



Mesa de Trabajo – Plan de Descarbonización

Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición.

Minuta de la Tercera Sesión: “Seguridad de abastecimiento”

Fecha: 11 de enero 2024 – 9:00 horas
Lugar: FCFM, Universidad de Chile, Zócalo Hall Sur
Duración: 4 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

Integrantes del proceso participativo de discusión en torno al Plan de Descarbonización, se juntaron presencialmente para la tercera y última sesión del Eje 2 (Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición) con el objetivo de iniciar la construcción de la hoja de ruta 2023-2030¹.

A la sesión asistieron presencialmente 19 participantes, representando a 14 organizaciones, Instituciones y empresas. Adicionalmente participaron de manera virtual, en el espacio de entrega de insumos, 18 personas.

¹• En la planificación original se consideraban 4 talleres grupales, la sesión 2 orientada a dialogar en torno a “Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos” fue reemplazada por reuniones individuales con cada una de las empresas que mantienen centrales a carbón.



En esta sesión la conversación se orientó a dialogar en torno a desafíos y oportunidades en torno a “Seguridad de abastecimiento”. 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.

Sumado a lo anterior, se incluyó en la apertura de la sesión una presentación, por parte del asesor técnico, que incluía una síntesis de los puntos más relevantes que surgieron en las dos sesiones anteriores de este Eje de discusión.

Al finalizar la sesión, se presentó una síntesis de la metodología de la elaboración de la Hoja de Ruta, con énfasis de los pasos a seguir y la calendarización a partir de la finalización del ciclo de talleres para los tres ejes.

3. Revisión de Insumos

- El Ministerio de Energía presentó un encuadre de la discusión
- Esteban Gil presentó los puntos principales del estudio “Variabilidad y seguridad de abastecimiento de la demanda en el proceso de descarbonización chileno [Gil, 2022a]”
- Juan Pablo Avalos V., Subgerente Programación y Análisis Económico del Coordinador Nacional presentó “Rol del Gas Natural en la Operación del Sistema Eléctrico Nacional “
- Daniel Salazar de la Consultora EnergiE presentó acerca de “Logística e Infraestructura de gas natural en proceso de Transición Energética”

Las presentaciones están disponibles en el Sitio Web del Ministerio de Energía: https://energia.gob.cl/sites/default/files/seguridad_abastecimiento_-_11_enero.pdf

4. Plataforma participativa

Una vez presentados los insumos se inició un espacio de diálogo en el cual los asistentes, organizados en 2 grupos de trabajo, utilizaron los siguientes dilemas para guiar la discusión:

1. ¿Cuáles son los desafíos sistémicos que deben atenderse para acompañar un retiro o reconversión acelerada de centrales a carbón?, ¿cómo se visualiza el impacto en las cadenas de suministro?
2. ¿Cómo aumentan los requerimientos energéticos de otros combustibles en el corto y mediano plazo cuando avanza el retiro de centrales a carbón, considerando además otros aspectos relevantes a considerar como la estrechez hídrica, entre otros?
3. ¿Cuáles son los desafíos en la logística de abastecimiento de combustibles?, ¿cuáles son las necesidades en infraestructura para contar con un sistema robusto de abastecimiento



que entregue condiciones que garanticen un suministro seguro de energía al país durante el proceso de descarbonización?

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 la Minuta, no fueron compartidas en plenario.

4.1 Condiciones habilitantes y acciones levantadas en los grupos

- Estudio que aborde distintos escenarios a futuro, en términos de seguridad de abastecimiento, con el fin de “despejar” los niveles de suficiencia y resiliencia -explícitos o implícitos- con que se planifica y toman decisiones en el mercado eléctrico.
- Definición de un “seguro” de suministro: Reconocimiento de atributos de seguridad de las distintas tecnologías, permitiendo la competencia entre ellas. Se plantea la necesidad de mejorar el diseño de las remuneraciones de cada atributo, haciendo competir según costo efectividad a las distintas tecnologías, incluidas las basadas en gas natural, sin descartar nuevas inversiones.
- Maximizar el uso de la infraestructura actual, pero considerar ampliaciones necesarias para el sistema.
- Mejorar señales de lo que se necesita para robustecer el sistema eléctrico basado en ERV y con ello atraer la inversión necesaria: dar señales de localización y de precio.
- Fomentar la generación distribuida
- Almacenamiento
- Interconexión
- Visibilización de requerimientos técnicos (gestión hídrica de largo plazo, inercia, rampas, etc..)

4.2 Puntos de consenso

Grupo 1

- Abordar la seguridad de suministro con una mirada de más largo plazo.
- Reconocer los atributos de seguridad: considerar los beneficios que entregan ciertas tecnologías al sistema, que pueden en un futuro disminuir los costos.

Grupo 2



- Desafíos sistémicos: dotar al sistema de recursos para hacer frente a escasez hídrica, priorizar recursos técnicos en escenarios de estrechez, promover en el corto plazo el almacenamiento y generación distribuida.
- Definición de objetivo de confiabilidad para luego determinar qué tecnología se necesita.
- Transparentar requerimientos técnicos necesarios para el retiro de carbón.
- Entregar incentivos para la entrega de servicios de red por tecnologías no convencionales.
- Es necesario internalizar la incertidumbre del suministro diésel.

4.3 Puntos que requieren mayor discusión

- Rol del gas en el largo plazo para hacer frente a la variabilidad del sistema: Algunos participantes consideran que esta tecnología va de salida, mientras que otros participantes mencionan que debe mantenerse a modo de seguro, de lo contrario, se utilizarán cuotas crecientes de diésel y esto aumentará los costos del sistema.

Al respecto se mencionó (diálogo en plenario):

- Chile no debería apuntar a reforzar la capacidad de gas, sino a hacerlo más eficiente. Apuntar a resolver problemas de almacenamiento y logística de combustibles que han existido desde siempre es un despropósito, si fuera una prioridad nacional ya se hubiese resuelto. Esta falta de capacidad de respaldo era compromiso de nuestro ingreso a OECD pero no se ha hecho, y es la razón de por qué no hemos entrado a la AIE.
- Almacenamiento y operación con nuevos habilitantes en sistema con mayor capacidad de renovables variables hace extemporáneo mejorar almacenamiento de gas natural. El proceso ahora apunta a otros tipos de almacenamiento. Ya pasó la vieja con almacenamiento y logística de GNL, mejorar lo que vamos a dejar no sería una inversión eficiente.
- Enfocar el problema de manera reduccionista, el sistema chileno merece una discusión más ampliada que solo si es gas o carbón. Qué hubiera ocurrido en días críticos si se tuviese almacenamiento y mecanismos de gestión de demanda (otras acciones más que gas/carbón)
- Desarrollo está claro de qué es lo que viene, coincide en mirada de futuro, pero despreciar el problema de almacenamiento de gas es ralentizar la salida del carbón. Sería vivir al límite de capacidad constantemente.
- No se tienen todos los estudios necesarios, pero la tendencia asumida es que se instalen motores diésel como respaldo. Gestión de demanda funciona desde la academia, pero no se da en la práctica.
- Sobre almacenamiento, ha habido desarrollo rápido, se ve más cercano como opción que gestión de demanda.



4.5 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.

1. ¿Cuáles son los desafíos sistémicos que deben atenderse para acompañar un retiro o reconversión acelerada de centrales a carbón?, ¿cómo se visualiza el impacto en las cadenas de suministro?

- Es perjudicial para el sistema intentar usar tecnologías para fines distintos a los que fueron pensados. No pueden utilizarse tecnologías que fueron diseñadas para suministro de energía y seguridad, para reemplazar tecnologías orientadas a entregar suficiencia al sistema (como lo es el diésel).
 - Máquinas de gas, carbón no están diseñadas para funcionar bajo mecanismo de ciclaje. Esto lleva a fallas, es necesario considerar esto.
- Se debe tener una mirada de más largo plazo al evaluar la seguridad de suministro, considerar escenarios probabilísticos y no solo centrarse en situaciones extremas que pueden estar dejando de lado algunas situaciones que veremos con nuevas tecnologías.
 - El estudio de seguridad del Coordinador se centra mucho en analizar eventos extremos de hidrología; debiera tener una mirada más amplia. Hoy, aunque tengamos un buen año hidrológico no se solucionan los problemas. Es un estudio más operacional que prospectivo. Se le quita el atributo de largo plazo que puede incentivar otras inversiones como el almacenamiento de largo plazo.
 - El tema de largo plazo, la prospectiva, debe venir en la PELP. Por otro lado, hay que cambiar el paradigma de que el sistema del futuro se tenga que operar como se opera el sistema hoy, con las herramientas que tenemos hoy. Por ejemplo:
 - El gas, que es lo que se ocupa hoy para hacer frente a la variabilidad, hay que dejar de pensar que esa va a ser la única herramienta que tendremos. Por ejemplo, el almacenamiento a corta duración, puede que no se utilice de esta forma en un futuro.
 - Tenemos una falta de habilitantes para esta nueva matriz en base a energías variables: criterios de localización (no puede estar todo en el norte), y transmisión (problemas estructurales que abordar).
 - La Generación distribuida también sería un aporte fundamental a la estabilidad del sistema si se toma en serio.



- Reservas de más largo plazo (considerar el caso de gestión hídrica que tiene Colombia), formalizar este requerimiento. No hemos especificado qué es lo que necesitamos realmente, esto nos permitiría diferenciar los requerimientos técnicos de las tecnologías que los ofrecen, transparentando todos los servicios de red.
- Nos enfocamos en el problema en el corto plazo y no tanto en lo que buscamos del sistema eléctrico 100% renovable. Enfocarnos en lo que requerimos para lograr que ese sistema funcione, pensar en despejar barreras para que ese sistema renovable a 20 años funcione, sino seguiremos con problemas a corto plazo. Otro tema a considerar es GxDx, no lo hemos conversado tanto en las mesas, pero es una medida a considerar – incentivo a generación distribuida para descarbonización.
- Respecto al riesgo de mirar al pasado y no al futuro, 2030 sin carbón con peores condiciones hidrológicas, sumando recursos actuales faltan 1000-1500 MW para satisfacer la demanda. Acciones – fomentar almacenamiento, generación distribuida. Hoy no se ve que renovables presten servicios de red, y teniendo a la vista que se apunta a un sistema 100% renovable, es necesario promover una normativa para que las tecnologías renovables presten estos servicios, de lo contrario se debe modificar el mercado para entregar incentivos individuales, o bien hacer un cambio profundo del mercado para evitar las lógicas de *missing money*.
- Existen hoy muchas incertidumbres y no hay suficientes estudios que permitan despejarlas y atraer inversiones (suficiencia y resiliencia).
- Se debe considerar la seguridad del sistema como otro producto, tal como es la energía. De no considerarlo, seguirán sucediendo situaciones como utilizar diésel o carbón cuando no hay disponibilidad de GNL, lo que aumenta los costos y las emisiones del sistema. Para ello, buscar la opción más competitiva, ya sea geotermia, GNL, embalse, o la que pueda demostrar su conveniencia por sobre las otras. Estos costos deben ser incluidos en la tarifa.
- Sobre recursos técnicos, necesario visibilizar cuáles son: inercia, regulación de frecuencia, regulación de tensión.
- Es necesario cambiar la visión de enfocarse exclusivamente en los costos, y no de los beneficios que puede entregar al sistema ciertas tecnologías y productos. Al fortalecer el sistema en la actualidad, se tendrá una disminución de costos a largo plazo.
- No es tan claro que el sistema deje de estar expuesto al riesgo hidrológico bajo un contexto de descarbonización. Tenemos que tenerlo presente siempre para que el SEN cuente con recursos para operación segura y eficiente bajo contexto de escasez hídrica.
 - El fenómeno climático de la niña está próximo y podría significar periodos de grandes sequías.
 - Existe un desafío sistémico de cómo dotamos al sistema para enfrentar la escasez hídrica.
- Otro desafío que enfrenta el SEN se asocia a la variabilidad del aporte eólico, bajo escenario de alto aporte eólico podemos retirar centrales a carbón, pero en escenario de bajo aporte eólico ya es tarde para prender central a carbón, se debe requerir a GNL o diésel, pero cadena de



suministro de diésel es poco robusta, tiene poca capacidad de reacción dado sus volúmenes de reserva. En este sentido el suministro del diésel no es en sí mismo seguro, y su impacto económico en el sistema debería ser internalizado previamente en la toma de decisiones sobre su uso.

- Siempre hemos dado por hecho que tenemos atributos para operar sistema (rampa e inercia), pero son atributos que están escondidos en los modelos. En virtud de lo anterior, es necesario visibilizar que se requieren estos recursos técnicos, al cambiar operación del sistema no es tan evidente que se tienen por hecho. En principio estos servicios serían aportados por el gas, a futuro podrían aportarlos el almacenamiento u otras tecnologías, pero no está clara la vía regulatoria para eso. Otro elemento que se tiene que internalizar, es el ciclaje de las centrales de las centrales a gas, y la forma en que esto aumenta el riesgo de fallas. Es necesario también incorporar mecanismos que permitan gestionar el riesgo, por ejemplo perfeccionar la planificación teniendo en mente el uso de reserva de agua en horizontes de largo plazo y no solo en corto plazo.
- Necesidad de definición de cuánto requerimos en torno a otras demandas del sistema- inercia. Esto sería independiente de forma de generación, si es gas u otro, pero sí tener claridad de cuánta inercia requiere el sistema dada salida de carbón.
- Hace falta un objetivo explícito y claro de confiabilidad, lo cual no ha sido informado a la fecha, esto permitiría asegurar el correcto abastecimiento de la demanda. Teniendo eso se puede planificar los recursos necesarios de largo plazo, las tecnologías que pueden apoyarlo.
 - Sincerar que el sistema no solo requiere energía.
 - No hay un escenario de salida de carbón sin que estén estos aspectos solucionados, definición de condiciones críticas para retiro (de inercia y otros).
- Es necesario integrar el rol de la gestión de demanda. Concuerda con GxDx como acción clave, tener ojo con señales que se entregan para generación distribuida, en especial en escenario de tarifas congeladas.
- Es necesario perfeccionar el diseño del precio estabilizado, necesario considerarlo para GxDx..

2. ¿Cómo aumentan los requerimientos energéticos de otros combustibles en el corto y mediano plazo cuando avanza el retiro de centrales a carbón, considerando además otros aspectos relevantes a considerar como la estrechez hídrica, entre otros?

- Vamos a necesitar más gas y más diésel.
 - Debiese haber una mirada asociada a las oportunidades, que la dé el Estado. Señales de lo que se necesita.
 - Se debe reconocer como atributo el aporte a la seguridad/suficiencia (ejemplo del agua. Revisar regulación reserva hídrica). Está muy mal diseñado hoy en día el aporte a la suficiencia.

- Se debiera crear la figura de “seguros” para la seguridad del sistema, a modo de ejemplo, cambiar la forma en que se valora y remuneran los embalses. En vez de considerar sus peores años hídricos, valorarlo según la importancia que tiene actualmente en el sistema, y tenerlo como un “seguro” para situaciones críticas.
- Criterios de seguridad en distintos instrumentos, por ejemplo, en las licitaciones, en las tarifas (no es solo cantidad de energía, sino también calidad).
- La licitación de almacenamiento es la identificación de una oportunidad, sin embargo, se requiere un liderazgo correcto. Debiera ser una licitación abierta internacionalmente.
- Se levanta una alerta respecto al reemplazo de carbón y la seguridad que se pierde dada la capacidad de almacenamiento que tienen las centrales en sus canchas de carbón. Cambio por GNL o diésel, se pasa de seguridad y autonomía de meses a semanas.

3. ¿Cuáles son los desafíos en la logística de abastecimiento de combustibles?, ¿cuáles son las necesidades en infraestructura para contar con un sistema robusto de abastecimiento que entregue condiciones que garanticen un suministro seguro de energía al país durante el proceso de descarbonización?

- Se debe mirar lo que existe hoy, que evidentemente tiene limitaciones, pero hay que ver qué se puede hacer con eso. Si no, habría que hacer nuevas inversiones y ¿queremos hacer eso?. Ejemplo, si el gas no se lleva en camiones al sur, tendríamos que mandarlo por barco y necesitaríamos otro terminal. Al final se remite nuevamente a hacer un estudio de las alternativas disponibles. El peor escenario es no decidir nada (no nuevas inversiones en GN, un desarrollo lento del almacenamiento), y al final frente a restricciones se termine usando diésel.
- La logística de abastecimiento a las centrales necesita mayor atención en cuanto a GNL: considerar el transporte, los costos, los riesgos.
- Con respecto a los gasoductos, el problema de infraestructura no es el único ni suficiente. Considerar barcos pequeños entre Valparaíso y Concepción, al enviarlo de esta manera, se logra disminuir costos de inversión en infraestructura de puertos y similar.
- Como el GNL corresponde a un combustible fósil, no se realizan inversiones, arriesgando su suministro por la presencia de desincentivos. Lo anterior, puede nuevamente producir que se consuma diésel para suministrar a la demanda.
- Sobre el diésel: sincerar su disponibilidad, solo se tiene de 3 a 4 días con alto stock.
- Es necesario ampliar la capacidad de los terminales y de reserva de combustibles, para mejorar la autonomía del suministro eléctrico, considerar las canchas de carbón como grandes baterías
- Considerar interconexiones con otros países, podemos contar con más recursos de países vecinos. Requerimientos técnicos de frecuencia u otros, bajan al considerar una mayor interconexión con Argentina.



- Para Chile la interconexión sería un banco de respaldo y para otros países venderíamos energía renovable. Con contaminantes globales se puede hacer neteo, por compra de electricidad que sea generada de forma no renovable, pero con contaminantes locales no es claro.
- La interconexión da seguridad al sistema, naturalmente estabilizando su frecuencia, lo anterior representa una ganancia para el sistema.
- Rol del estado en interconexión y otros para seguridad (terminales GNL, licitaciones suministro). Articulación público privado. No sólo señales desde la regulación.
- Considerar costos también, energía renovable tiene costo variable cero, es difícil que compremos energía térmica mucho más cara.
- Intento de ampliar la capacidad de terminal en 2018. No prosperó porque el riesgo de inversión era muy alta. Necesidad de incentivos.



5. Participantes de la Sesión

a) Presencial

Nombre	Institución
Andres Muñoz	Colbun
Diego Burattini	GPM AG
Daniel Soto	ACEN
Fabiola Montecinos	Guacolda
Daniel Salazar	energiE
Camilo Charme	Generadoras de Chile
Alfonso Salinas	GNL Quintero
Ricardo Fuentes	ENGIE
Anibal Ramos	Guacolda
Esteban Gil	UTFSM
Sara Larraín	Chile Sustentable
Francisco Muñoz	Generadoras de Chile
Valeria Rios	Generadora Metropolitana
Matias Salas	Generadora Metropolitana
Juan Pablo Avalos	Coordinador Eléctrico Nacional
Paola Hartung	AES Andes
Alan Alvarez	AES Andes
Gonzalo Melej	Chile Sustentable
Jorge Candia	Transmisoras

a) Virtual

Nombre	Institución
Marco Peirano	EDF Chile
Carlos Finat	KAEL Consultores
Johanna Jimenez	CNE
Sebastian Romero	Generadora Metropolitana
Federico Sobarzo	Colegio de Ingenieros
Paola Llanos	



Gretchen Zbinden	CEN
Hernan Valenzuela	Enel Generación
Priscila Rodriguez	CNE
Felipe Duarte	CNE
Carlos García	
Javier Pujol	Inkia Energy
Mónica Gazmuri	Anesco Chile
Rodrigo Espinoza	Coordinador Eléctrico Nacional
Juan Carlos Araneda	Coordinador Eléctrico Nacional
Rodrigo Guerrero	Espacio público