incertidumbre respecto al gas natural:
  - Transición requiere de GN, en particular para un retiro o reconversión de carbón de manera acelerada.
  - Asegurar la operación del GN: infraestructura (maximizar utilización de lo que hay), vida útil prolongada, contratos, pero se recomienda no construir centrales nuevas.
  - Después de poder retirar o reconversión el carbón, se debe revisar cómo se avanza en una menor dependencia de gas fósil.
- Algunos sugieren que si se usa con la calidad como la actual igual se podría cumplir con la meta de ser Carbono Neutrales al 2050. Además, las tecnologías van avanzando, la tecnología al 2050 también va a ser mejor y propenderá a una menor generación de emisiones por parte del gas. .



- El uso de gas natural también significa una emisión de gases de efecto invernadero, sobre todo gas metano, por lo que incentivar su uso podría desacelerar el cumplimiento de los compromisos climáticos, poniendo en riesgo los presupuestos de carbono comprometidos en nuestra NDC y la carbono neutralidad. Por ello es importante avanzar en estrategias de mitigación y disminución de fugas de metano, etc.
- Se indica que el 2030 hay buenos contratos con GN, pero después, hay incertidumbre.
- Se requiere extender las redes de gasoductos. En el norte y centro está resuelto, pero en el sur no. También hay oferta de gas argentino que tiene la misma norma técnica que la chilena, por lo que la calidad es similar.
- No se está hablando de la disponibilidad de gas natural en otras regiones, hay un desafío con esa logística.
- El reemplazo de gas por diésel no es directo ni obvio.

Respecto de otros combustibles:

- La logística del diésel tampoco está resuelta hoy. Importación, transporte, emisiones.
- Reconversión a biomasa: Logística de la biomasa es difícil, hay que asegurar la cantidad de camiones de transporte, no hay seguridad de obtener el suministro requerido en el país, por ejemplo: importarlo desde Brasil no tiene mucho sentido.

## 5. Transmisión

Considerado un tema crítico y urgente, se requiere la infraestructura con urgencia, sin embargo algunos opinan que no habrá cambios medulares de aquí al 2030 en infraestructura, por lo cual es necesario sacarle el máximo provecho a la infraestructura existente respecto a la operación.

Al respecto se mencionó lo siguiente:

- Se menciona que franjas es una buena idea, pero toma mucho tiempo.
- Es necesario ordenar el acceso a la transmisión.
- Surgen preguntas respecto al costo de atraso en la transmisión: ¿quién paga? ¿Cómo se pagan los costos de la operación segura por retraso de la transmisión?

## 6. Retiro de Centrales a carbón

Algunos opinan que el retiro de centrales es factible: “Hace años el retiro de Ventanas por ejemplo era impensado por su rol en la ubicación que está y ahora se ve que sí es factible, previo informe del CEN y autorización de la CNE”, sin embargo otros participantes señalaron los desafíos, tales como el riesgo en la seguridad del sistema y los costos asociados para las empresas, que incluyen temas laborales asociados al cierre, hacerse cargo de la infraestructura, de reconversión, entre otros.

Respecto de las condiciones habilitantes, algunas partes de la discusión plantean:

- Ampliar la cobertura de los planes estratégicos de energía en regiones como instrumento orientador para el mercado en la región, con análisis de sustentabilidad o evaluación ambiental estratégica, cuando corresponda, minimizando los impactos territoriales y prevenir conflictos socioambientales.



- Involucrar a los territorios activamente en la descarbonización.
- Respaldo técnico que reemplace a centrales a carbón retiradas para la operación segura del sistema eléctrico nacional (SEN).
- Generar incentivos para el retiro y reconversión de la infraestructura existente de zonas críticas (p.ej., Huasco), fomentando el desarrollo productivo asociado a actividades no contaminantes.
- Planes de remediación ambiental con incentivos para zonas de transición energética.
- Ampliar y promocionar la inversión intersectorial para medidas complementarias (p.ej., sector forestal), con foco además de eficiencia energética.

Respecto de los desafíos, algunas de las partes plantean aspectos como:

- Complejidad del escenario de descarbonización en algunas zonas, sin señales explícitas de avance aún, como Huasco.
- Existen posturas diferentes respecto a la norma de emisiones y calidad de aire, algunos indican que la norma de emisiones es estricta, podría incentivar al cierre de centrales que el sistema aún requiera, y que no vale la pena hacer las inversiones si la central de todas formas tiene que cerrar. En su desmedro, el CEN necesita energía y seguridad, y podría despachar centrales a diésel que tienen mayores emisiones globales y locales, siendo contraproducente para la calidad del aire.
- En los lugares donde están instaladas las centrales térmicas a carbón, las normas de gestión ambiental, y en particular, la norma de emisiones de centrales termoeléctricas ha generado - desde su primera aplicación- una disminución importante de los contaminantes locales asociados, lo que ha disminuido sustancialmente los niveles de contaminación del aire. Por ejemplo, algunas personas plantean que en Huasco, Guacolda no es de los complejos que más contamina, pues a diferencia de otro(s), este sí instaló tecnologías para reducir emisiones de manera efectiva.
- Por otro lado, se plantea también que se podría acceder a compensar con reducciones en otras fuentes de una manera más costo eficiente, pero algunas personas indican que la norma de emisión para termoeléctricas vigente aún tiene un espacio importante para reducir los límites de emisiones, aún por debajo de los estándares que recomienda la Organización Mundial de la Salud (OMS). La actualización de dicha norma (la que se plantea, cuenta con un importante nivel de retraso), actualmente en periodo de revisión de observaciones post consulta pública, mejora los estándares, pero tampoco alcanzaría a armonizarse con los niveles recomendados por la OMS.
- Con el cierre de las centrales se pone en riesgo la seguridad del sistema eléctrico, pues las centrales a carbón son flexibles y permiten dar la seguridad requerida. Ese es uno de los principales desafíos cuando continúan retirándose centrales a carbón que tienen mayor incidencia en la operación del sistema, necesitando reemplazar su energía pero también sus atributos de seguridad.
- El cierre de centrales implica pensar en la seguridad del sistema y podría implicar riesgos de desabastecimiento si se realiza a una velocidad no planificada e incoherente con las condiciones habilitantes requeridas para ello.
- Centrales termoeléctricas aportan a la seguridad y a la flexibilidad del sistema eléctrico, si se retiran sin reemplazar atributos de seguridad, hay que asumir que habrá más fallas y la SEC fiscaliza eso.



- Surgen preguntas como: *¿Qué pasa si se cumplen las metas de emisiones y de renovables sin necesidad de retirar las centrales?, ¿se forzará el cierre de las centrales de todas formas?* Si se pone énfasis en el retiro de centrales térmicas o en la disminución efectiva de carbono y cumplimiento de la normativa vigente.
- Existe el desafío de cumplir con los compromisos nacionales (NDC, Ley de Cambio Climático) e internacionales para mitigar la crisis climática. En este sentido el sector eléctrico es quien tiene la principal responsabilidad de disminuir emisiones, por lo que retirar o reconvertir las centrales a carbón es una acción necesaria y habilitante para cumplir con lo comprometido.

Respecto de los costos e incentivos, algunas partes plantean aspectos como:

- Los costos adicionales al cierre de las centrales deben ser analizado en el tiempo, para establecer el plazo adecuado de su cierre. Si cierro antes no alcanzo a recuperar la inversión realizada en los proyectos.
- Es importante pensar cuál debiera ser el incentivo a los titulares de las empresas que los lleve al cierre de las unidades. El costo de cerrar la empresa implica muchos aspectos y no se evidencian muchos incentivos para que las empresas quieran seguir esa línea.
- Respecto de los costos que deben asumir las empresas por el cierre de las centrales, más allá del costo para los propietarios, hay costos globales que se deben asumir, como por ejemplo el costo para cada trabajador y para la empresa respecto a las soluciones que debe establecer para hacerse cargo de los temas laborales asociados al cierre, hacerse cargo de la infraestructura, de reconversión, entre otros. Esa responsabilidad la ha cargado la empresa y el Estado no ha apoyado en esos temas (desde el punto de vista de los costos asociados a estos problemas que se genera por el cierre).

Respecto a reconversión de centrales, los participantes indican aspectos como:

- Fuera de la mesa. Los costos no dan, no se estarán despachando.
- No gastemos tiempo en medidas que no serán medulares ni eficientes.
- Necesitamos transparentar esos costos y revisar los incentivos.

## 7. Energías Renovables

- Cómo viabilizamos la entrada del porcentaje renovable faltante para alcanzar un sistema eléctrico 100% limpio al 2050. Hoy el tema ya no es sólo la salida de las centrales a carbón.

Respecto de las condiciones habilitantes

- Establecer requerimientos técnicos de las Energías Renovables Variables y el tipo de atributo de red.
- Logística de proyectos: portuaria-aduanera para llegar con recursos eólicos (gran dimensión) y logística proyectos, traslado terrestre puerto-sitios proyectos. Escolta policial con permiso MOP muy limitante.
- Problemas logísticos para proyectos eólicos que reemplazan centrales a carbón. A nivel de puerto/aduana; logística terrestre/carreteras. La obligación de que la escolta de los camiones tenga que ser carabineros ralentiza el proceso, podría autorizarse guardias privados.



- Gestión territorial para el desarrollo de proyectos renovables. Los proyectos que se han hecho hasta hoy son los más fáciles de desarrollar, quedan los más complicados. Incluir gestión y ordenamiento territorial en el proceso de planificación y evaluación, incluyendo evaluación ambiental estratégica cuando amerite, para prevenir conflictos socioambientales.
- Las centrales renovables se instalan preponderantemente donde existe recurso primario de generación, no así las centrales convencionales, las cuales por cierto debían ubicarse en lugares que tuvieran condiciones para ello, pero requieren una cantidad de territorio sustancialmente menor que las renovables para la misma energía generada. Además su desarrollo está determinado por temas de relacionamiento comunitario y disponibilidad de acceso a puntos de conexión en el sistema. Estos elementos terminan condicionando las zonas de emplazamiento de los proyectos.
- Los privados tienen la señal de localización, pero parece que colectivamente falta algo, ¿por qué los polos de desarrollo hasta el momento no se han utilizado? Actualmente hay dos polos de desarrollo próximos a decretarse, en las provincias de Tocopilla y Antofagasta.
- Tecnologías de generación eléctricas en el sur: En el sur hay hidroeléctricas, eólicas y diésel. ¿Qué otras tecnologías se pueden instalar? Hay problemas de localización, de disponibilidad de terrenos, y el sistema de transmisión lo paga el cliente.
- Estudios arrojan que lo más eficiente a corto plazo sería, principalmente, el desarrollo eólico. Pero faltan pasos para abordarlo: temas de ordenamiento territorial, normativa de ruido, normativa sísmica, temas logísticos (escolta de transporte), etc. Estos elementos son riesgos para el inversionista que se traducen en costos extra, por tanto, hay proyectos que no se terminan desarrollando.
- Cómo hacemos que ocurra el desarrollo eólico necesario. La tecnología eólica pareciera ser aún más eficiente que solar. (Solar y eólico – electrónica de potencia) ¿Qué falta en términos de costos y operación?

## 8. Eficiencia energética (EE)

**Algunos opinaron que la EE también tiene un rol en la transición, sin embargo es necesario resolver algunos asuntos.**

Respecto de las condiciones habilitantes:

- Entregar incentivos para la eficiencia energética.
- Resolver el tema de los medidores inteligentes. Cómo esperamos que participe la demanda en la gestión de energía y eficiencia energética si no tenemos medidores de energía.
- Avanzar en educación y capacitación a las personas.

## 9. Generación distribuida (GD)

**Varios grupos mencionaron la necesidad de implementar GD. No podemos pensar en descarbonización sin generación distribuida, considerando además la electrificación de los consumos, sin embargo es necesario abordar las barreras actuales.**

- Es importante incentivar la generación distribuida/comunitaria y el autoconsumo. Es lo que más impacto tendrá en la disminución de los costos a los consumidores.



- Se deben eliminar las barreras asociadas a la generación distribuida para incentivar el uso de esta última.
- Respecto al autoabastecimiento, mencionan que hay que tener cuidado con este tipo de soluciones ya que quienes tendrían acceso a esta son quienes tienen mayor poder adquisitivo, entonces quienes pagarían la distribución serían los más vulnerables.

## 10. Temas normativos

**Se mencionan diversas normativas que deben abordarse, así como también el rol del Estado y sus instituciones.**

Respecto a asuntos generales, distintas personas plantean aspectos como:

- Es necesario políticas y regulaciones claras, oportunas para dar señales adecuadas (económicas) en función de la inversión necesaria para la descarbonización. En este punto se comenta la certeza regulatoria “temprana”.
- El desafío es diseñar un marco normativo que logre incorporar la flexibilidad sin incrementar los costos a los usuarios.
- Política Energética Nacional con mayores elementos vinculantes. Por ejemplo, la Evaluación Ambiental Estratégica del Sistema de Transmisión, por ejemplo, en Estudio de Franjas, al no ser vinculante y al ser público se vuelve muy iterativo el proceso pues el conflicto se vuelve a generar, dejando el problema al desarrollador.
- Políticas Públicas e instrumentos deben estar sincronizados con un solo objetivo (Leyes, normas, políticas, emisiones, modificaciones tributarias, entre otras), no todas van en el mismo sentido. Parecieran que están alineadas, pero al final uno encuentra que no necesariamente, y es urgente que estén debidamente coordinadas.
- Efectos de normas varias debe conversar con costos, precios y normas de seguridad (SEC por ejemplo).
- Infraestructura habilitante. Debemos clarificar qué infraestructura es habilitante, considerar las demoras/incertezas por tramitación de permisos. Se requiere apoyo estatal para el desarrollo de infraestructura en generación, transmisión y almacenamiento.
- Impuesto a las emisiones es clave para incentivar la salida al carbón. Que se pueda adelantar un escenario que aumente el impuesto. Se debe eliminar el tema de la compensación o cómo se distribuye si es que se va a subir el impuesto al carbono.
- Se requiere mayor predictibilidad y coherencia regulatoria para conseguir financiamiento para los proyectos.
- Mayor certidumbre en las señales de inversión en almacenamiento corto y largo plazo.
- Debieran existir exigencias normativas que permitan que las centrales vayan evolucionando con la tecnología. Mejorar los requerimientos para las “ERN 2.0”, que “puedan operar sin tanta térmica”. Por ejemplo, “*grid forming*” a partir del 2030-2035.
- Revisar aspectos asociados al gas inflexible.
- Mejorar mercado y operación de servicios complementarios.
- La electrificación requiere precios competitivos. Evidencia de esto es que los clientes libres están financiando renovables.
- Políticas claras para combustibles de transición.



Respecto a normativas específicas:

- Ley de transición energética.
- Ley de promoción a renovables.
- Norma de termoeléctrica.
- Impuestos verdes.
  - Aumentar el Impuesto verde, hoy se pagan 5 USD, que no es nada, debieran ser los 35 USD por la externalidad.
  - Se menciona que es importante que antes de aumentar el impuesto a las emisiones se elimine el mecanismo de compensación y que el impuesto sea incluido en el costo variable de las centrales, de manera de que tenga incidencia en el despacho.
- Tramitación de permisos:
  - Reducción de tiempos en obtención de permisos; fortalecimiento de capacidades (personal, tecnología, etc.) en entidades como el Consejo de Monumentos Nacionales, SAG, CONAF y unificación de los criterios que utilizan en regiones; reforzar coordinación entre distintas entidades del Estado.
- Mínimos técnicos ad-hoc con las normas de emisión (hay que mejorar la norma de diésel)
- Mínimos Técnicos Ambientales: Importante bajar los mínimos técnicos ambientales

Respecto a los incentivos, se plantea:

- Incentivos a la señal de localización
- Modificar la normativa hacia la flexibilidad para enfrentar la transición. Esto permitiría competir con bajos precios e invertir.
- Incentivos para extender la vida útil de las centrales a gas natural para el retiro del carbón. Debe haber señales económicas que sirvan para extender la vida.

Respecto a la autoridad (MEN, CNE), se plantea necesidad de avanzar en:

- Foco, pero también consistencia y coherencia. Por ejemplo, retiro carbón en Quintero y Puchuncaví.
- Mayor coordinación entre planificación del MEN y plan de obras de la CNE.
- Mayor convicción desde las distintas autoridades, y cooperación entre instituciones.
- Regular la operación del CEN con una mayor decisión y convicción.

Respecto al Rol del Estado, se plantean aspectos como:

- Espacios de acción entre lo indicativo y la planificación central.
- Se necesita un rol indicativo, pero en serio, claro. Por ejemplo, en licitaciones (solución subóptima), mediante la tarificación.
- Señales del estado, dado que el sector es privado, está en planificación. Por ejemplo, remuneración de la potencia.
- Algunos supuestos para la planificación son muy irreales, poco sinceros.
- Las señales de inversión se enfocan en solar, cuando todas las estimaciones de planificación eficiente dicen que eólica tiene que aumentar más que solar esta década.
- ¿Están definidas las cuotas de los presupuestos sectoriales asociados a la Ley Marco de Cambio Climático?



- Se señala la necesidad de revisar la pertinencia actual del Estado de Reserva Estratégico (ERE).

## 11. Observaciones generales

- Estamos demasiado encima del problema.
- Para la gestión de demanda falta aún, pero sería deseable a futuro.
- La descarbonización no es un concepto bien sociabilizado, por lo que lo se vuelve complejo trabajar en espacios de discusión relevante como el Congreso.
- No es imprescindible que se emita cero, podría ser bajas emisiones y utilizar captura, por ejemplo, la última milla es demasiado costosa y tiende a ponerse el foco allí antes de recorrer el camino. Alternativamente se podría utilizar gestión de demanda.
- Para adelantar la carbono neutralidad se deben involucrar los otros sectores, como por ejemplo transporte.
- Debería considerarse el hidrógeno verde en este plan, por los impactos que podría tener.
- El trabajo participativo tiene que volver a recapturar la confianza de la ciudadanía, es necesario mejorar el aporte a las comunidades y que la industria sea un buen vecino. Podrían plantearse las brechas territoriales de cada lugar y a partir de eso crear valor en la sesión. Los beneficios compartidos son esenciales, y es necesario reconocer la unicidad de cada región. Podría haber programas de fomento coordinados a nivel interministerial, por ejemplo, reforzar la red de salud.
- Los servicios deben ser bancables. Existen demasiadas incertidumbres hoy. Hay un tema en cómo programamos los servicios complementarios. Estamos retirando de la red activos que entregan varios servicios a la red.
- Interconexiones con otros países, respaldo, atributo de inercia.
- Gestión de embalses más flexible, hoy están sujetos a convenios de riego entre otros. O sino se podría hacer bombeo.
- Trabajar en los temas asociados a remuneración y flexibilidad.

## VI. Participantes de la Sesión

- Macarena Álvarez, Joaquín Fernández, Valeria Ríos, Sebastián Romero (Generadoras),
- Antonio Minte (Asociación Biomasa)
- Federico Sobarzo (Colegio de Ingenieros)
- Felipe Gallardo (ACERA)
- Matías Cox (Pequeña y medianas generadoras)
- Daniela Maldonado (ACENOR)
- Alan Álvarez, Paola Hartüng (AES Andes)
- Fabiola Montecinos, Aníbal Ramos (Guacolda Energía)
- Diego Huarapil (GNL Chile)
- Luis Lefort (Colbún)
- Ricardo Fuentes (Engie)



- Cristian Sepúlveda (ACSP)
- Daniel Salazar (energiE)
- Rodrigo Moya (IMELSA)
- Rodrigo Espinoza (Moray Energy)
- Rodrigo Jiménez (System)
- Renato Agurto (Synex)
- Carlos Cabrera (ACESOL).
- Carlos Finat (Consultor)
- Sara Larraín, Gonzalo Melej (Chile Sustentable)
- Rodrigo Barrera (Agencia Sostenibilidad)
- Patricio Lagos, Erick Zbinden, Rodrigo Quinteros (Coordinador)
- Gonzalo Aravena, Johanna Jiménez (CNE)
- Participantes MEN: Carolina Gómez, Álvaro Ruiz, José Ignacio Medina, María José García, Belén Muñoz, Carmen García, Andrea Varas, Bárbara Eguiguren, Daniela Dueñas