



Mesa de Trabajo – Plan de Descarbonización

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

Minuta de la Cuarta Sesión: “Transición hacia un nuevo mercado mayorista y modernización de la red”

Fecha: 25 de enero 2024 – 9:00 horas
Lugar: Auditorio Coordinador Eléctrico Nacional
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 cuarta sesión del Eje 1 (Modernización de la Red y el Mercado Eléctrico e Infraestructura) con el objetivo de iniciar la construcción de la hoja de ruta 2023- 2030.

El objetivo de la sesión fue abrir la conversación en torno al mercado eléctrico de corto y largo plazo, y cómo estos se deben adaptar y evolucionar para permitir las inversiones y desarrollo necesario, además de una adecuada operación, en el marco de metas de descarbonización y carbono neutralidad.

A la sesión asistieron presencialmente 27 participantes, representando a 22 organizaciones, Instituciones y empresas. Se sumaron a ello 17 participantes a través de la plataforma Zoom.



La sesión fue iniciada con unas palabras del Ministro de Energía, Sr. Diego Pardow Lorenzo, para dar paso a presentaciones que dieran contexto a la temática y, finalmente, un espacio de diálogo orientado a identificar condiciones habilitantes para una “Transición hacia un nuevo mercado mayorista y modernización de la red”. 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
- Rodrigo Espinoza V., Gerente de Operación del Coordinador Eléctrico Nacional, presentó el Contexto Actual de Operación del SEN y Transición Energética.
- Matías Negrete Pincetic, del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), presentó Reformas al Mercado Mayorista en el SEN: Propuesta de Hoja de Ruta.
- Rodrigo Palma Behnke, del Centro de Energía de la Universidad de Chile, presentó un Análisis comparativo de mercados mayoristas.

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

https://energia.gob.cl/sites/default/files/presentaciones_25_enero.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. ¿Qué elementos del mercado actual debiesen modificarse en el corto plazo y cuáles en el mediano y largo plazo?
2. ¿Serán los servicios complementarios, la mejor forma de reconocer los atributos técnicos requeridos por el sistema eléctrico en este proceso de transición? ¿Es posible desacoplar atributos técnicos del valor de la energía? ¿Es necesario crear un mercado de flexibilidad adicional, en qué etapa de la transición?
3. En virtud del estado actual del modelo de mercado y el punto de llegada, ¿qué medidas intermedias harían posible esta transición y cómo las priorizarías? ¿de qué forma se complementan estos cambios o se relacionan entre ellas?Ue
4. Dada la gran variedad de cambios a considerar en esta transición, ¿cómo se podrían gestionar de mejor forma los riesgos asociados a su implementación? ¿Qué indicadores o antecedentes son relevantes de monitorear para ir avanzando en la implementación de la transición?



5. ¿Qué otro elemento considera relevante destacar, en el contexto de la transición hacia un mercado que permita la descarbonización de la matriz energética?

Se solicitó a los grupos que se focalicen 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.

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

Los grupos propusieron las siguientes acciones:

Servicios Complementarios

- Profundizar en el mercado de servicios complementarios, creando nuevos servicios en la medida que se requieran. Por ejemplo, un mercado de rampas flexibles. Esto no necesariamente implica un cambio en el cuerpo reglamentario.
- Participación de la demanda en mercados de servicios complementarios.
- Formalización de mercado de servicios complementarios.
- Generar incentivos para los SSCC.
- Crear nuevo mercado de flexibilidad o bien añadirlo como parte de los SSCC, de forma que se incorporen tecnologías que entreguen los atributos necesarios para la descarbonización.

Mercado, sistema eléctrico y operación de la red

- Aumento y reconocimiento de la flexibilidad en el sistema eléctrico.
- Trabajar en la granularidad de la operación de la red para permitir el ingreso de nuevas tecnologías habilitantes a la descarbonización, por ejemplo, el almacenamiento.
- Considerar en el modelo de mercado la problemática de las series hidráulicas y su gestión de corto y largo plazo.
- Abrir la puerta al desarrollo privado de la transmisión en obras de tamaño mediano, a su propio riesgo
- Fortalecer el mercado de contratos: que permita que actores más pequeños puedan participar.
- Perfeccionar esquema de formación de precios. Una señal de CMg más precisa. Incorporación del impuesto verde en CV.
- Transparentar costos de toda la cadena de suministro al cliente final (generación, transmisión, distribución), normalizar precios y agregar un apartado que permita identificar los costos de la transición energética.
- Aumentar la generación distribuida en forma costo-eficiente.



- Revisar y rediseñar el mercado de capacidad.
- Incorporar mecanismos de gestión de demanda
Incorporar herramientas que permitan la gestión de riesgos a los participantes del balance (ej: derivados, contratos financieros) generar un despacho vinculante, de forma a forzar la mejora de pronósticos de generación y que aquellos que no cumplen su compromiso de despacho deban cubrir sus posiciones con herramientas de gestión de riesgo.

Institucionalidad

- Revisión institucionalidad para la transición, y verificar si cuentan con los recursos para atender las labores encomendadas.
- Fortalecimiento institucional y revisión de incentivos entre instituciones a la luz de sus labores (por ejemplo que la misma institución atiende tarificación y planificación).
- Mejorar acceso a la información del CEN.
- Definición de indicadores para realizar seguimiento a transición energética.

Medidas de mediano plazo:

- Introducir el mercado del día anterior en forma vinculante (*day-ahead market*), no como hoy, donde no hay penalizaciones de las desviaciones.
- Permitir que los privados gestionen su exposición al riesgo, por ejemplo, en cuanto a la congestión del sistema, habilitar FTRs y peajes por beneficiario.
- Habilitar gestión de demanda como oferente de SSCC.
- Fortalecimiento institucional del sector público energético (CNE, SEC, MEN).
- Consideración explícita del atributo de flexibilidad en el sistema eléctrico.

Medidas de corto plazo:

- Potencia: cambio de definición en ley/reglamento desde demanda máxima a demanda neta máxima.
- Cambio de asignación de pago de SSCC: revisar cómo corresponde asignar entre retiros e inyecciones los costos de cada SSCC.
- Obligación de nueva infraestructura de generación que venga habilitada para proveer SSCC, norma técnica.
- Solicitar a la bolsa de Santiago que cree productos financieros asociados al producto “Energía Eléctrica”

4.2 Punto de consenso por grupo

Grupo 1

- Promover el uso y gestión ordenada de la información
- En el corto plazo se respalda la idea de perfeccionar los esquemas de formación de precios, respetando los principios actuales del marginalismo.
- Incentivos a Servicios Complementarios.



- Potenciar la generación distribuida para lograr las metas de carbono neutralidad.
- Incorporación del impuesto verde en CV.
- Determinar un objetivo de seguridad explícito de las redes (operación y planificación).
- Verificar que la institucionalidad cuenta con las capacidades para hacer frente a los desafíos de la transición energética, por ejemplo ver si el coordinador puede llevar a cabo todos los procesos que se le solicitan, o bien sus acciones exceden sus atributos.

Grupo 2

- Como medida de corto plazo, modernizar las herramientas del Coordinador Eléctrico Nacional, con el objetivo de tener un buen pronóstico de la generación y la demanda y aprovechar de forma eficiente el recurso renovable.
- Tener presente el impacto en la tarifa frente a cualquier modificación que se realice a nivel de mercado.
- Profundizar en el mercado de SCCC, particularmente en la definición de atributos que permitan remunerar correctamente la flexibilidad del sistema.
- Un indicador relevante para monitorear el avance en la implementación de la transición es el precio. Se debe tener un objetivo de precio sin comprometer la seguridad del abastecimiento.
- Avanzar en la granularidad en la operación de la red.

Grupo 3

- Fortalecer instituciones del sector público energético: CNE, SEC, MEN
- No todos los cambios deben realizarse por vía legislativa.
- Definición de indicadores para realizar seguimiento a transición energética.

4.3 Punto que requieren una mayor discusión

- Monto del impuesto verde.
- Abrir puerta al desarrollo privado de la transmisión en obras de tamaño mediano, a su propio riesgo.
- Rol de los PMGD.
- Transición hacia un mercado de ofertas a mediano plazo. Existe un grupo que afirma que es una condición habilitante necesaria para la descarbonización, mientras que otro sector apunta a que debe perfeccionarse el mercado actual, sin que esto necesariamente concluya en un mercado de ofertas.

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

Respecto a medidas de corto, mediano y largo plazo



Medidas de corto plazo:

- Los elementos del mercado que deben modificarse en el corto plazo son los siguientes:
 - Analizar la estructura actual de los SSCC
 - Revisar la conformación de precios en el mercado
 - Granularidad
 - Que exista una coherencia entre los mercados de energía, potencia y SSCC.
- Mejorar la información a la que se puede acceder en el CEN, las planillas son difíciles de cruzar e interoperar entre los mismos datos que publica la institución.
- Modernización de las herramientas que utiliza el CEN para operar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ejemplo de esto son el uso de modelos de operación en tiempo real para calcular el despacho, o una modernización en el cálculo de los costos marginales. Lo anterior con miras a reemplazar la metodología por lista de mérito. Del diálogo se desprende que esto apunta a modificaciones al Reglamento de Coordinación y Operación del SEN (DS 125).
- Estudios para optimizar normativa – control rápido de frecuencia no se está usando. Exigencia de estudios anuales/bianuales para determinar metas para el rendimiento de los SSCC. CEN podría ser el encargado de estos estudios.
- Reforzar cuadros técnicos de CNE y MEN.
- Reforzamiento a estudios técnicos y equipos que actualmente no es sistemático. No podemos hacer esto con el sector público y regulador del sector poco robustecido.
- Disminuir asimetrías de información
 - Perfeccionar las garantías
- Fortalecer el mercado de contratos: que permita que actores más pequeños puedan participar, en concreto se plantea de alguna forma segmentar el mercado de los contratos para perfeccionar los espacios de competencia.
- Perfeccionar esquema de formación de precios. Evaluar uso de listas de mérito. Una señal de CMg más precisa.
 - Propuesta de mínimo técnico a CMg asusta
- Se sugiere revisar si actualmente los incentivos de las transmisoras son a maximizar los flujos por las líneas.
- No olvidar que mercado de energía es mercado para asignar quien produce la energía. Solo acceden generadores al mercado, pero esto va acoplado con mercado de contratos, que tienen que conversar. Buscar que mercado mayorista funcione de forma más costo eficiente posible, la aseguración de rentas para generadores viene del mercado de contratos – el cual permite financiar inversiones
- A corto plazo, actualizar normativa referente a almacenamiento y realizar las modificaciones a reglamentos correspondientes.
- A muy corto plazo, se observa que actualmente nos encontramos en un proceso de transición con alta penetración de energías renovables variables, esto se traduce en



pronósticos con desviaciones considerables asociadas a la generación solar, eólica (mayoritariamente), y también las desviaciones producidas por la variabilidad de la demanda.

Otro elemento de corto plazo es trabajar el mercado de Servicios Complementarios (SSCC), reconociendo los costos de oportunidad que tienen las nuevas tecnologías (por ejemplo, Sistemas de Almacenamiento).

- Identificar el costo de oportunidad de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE).
- El incentivo que tienen los actores del mercado para entregar SSCC. Resulta valioso aterrizar estos atributos de SSCC adicionales. Ejemplo de ellos pueden ser SSCC por rampas de bajada/subida, inercia, etc.
- Transitar desde un esquema de remuneración del tipo pay-as-bid a otro tipo de pago (pay-as-clear) de tal forma que genere las señales de inversión y operación requeridas para respaldar la transición energética. A través del diálogo se destaca que no necesariamente es necesario modificar algún cuerpo reglamentario, sino que también es posible aplicar estos cambios en elementos normativos más específicos.
- Atributos de seguridad, SSCC. Esto va a ser el cuello de botella para que una central se pueda retirar. Creación de nuevos servicios (inercia, rampas).
- Generar incentivos a los SSCC (por comentario hecho en presentación al inicio, que no generan renta).
- Participación de la demanda en mercados de SSCC, capacidad y suficiencia. España hizo este cambio en un año. No se puede hacer solamente cambiando la ley, hay que hacer análisis, pero es un cambio en el corto plazo.
- Transparentar costos de toda la cadena de suministro al cliente final (generación, transmisión, distribución), normalizar precios.
*Propuesta de extender tarifas actuales en transmisión (PdL): nuevamente estaría desacoplando los precios reales del funcionamiento de la red, Pero evita el aumento de las tarifas a clientes finales y permite retomar los plazos estipulados por ley en la calificación, valorización y tarificación
No se respalda la propuesta que el mínimo técnico marque el costo marginal.
- Se menciona que es necesario tener a la vista los impactos de un aumento agresivo en los impuestos verdes, desde una medida operacional, en donde esto podría significar un incentivo para el retiro anticipado de las centrales a carbón y, por consiguiente, significa un riesgo para la seguridad operacional. Adicionalmente se está de acuerdo con la idea de incluir el impuesto verde en el costo variable de las centrales. En línea con lo anterior, se entiende también que una trayectoria del impuesto verde podría ayudar al desarrollo de inversión.
- Incorporación del impuesto verde en CV y aumentar precio del CO2 a su costo social de 32 USD/ton en el corto plazo.



- Si se avanza en esta línea, de aumentar el impuesto, se puede agravar el problema en el sentido de que hay 70% de capacidad de centrales a carbón para ser retiradas, y podría aumentar bruscamente y ser inmanejable ya por el CEN. Enfocarse más en cómo materializar bien la salida/reconversión del 70%.
 - Gradualidad y considerar seguridad del sistema.
 - Acordar una trayectoria del aumento del impuesto.
-
- Es necesario potenciar la generación distribuida, estudio revela que actualmente existe una capacidad de alojamiento de 6 GW, y que existe un potencial de alcanzar hasta 12 GW, para hacer que esto sea factible se puede mirar modelos de la experiencia extranjera, como el caso de Australia, y para poder aplicarlo al caso chileno, es necesario ajustar el diseño de mercado en el corto plazo para reconocer el aporte de la generación distribuida.

Medidas Mediano y largo plazo

- Un participante señala que a su juicio, estas temáticas no conversan mucho con el objetivo de estas mesas, que es el cierre de las centrales a carbón.
- Se plantea que las acciones prioritarias a tomar son:
 - Profundizar/ajustar el mercado de SSCC.
 - Esto apunta a que, a mediano plazo, se debe potenciar la creación de nuevos SSCC en la medida que se vayan requiriendo.
- Los elementos del mercado que deben modificarse en el mediano plazo son los siguientes:
 - Transicionar hacia un mercado de ofertas.
 - Garantizar la perspectiva de causalidad en las modificaciones, es decir, que todos los elementos a modificar deban justificarse a través de un diagnóstico previo.
- A mediano plazo, se requiere de una transición a un nuevo tipo de mercado eléctrico que permita respaldar la transición energética. Una alternativa inicial podría ser el mercado de costos mejorados presentado previamente. Entre las modificaciones que esto implica, se menciona el uso de modelos distintos para la operación, o la implementación de un mercado de múltiples etapas vinculantes para mejorar los pronósticos. Esto último se aterriza en el Costo Marginal, que actualmente posee una sola etapa de liquidación, mientras que un esquema de liquidaciones múltiples implica que, en el día anterior, ya se estén generando remuneraciones. Modificaciones de este tipo requieren de cambios a nivel de Ley (LGSE).
- Habilitar el mercado minorista.
- Distorsiones en el mercado de capacidad, por ejemplo, promueve excesiva instalación de capacidad. Revisar con qué parámetro se da la señal de inversión. Back-up de los consumidores no puede ser diésel. Señal de potencia requiere revisión y rediseño.



- Abrir puerta al desarrollo privado de la transmisión en obras de tamaño mediano, a su propio riesgo (esto podría ir en el PdL).
 - ¿Son los incentivos correctos? Se deberían mejorar los incentivos para maximizar el flujo de las líneas de Tx y aquellos para acortar los tiempos de recuperación después de fallas. Sin embargo, el desafío de mantener una operación segura con líneas de respaldo constituye un punto que debe ser considerado
 - La transición debe ser segura, para mantener continuidad de suministro de clientes finales. Generar los incentivos para las obras. Oposición a inclusión de privados. PdL: Obras mandatadas por el Estado. El límite del 10% debería ser más alto. En SSCC, estos deben asegurar el revenue stacking de los sistemas de almacenamiento, pues actualmente pareciera que los SSCC no logran cubrir los costos de inversión de los proyectos.

- Objetivo de seguridad explícito de las redes (operación y planificación), algún indicador: qué nivel queremos, cómo lo medimos. El aspirar a una que no falle nunca puede ser muy caro. [Consenso]
- No se comparte la idea que la transmisora se deba hacer cargo del financiamiento de las obras a riesgo propio, Debido a los desfases de los procesos (atrasos), se generan desfases entre los valores referenciales de inversión y los efectivos.
- En cuanto a obras mandatadas y lo mencionado en el proyecto de ley, parece que el margen propuesto para el 10% del plan que puede acogerse a esta vía pareciera ser muy acotado y se sugiere ajustar.
- En cuanto a la forma de operar las líneas se indica que desde una perspectiva operacional y teniendo en cuenta los DLR, se puede implementar lo que sea, a costo y riesgo del promotor, pero siempre manteniendo la seguridad de los clientes finales y sin descuidar el desarrollo de las obras.
- Es necesario acordar los criterios de seguridad con los que vamos a operar las redes.
- En mediano plazo ver institucionalidad – reforzamiento de cuadros técnicos. Falta de gente, de procedimientos.
- En largo plazo revisar mercado mayorista que queremos realizar y en base a esto definir cambios necesarios
- Necesario resolver mecanismo de fijación de precios a consumidores.
- Abordar PMGD, se ha distorsionado su propósito.
- A mediano plazo no olvidar sistemas medianos -se requieren cambios normativos, darle un rol a Coordinador-.
- A largo plazo debería volver a reevaluarse la estructura de mercado de Chile, transicionando hacia un mercado de ofertas.

Preguntas 2 y 3

- La generación distribuida en Chile está por debajo de lo que se requeriría. El año pasado PMGD salvaron a la región de Ñuble de problemas mayores. Estabilizado da señales



erráticas. Se sugiere revisar las condiciones técnicas de Redes para su autorización / promoción

- Dar a PMGD acceso a contratos.
- Dos grandes pendientes para la transición de manera sistémica – rol de la generación distribuida, como componente estructural esencial y la forma de integrarlo a la planificación del sistema.
- Servicios complementarios, conjunto de SSCC es esencial, considerar su rol formal, con tarificación clara. Definir atributos que se requieren y que las tecnologías sean libres.
- Soluciones energéticas descentralizadas como concepto más general.
- Salir de la preconcepción que cambios requieren hacerse por vía legislativa, revisar qué modificaciones pueden realizarse fuera de este camino para dar velocidad. Podría evaluarse que la demanda al tomar un rol activo en la confiabilidad, se le devuelva la deuda que existe actualmente por el congelamiento de la tarifa.
- Esfuerzos han estado en ordenar temas pendientes, que ha generado distorsiones en el mercado, en lugar de avanzar en cuanto a transición. El problema de fondo no son PMGD ni IT. Separar discusión de lo contingente de los cambios de fondo.
- Falta de institucionalidad – estructura, herramientas, flexibilidad normativa en algunos aspectos sin llevar a inestabilidad normativa para inversiones.
- Mejor utilización de la infraestructura que tenemos. Hay capacidad de transmisión subutilizada.
- Modificaciones que pueden realizarse sin necesidad de cambios normativos – cambios operacionales.
- Falta observabilidad de PMGD.
- Avanzar en digitalización del mercado eléctrico, esto se puede avanzar sin cambios normativos.
- Mercado flexible tiene que tener participación de consumidores y demanda, pero esto requiere regulación.
- Condiciones habilitantes: base de digitalización, medidores inteligentes.
- Necesidad urgente definir criterio de seguridad del sistema.
- Impresión que estamos operando a un nivel de seguridad mayor que el que requeriríamos, esto es costoso.
- Fijar desafíos que permitan el desarrollo de nuevas tecnologías en contexto de descarbonización. Mercado de potencia gatilla diésel, esto no está alineado con necesidades de descarbonización. En energía, las licitaciones de suministro se despejan por precio. En SSCC el modelo no es atractivo para nuevos participantes. Certeza jurídica y pago de PEC.
- Falta aclarar el rol del segmento PMGD en la descarbonización.
- Definir estándar de fortaleza de la red para la operación del sistema con alto nivel de penetración renovable. Impuesto a las emisiones no debe ser pagado por generadores ERNC ni transferido a clientes a prorrata de retiros.
- Es relevante destacar que el CEN requiere mejorar sus pronósticos y granularidad o determinar programaciones que permitan mitigar riesgos asociados a la variabilidad de los recursos renovables en el periodo de transición.



Para mantener la operación bajo esta incertidumbre, que son imposibles de evitar, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) utiliza bandas de errores. Se propone revisar la metodología de estas bandas de error. Alternativas para realizar esto son:

- Otorgar un criterio adicional a la optimización que considere minimizar estos errores, ya sea por parte del equipo CEN, no necesariamente seleccionando el resultado óptimo sino el que más integre estos riesgos; o añadiendo restricciones que permitan asignar prioridad a este tema dentro del mismo modelo de optimización.

Por otro lado, se recalca el hecho de que es necesaria la creación de un mercado de flexibilidad. Esto debido a que con los actuales mercados de potencia y SSCC no se logran entregar los incentivos a la flexibilidad (e.g. cubrimiento de rampas) a las tecnologías encargadas de aportar estos atributos.

Finalmente, la gestión del riesgo en la transición debe apuntar a realizar análisis profundos acerca del progresivo retiro de las centrales, viendo la totalidad de aspectos técnicos y no sólo como un balance energético.

- Es importante la mejora de pronósticos en la operación del mercado, pero existe un límite de mejora, siendo necesario programar recursos que sean capaces de gestionar las variaciones. Estos recursos son los SAE y las centrales cuya operación es rápida y flexible. Esto se conecta con la discusión de flexibilidad, en donde el atributo de flexibilidad operacional no está siendo adecuadamente remunerado, ya que no existe un mecanismo adecuado que permita establecer un mercado.

Para solucionar lo anterior, una alternativa de corto plazo es apuntar a revisar los atributos de SSCC existentes, quizás generando atributos intermedios como las rampas flexibles (e.g. CAISO, MISO), separando el atributo operacional con el de energía.

Esto no estrictamente se necesita una modificación regulatoria, estas definiciones están a nivel de informe de SSCC, el CEN podría incluir en su informe, un servicio de rampa sin la necesidad de tocar la normativa. Si se identifica una necesidad, se pueden tomar las medidas respectivas considerando el diseño adecuado, por lo que no todo necesita un cambio regulatorio.

Con respecto a los SSCC, estos deben ser analizados y remunerados en la medida de que sean requeridos, para ello se debe tener mayor claridad en la definición de flexibilidad, ya que no se tiene consenso concreto, por lo que se requiere definir qué atributo en específico se está hablando cuando se trata de incluir flexibilidad en la operación.

- En el contexto de descarbonización y alta penetración renovable, es urgente analizar cómo reconocer los atributos técnicos para fortalecer la red, inercia y flexibilidad, para ello se destaca:
 - Revisar mercado de SSCC y su remuneración.



- Se valora monitoreo de estos atributos que está implementando el CEN.
- Granularidad que permita reflejar la operación de la red.
- Por otro lado, dentro de las ideas principales transmitidas, se plantea el hecho de que una potencial transición a un mercado de ofertas debe analizarse a medida que se va perfeccionando el mercado actual. No es necesario plantear ese objetivo ahora mismo.
- Adicionalmente, se plantea que cualquier modificación que se realice debe tener presente el impacto en las tarifas. En esta línea, se deberían generar distintos esquemas de pago para evitar que la demanda perciba todo el precio de la descarbonización. Un paso inicial es sincerar los costos del proceso, y quien los paga, orientando a que sea un pago por beneficiario.
- Se deben entregar herramientas a la gestión de riesgos, ya que las nuevas centrales que se comenzaron a instalar tienen dificultades para gestionar los riesgos que enfrentan debido al cambio de las variables tecnológicas. Es necesario gestionar los riesgos a fin de asegurar los ingresos que permitan la expansión de la oferta. Sin predictibilidad de precios, es difícil incentivar la inversión que respalde y garantice un sistema funcional en la transición energética.
En esta línea, una alternativa puede ser posicionar el foco en los contratos de largo plazo, orientando el mercado de forma que el fuerte se encuentre en este tipo de contratos, y el mercado spot actúe de complemento. Esto se plantea como primera modificación integral al mercado.
Se propone mejorar los mecanismos de formación de precios en mercados de energía y SSCC dentro de un corto plazo, a fin de proveer las señales de inversión buscadas para la transición energética.
- En relación al tema de SSCC, plantea que se debe perfeccionar el mercado, pero no es necesario crear uno nuevo. Se debe orientar el pago de atributos a fin de entregar mejor posibilidad de arbitrar ingresos.
- ¿Cómo se puede incentivar la generación distribuida para que ayude en el proceso de descarbonización?
 - ¿Qué va a pasar con el mercado mayorista si se tiene una instalación alta en net-billing? Hay que pensar ahora en generación distribuida, que el mercado incorpore una participación importante de ésta. Reforma distribución

Especificaciones pregunta 4: Dada la gran variedad de cambios a considerar en esta transición, ¿cómo se podrían gestionar de mejor forma los riesgos asociados a su implementación? ¿Qué indicadores o antecedentes son relevantes de monitorear para ir avanzando en la implementación de la transición?



Indicadores a considerar serían:

- Seguridad de abastecimiento: potencial indicador que muestre, con un horizonte de tiempo considerable, como se proyecta la seguridad de abastecimiento del SEN. Se explora la idea de algún símil de la PELP. Monitorear elementos como inercia, CPF, etc. Se propone que el CEN le entregue un mayor peso a estos aspectos.
- Niveles de precios y expectativas de riesgo.
- Nivel de congestiones.
- CO2.
- Desarrollo de observatorio de transición energética, indicadores y monitoreo en cuanto a avances de descarbonización y generación renovable. Centralizar información y visibilizar cómo vamos avanzando. El Estado debe poner métricas. Ir observando avance por región, casi como hacer épica del avance.
- Algo equivalente a energía abierta. La Universidad Diego Portales está desarrollando un observatorio, pero tienen dificultad para definir indicadores.
- Accountability. Fallas de coordinación de proyectos no lo ven indicadores.
- Definición de índices pocos y buenos + transparencia e información.
- Para definir índices tiene que haber un plan claro, con metas, fechas y responsables
- Transparencia de información, bien representada, oportuna y confiable. Problemas de consistencia en datos de base.
- Responsabilidad de seguimiento? ¿Quién hace exigencia de cumplimiento de metas? Necesidad de un comité – instancia única de coordinación
- Con respecto a la gestión de riesgos sistémicos, realizar estudios ad-hoc para evaluar impactos de retiro de centrales a carbón. Paralelamente, para aplicar todo lo dicho anteriormente, se debe reforzar la unidad de monitoreo de mercado en el CEN.
- Para aterrizar los tópicos asociados a esta pregunta deben realizarse análisis teóricos y numéricos, tomando el tiempo que sea necesario.
- Importancia de la implementación de marchas blancas, a fin de que los actores posean el suficiente tiempo de adaptación.
- Ya se trabaja en estudios que identifican necesidades de inercia en el sistema, con miras a identificar en el futuro a los SSCC que se requieren o requerirán.
- Dentro de un mediano plazo, se requiere definir una solución integral al tema del mercado de los SSCC.

Especificaciones pregunta 5: ¿Qué otro elemento considera relevante destacar, en el contexto de la transición hacia un mercado que permita la descarbonización de la matriz energética?



- Uno de los factores habilitantes para aplicar lo dicho en la mesa consiste en unificar las bases de datos que manejan las distintas instituciones, a fin de compartir un consenso con respecto a las metas a las que se apunta. Además, y en línea con lo planteado anteriormente, se reitera el hecho de potenciar el mercado de contratos clave para entregar previsibilidad a las inversiones. Finalmente, destaca la participación de la demanda en el SEN.
- Lo anterior concuerda también con las salidas anunciadas por las distintas empresas, en donde, dado que cada salida de una central a carbón tiene una repercusión no menor en el SEN, las necesidades sistémicas también resultan volátiles.
- Un elemento relevante es incentivar la participación de la demanda en el SEN, ya sea en SSCC, como Cargas Interrumpibles, y en los mercados de energía y potencia.
- Se debe revisar la institucionalidad dentro de este contexto.

5. Participantes de la Sesión

a) Participantes presenciales

Nombre	Institución
Sebastian Novoa	ACEN
Javier Bustos	ACENOR
Felipe Gallardo	ACERA
Darío Morales	ACESOL
Alan Alvarez	AES Andes
Sara Larraín	Chile Sustentable
Gonzalo Melej	Chile Sustentable
Eduardo Esperguel	CNE
Paulina Basoalto	Colbún
Patricio Lagos	Coordinador Eléctrico Nacional
Gretchen Zbinden	Coordinador Eléctrico Nacional
Patricio Lagos	Coordinador Eléctrico Nacional
Daniel Salazar	energiE
Valeria Rios	Generadora Metropolitana
Teresa Vargas	Generadoras de Chile
Laura Contreras	GPM /PRIME-ENERGIA
Claudio Negrete	GPM AG
Matías Cox	GPM AG
Fabiola Montecinos	Guacolda



Nombre	Institución
Javier Pujol	Inkia Energy
Carlos Finat	KAEL Consultores
Constanza Levicán	Suncast
Rosana Carrasco	Transelect/AGTx
Javiera Jaime	UCH (CCEE)
Rodrigo Palma	UCH (CCEE)
Esteban Gil	UTFSM
Nicolas Lobos	Vinken Dictuc

b) Participantes virtuales

Nombre	Institución
Andres Pozo	CEN
Ernesto Huber	CEN
Constanza Bustamante	Colbún
Tania Pierotic	CORFO
Doris Zamorano	CRAS- Huasco
Marco Peirano	EDF Chile
Deninson Fuentes	ENC Consultants
Daniel Salazar	energiE
Diego Burattini	GPM AG
Leandra Medina	GPM AG
Fabiola Montecinos	Guacolda
Matías Sain	Inkia Energy
Carlos Suazo	SPEC
Renato Agurto	Synex
Andres Zapata	
Horacio Bañados	