



Sesión 3 Eje 1

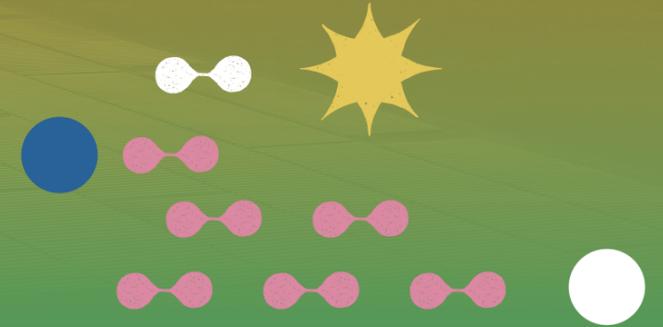
Modernización de la red y el mercado eléctrico, e infraestructura
Energía, potencia, servicios complementarios.

Plan de Descarbonización

7 de diciembre de 2023



Contenido



1

Objetivo Sesión

2

Presentación Ministerio de Energía

3

Presentación ISCI

4

Presentación Vinken

5

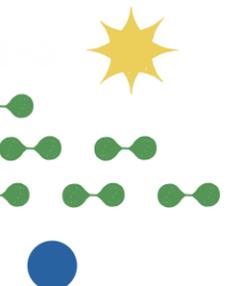
Trabajo en grupos y conversación



1

Objetivo Sesión





Objetivo

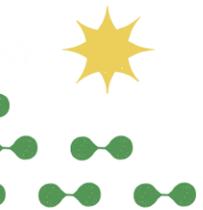


Objetivo Plan de Descarbonización:

Construcción de una **hoja de ruta para la descarbonización con foco al 2030**, a través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico entre actores claves, abordando las condiciones que habiliten una descarbonización acelerada y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico, **en línea con nuestras metas de mediano y largo plazo de carbono neutralidad**.

Objetivo Sesión de hoy:

Abrir la conversación en torno al mercado eléctrico y cómo éste se debe **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.



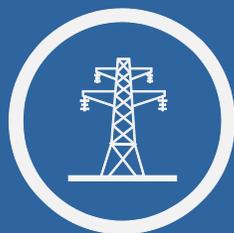
Mercado eléctrico y Descarbonización

Alcance del Eje 1



Generación

Mercado mayorista,
operación y señales
de inversión



Transmisión

Transmisión como
habilitante de la
descarbonización



Distribución



Consumidores

Serán abordados en instancias
paralelas, distintas a la mesa de
descarbonización

El sector eléctrico es clave y habilitante para alcanzar la carbono neutralidad



Ejes Temáticos

Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura

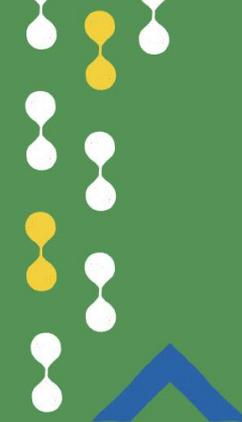
- Transmisión: Acceso abierto y señal de localización
- Transmisión: Planificación de la transmisión, instrumentos para gestión de riesgos y tarificación.
- **Mercado Mayorista: energía, potencia, SSCC.**
- Mercado Mayorista: Transición hacia un nuevo mercado mayorista y modernización de la operación

Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición

- Condiciones habilitantes y metas: gestión climática y ambiental.
- Alternativas de reconversión termoeléctricas: renovables y combustibles mixtos.
- Combustibles de transición.
- Seguridad de abastecimiento.

Transición Energética Justa y Comunidades

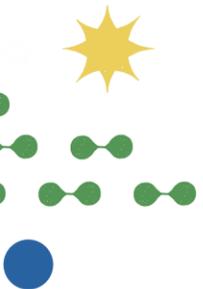
- Planificación Territorial participativa.
- Estándares ambientales y sociales e involucramiento ciudadano.
- Beneficios compartidos.
- Reconversión productiva en zonas de transición



2

Contexto de la conversación





Mercado eléctrico y Descarbonización

Horizonte temporal

2030

Metas de descarbonización de la matriz energética



2050

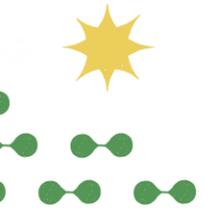
Carbono Neutralidad y Resiliencia (**LMCC**)
Sistema eléctrico 100% libre de emisiones (**PEN**)

Medidas de corto plazo:

- Promoción a la gestión temporal de las energías limpias
- Flexibilidad operacional
- Mejora en la gestión de riesgos

Medidas de mediano-largo plazo:

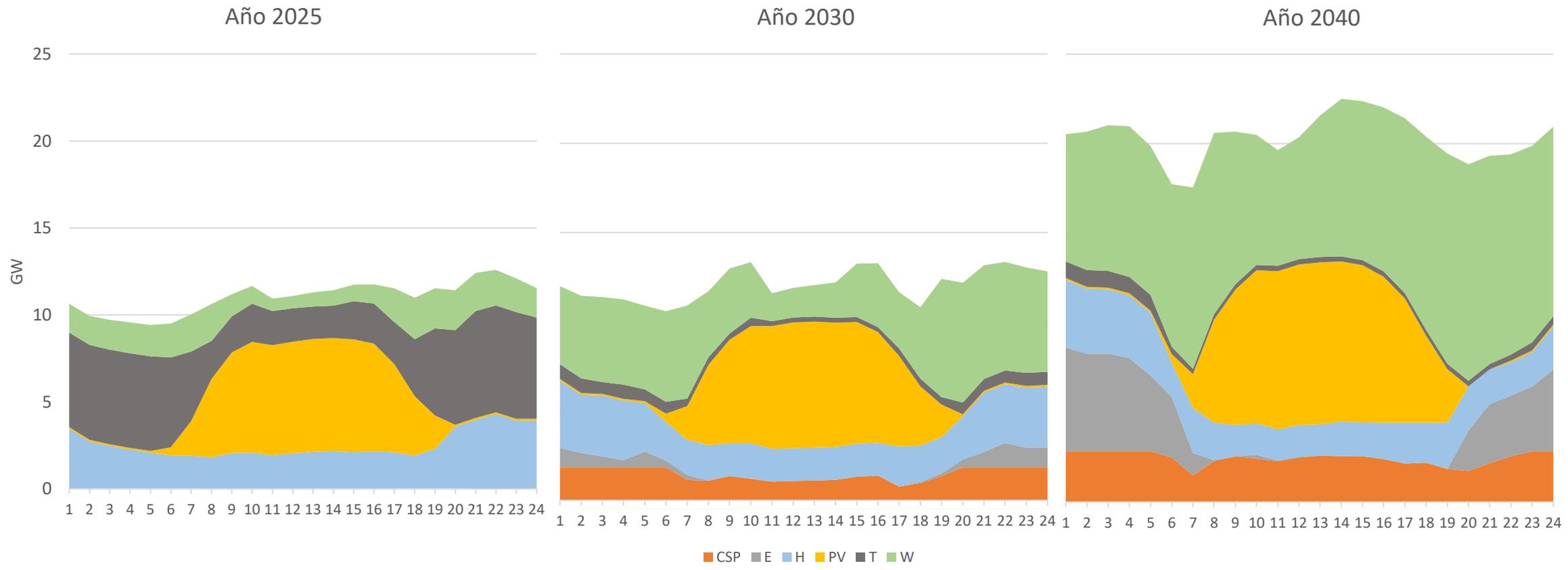
- Modificaciones regulatorias que promuevan un desarrollo sistémico en línea con la carbono neutralidad
- Señales de inversión de generación
- Promoción de la competencia y manejo de riesgos



Mercado eléctrico y Descarbonización

Horizonte temporal

Generación diaria durante el mes de octubre – Escenario Carbono Neutralidad



Fuente: PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO | PELP 2023-2027 – INFORME PRELIMINAR

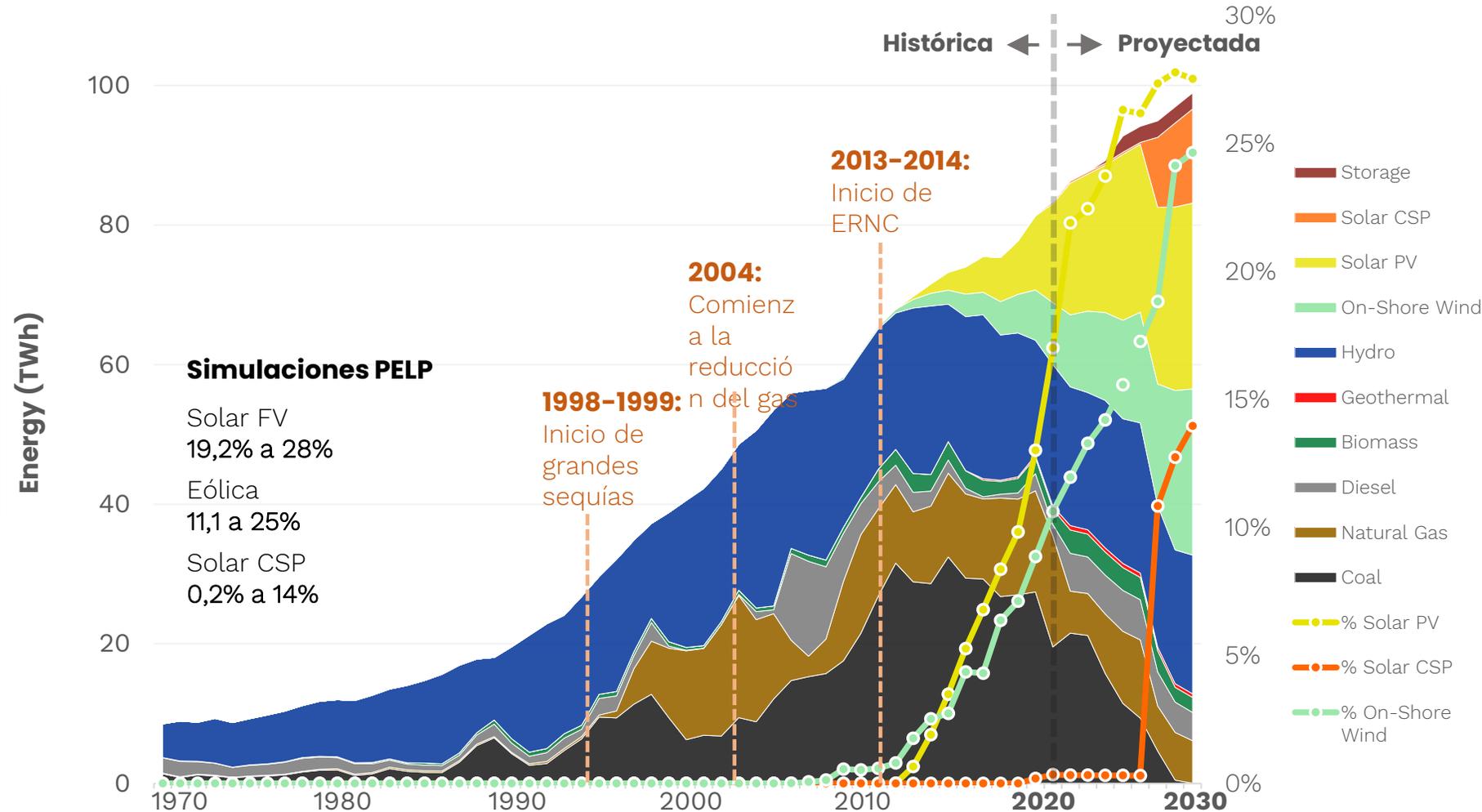


Mercado eléctrico y Descarbonización

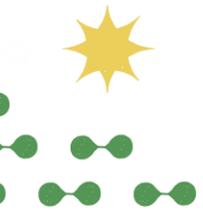
Desafíos

Inercia y fortaleza de la red:

- Reconversión de centrales termoeléctricas.
- Integración de almacenamiento.
- Participación ERV en el CF.



Fuente: PLANIFICACIÓN EN ERGÉTICA DE LARGO PLAZO | PELP 2023-2027 – INFORME PRELIMINAR

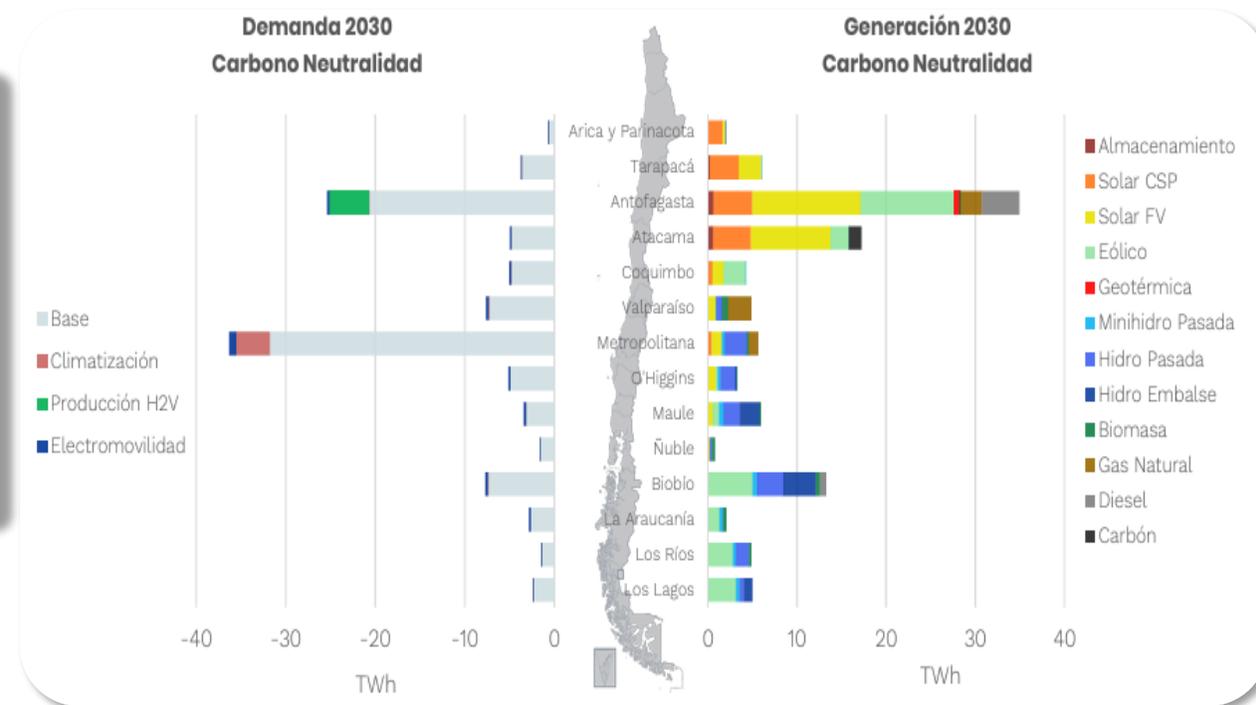


Mercado eléctrico y Descarbonización

Desafíos

Desarrollo de proyectos

- Promover inversiones generación y de gestión temporal de la energía, que reemplace la generación térmica (y la transmisión necesaria para el abastecimiento de la demanda)
- Certezas regulatorias en base a un diseño de mercado que promueva estas nuevas inversiones



Fuente: PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO | PELP 2023-2027 – INFORME PRELIMINAR

+ 20 GW proyectos renovables al 2030

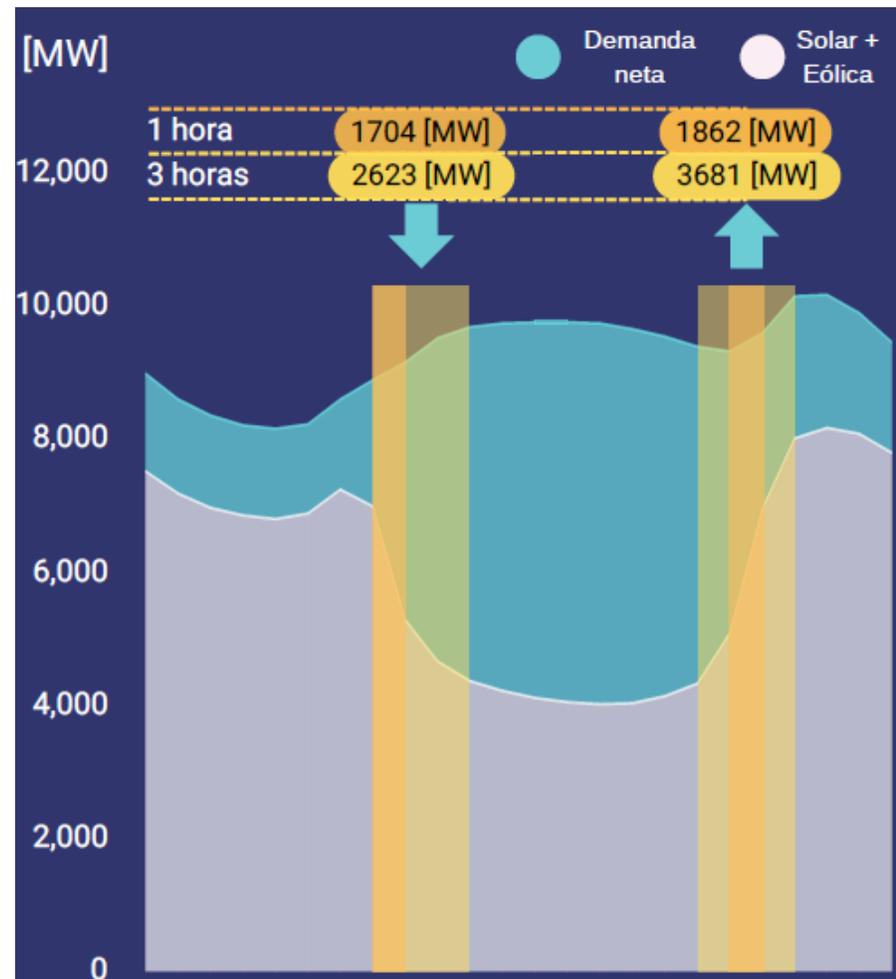


Mercado eléctrico y Descarbonización

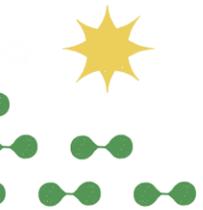
Desafíos

Incertidumbre y variabilidad

- Pronósticos de generación (y demanda).
- Variabilidad (aunque esté pronosticada) del recurso renovable, en distintos horizontes de tiempo.
- Desafíos en la operación



Fuente: Reporte Octubre 2023 | Ministerio de Energía - UMRM



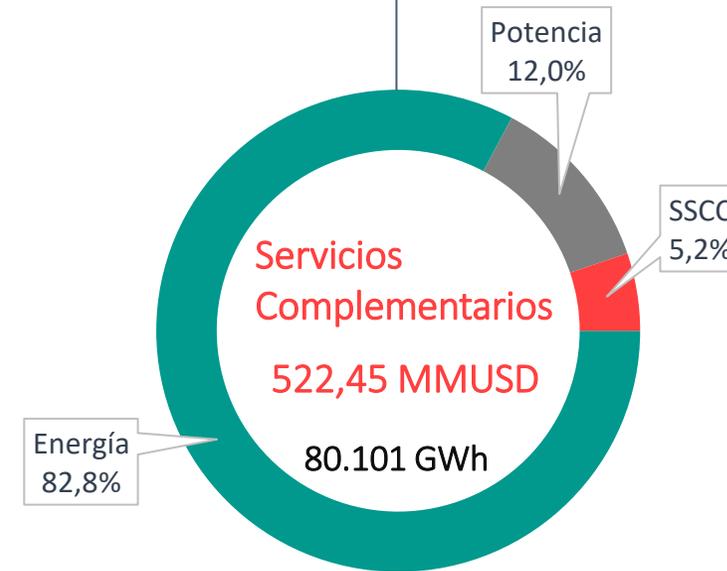
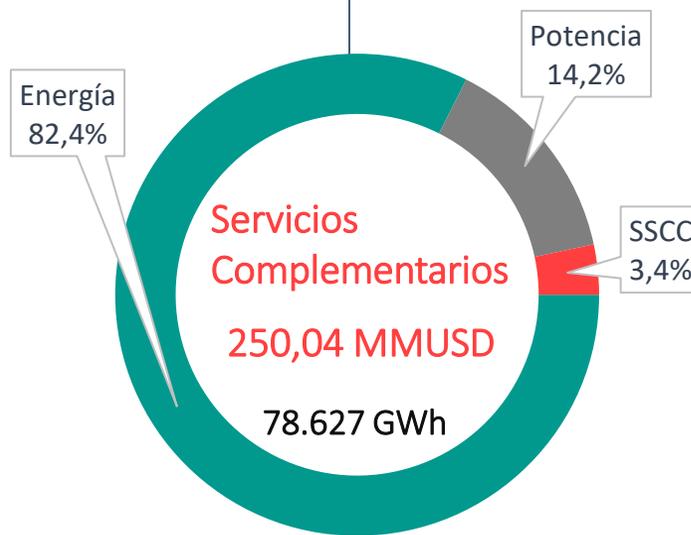
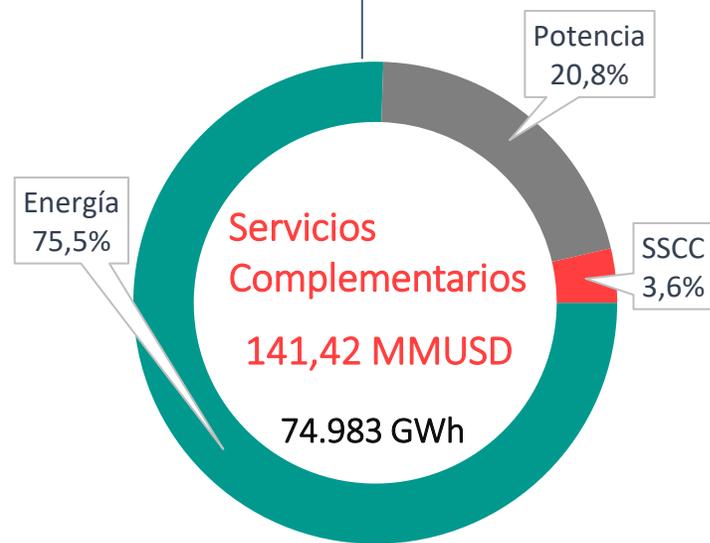
Mercado eléctrico y Descarbonización Temporal

Transferencias económicas del Mercado Eléctrico

2020

2021

2022



■ Energía ■ Potencia ■ SSCC

Mercado eléctrico y Descarbonización

Horizonte temporal

2030

Metas de descarbonización de la matriz energética

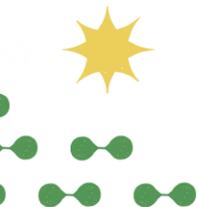
Medidas de corto plazo:

- Promoción a la gestión temporal de las energías limpias
- Flexibilidad operacional
- Mejora en la gestión de riesgos



Estrategia de Flexibilidad:

- **Flexibilidad como un atributo requerido por el sistema.**
- **¿Incentivo o exigencia técnica?**
- **¿Qué mercado o normativa lo contiene?**
- **¿Quién paga directamente por ellos?**



Mercado eléctrico y Descarbonización

Horizonte temporal

2050

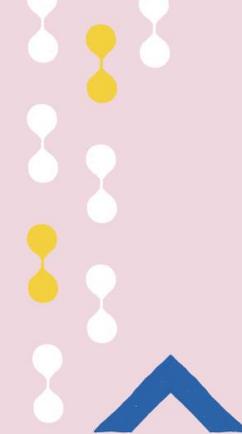
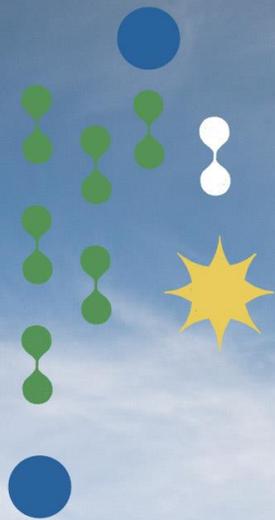
Carbono Neutralidad y Resiliencia (**LMCC**)
Sistema eléctrico 100% libre de emisiones (**PEN**)

Instrumentos posibles en el mediano plazo

- ¿Reforma al Mercado Mayorista?
- ¿Mercado en base a ofertas en energía?
- ¿Mercado de capacidad en base a subastas?
- ¿Perfeccionamientos regulatorios a los SSCC?

Medidas de mediano-largo plazo:

- Modificaciones regulatorias que promuevan un desarrollo sistémico en línea con la carbono neutralidad
- Señales de inversión de generación
- Promoción de la competencia y manejo de riesgos



3

Presentación

ISCI

ISCI INSTITUTO
SISTEMAS COMPLEJOS
DE INGENIERÍA



UNIVERSIDAD
DE CHILE



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CHILE



7 de diciembre, 2023
Santiago, Chile.

Lineamientos regulatorios para la descarbonización de la matriz eléctrica chilena

Mercados de corto y largo plazo

Rodrigo Moreno

Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas

Universidad de Chile

ISCI

Socio estratégico:



Instituciones colaboradoras:



CENTRA
CENTER FOR ENERGY TRANSITION
UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ



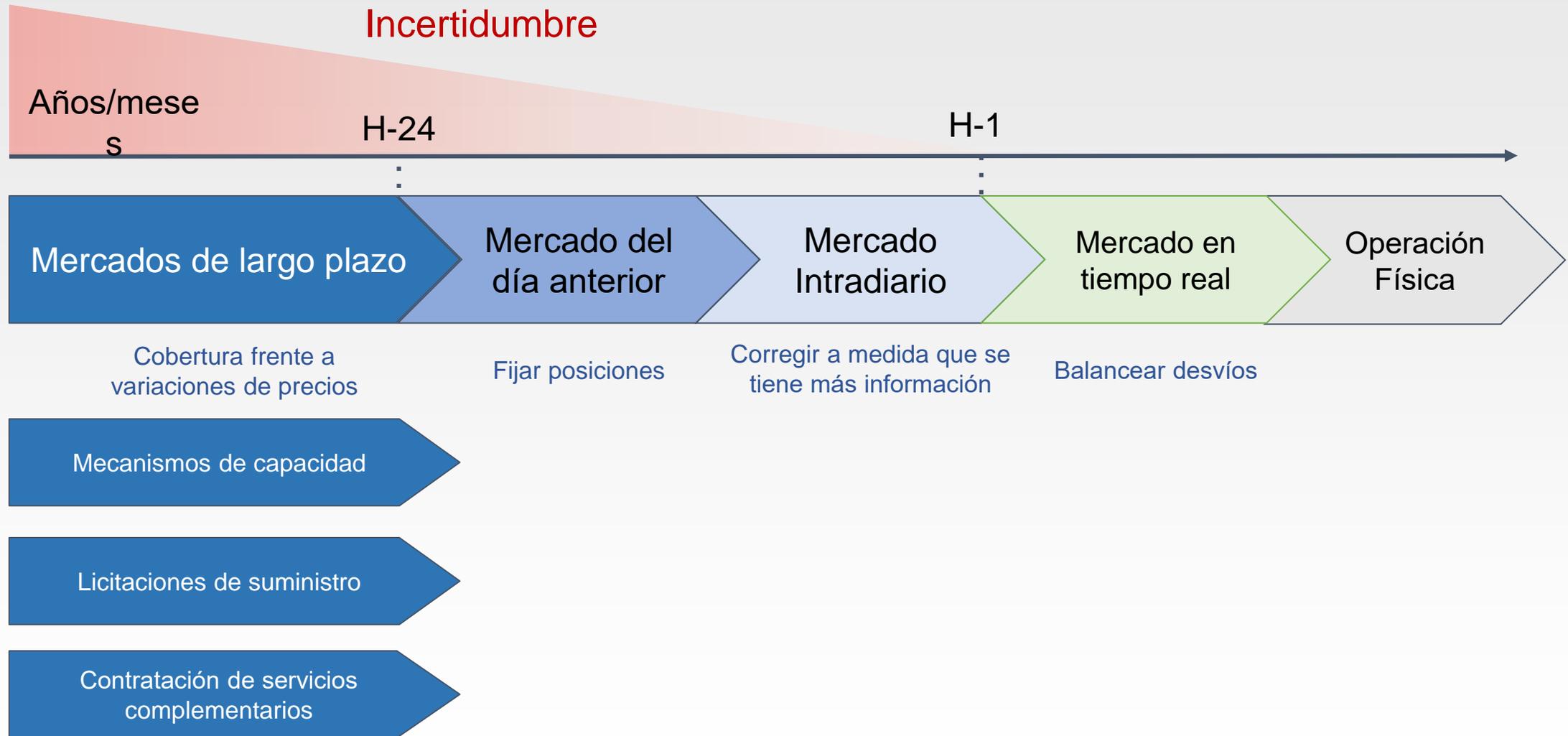
Agenda

1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas

Agenda

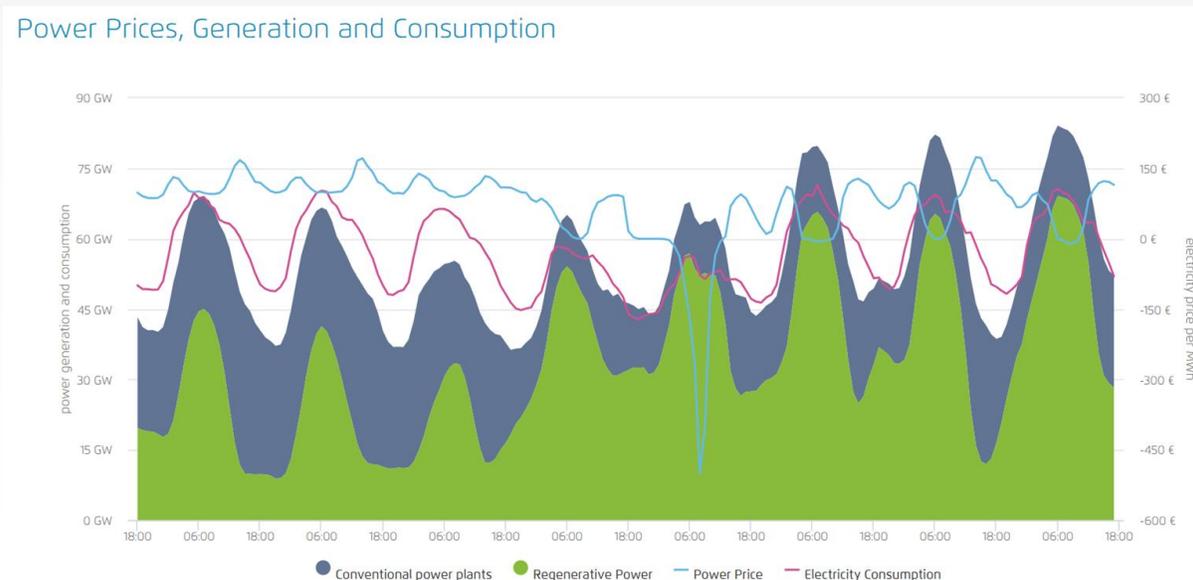
1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas

Escalas de tiempo en mercados eléctricos



Contexto - Mecanismos de corto plazo

- La transición hacia sistemas profundamente descarbonizados y con altos niveles de ERNC **requiere estructuras de mercado adecuadas** para lograr una operación segura y costo eficiente.
- En particular, requiere dar las **señales correctas** para contar y desplegar la **flexibilidad** que permita responder ante la **mayor variabilidad e incertidumbre** en la operación.
- Actualmente, existen preocupaciones a nivel mundial por **bajos costos marginales** y dificultad en asegurar los **ingresos suficientes** para la inversión requerida en tecnologías flexibles
- Es necesario, entonces, diseñar un mercado consistente que entregue buenas señales de precios y profundice de los **incentivos para la generación ERNC, almacenamiento, generación distribuida, y al despliegue de respuesta de demanda.**



Contexto - Mecanismos de largo plazo

- Las inversiones en **generación y almacenamiento de energía son intensivas en capital** y con periodos de recuperación de muy largo plazo.
- No obstante, los **precios** en los mercados de corto plazo son altamente **volátiles**, causando incertidumbre en los ingresos de los generadores y en los costos que debe cubrir la demanda.
- Además, en el contexto de mayor integración de generación renovable, es común observar **costos marginales cercanos a cero**, lo que en conjunto con caps administrativos para el precio spot, puede causar problemas de **“missing money”**.
- En este contexto, los mercados de largo plazo surgen como una herramienta esencial para hacer frente a estas dificultades, dependiendo de su diseño pueden:
 - **Garantizar energía o capacidad** de generación adecuadas para satisfacer las necesidades del sistema.
 - **Facilitar la inversión**, proteger a los consumidores y suministradores de la exposición a precios volátiles e inciertos.
 - **Fomentar la competencia**, permitiendo la llegada de nuevos actores, contribuyendo a una mayor eficiencia en el mercado eléctrico.

Agenda

1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas

• Mercados de costos auditados y mercado de ofertas

¿Cómo fluye la información desde la generación hacia el ISO?

Mercado de costos auditados

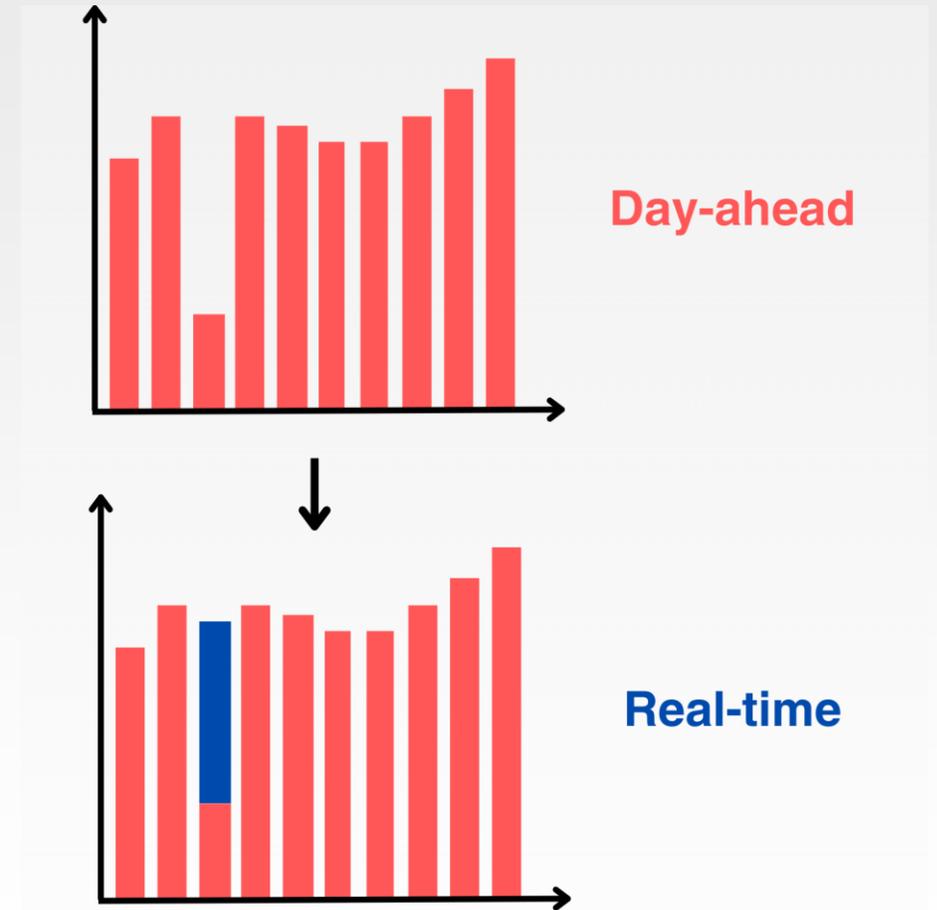
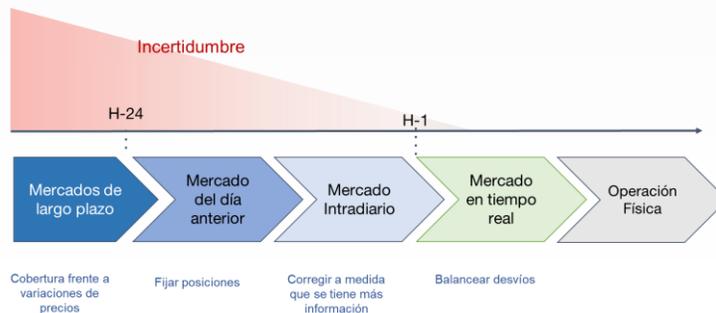
- El operador **programa la operación** del sistema utilizando la información de:
 - Parámetros técnicos de las unidades
 - Costos variables de las unidades
 - Proyección de demanda y generación ERNC
- Los **costos** y parámetros técnicos de las unidades son **declarados** por generadores y pueden ser **auditados** por la autoridad
- Formación de **precios nodales**
- **Desafíos:** Dificultad de estimar costos de oportunidad de almacenamiento y demanda (y otras funciones de producción más complejas), posibles altos costos de auditorías.

Mercado de ofertas

- El operador de programa la operación en base **ofertas** de los generadores y demanda
- Los agentes realizan ofertas bajo esquemas de:
 - Cantidad
 - Precio
 - Precio y cantidad
 - Precio, cantidad y parámetros adicionales (ofertas complejas)
- Formación de **precios nodales o zonales**
- **Desafíos:** Riesgos de abuso de poder de mercado, dificultades en monitoreo de competencia.

• Mercados de corto plazo: mercados de liquidación múltiple

- En diseños de mercado con liquidación múltiple se pueden considerar:
 - **Mercado del día anterior**: se fijan posiciones
 - **Mercados intradiarios**: agentes modifican sus posiciones en base a las proyecciones disponibles
 - **Mercados de tiempo real**: se efectúa el balance en base a la demanda y generación real
- **En cada etapa el (pre)despacho es vinculante**: agentes que causan desvío deben cubrir sus costos
- Las transacciones en cada etapa se liquidan al precio de despeje correspondiente



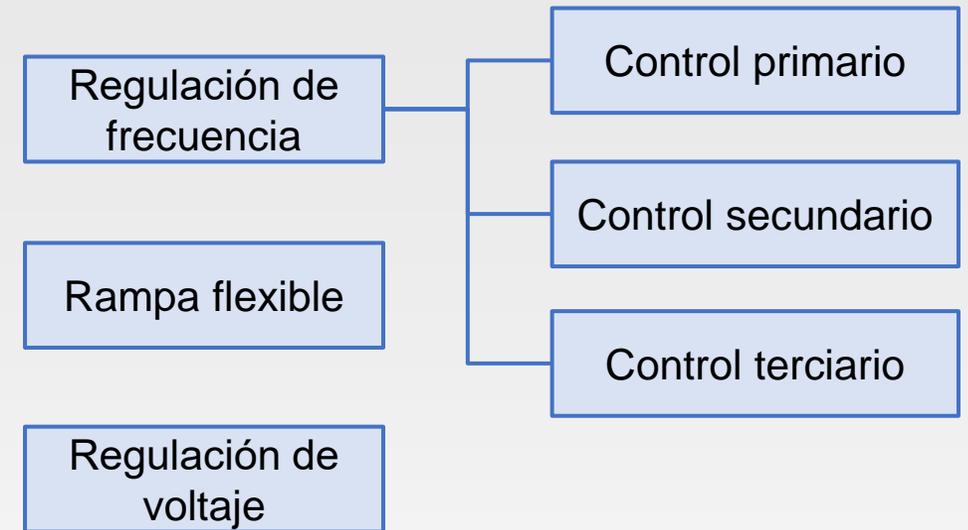
$$\text{Ingreso: } Q_{DA} \cdot P_{DA} + P_{RT} \cdot (Q_{RT} - Q_{DA})$$

Formación de precios

- Los precios en el mercado spot se determinan como el **costo de proveer una unidad de demanda adicional**, precio para el cual se maximiza el beneficio social (minimiza el costo del sistema)
- En un sistema simple (uninodal), en el que solo se considera la restricción de balance de potencia, capacidad mínima de generadores igual a cero y la capacidad máxima de los generadores, **el costo marginal coincide con el costo variable de la unidad más cara en operación**, como en la lista de mérito.
- Sin embargo, el costo marginal **no coincide** con el obtenido a través del uso de la lista de mérito **si se consideran aspectos tales como:**
 - Restricciones de rampas
 - Restricciones del sistema de transmisión
 - Pérdidas por las líneas
- En este caso, **el costo marginal puede ser calculado correctamente a partir de las variables duales** que se obtienen del problema de optimización.
- Por otra parte, existen costos (no convexos) que no son reflejados en el costo marginal como los asociados a mínimos técnicos y tiempos y costos de encendido y apagado
- Estos últimos, pueden **ser remunerados con pagos laterales** o con mecanismos de uplift como *convex hull pricing*.

Servicios complementarios

- Servicios adicionales a la entrega de energía que **permiten mantener una operación estable y segura** del sistema
- Estos servicios permiten por ejemplo:
 - **Responder a cambios de carga o generación**
 - **Responder frente a contingencias**
 - **Recuperar el servicio**
- Dependiendo de la escala de tiempo y del sistema, estos servicios pueden asignarse mediante **licitaciones o subastas conjuntas o secuenciales**.
- Suelen remunerarse según esquemas pay-as-clear o pay-as-bid, aunque existe un **consenso creciente hacia esquemas pay-as-clear**.

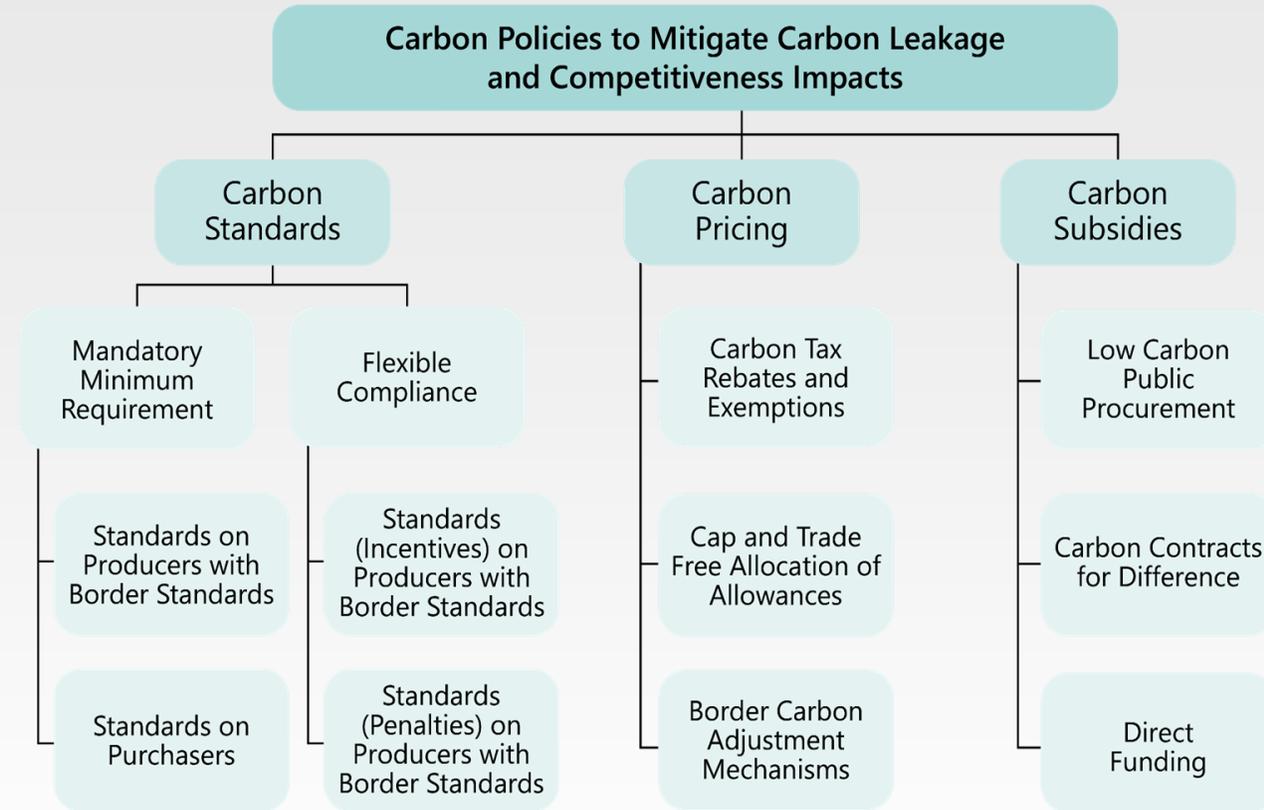


Sistema	Control primario de frecuencia	Control secundario de frecuencia	Control terciario de frecuencia
PJM	No remunerado	Pay-as-bid, Pay-as-clear	Pay-as-clear
España	No remunerado	Pay-as-clear	Pay-as-bid
Francia	Pago regulado	Pago regulado	Pay-as-bid
Alemania	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid

Esquemas para impulsar reducción de emisiones

Existen diversos mecanismos para reducir las emisiones:

- Instrumentos de precio o **impuesto**:
 - Internaliza en el costo las externalidades asociadas a emisiones
 - Si se fija en un valor adecuado, los agentes ajustarán sus emisiones hasta un monto eficiente para la sociedad.
- **Cap-and-trade**: asigna permisos de emisión a las firmas, los cuales pueden ser transados entre los agentes.
- Subsidios a tecnologías bajas en emisiones



Fuente: Energy Systems Catapult

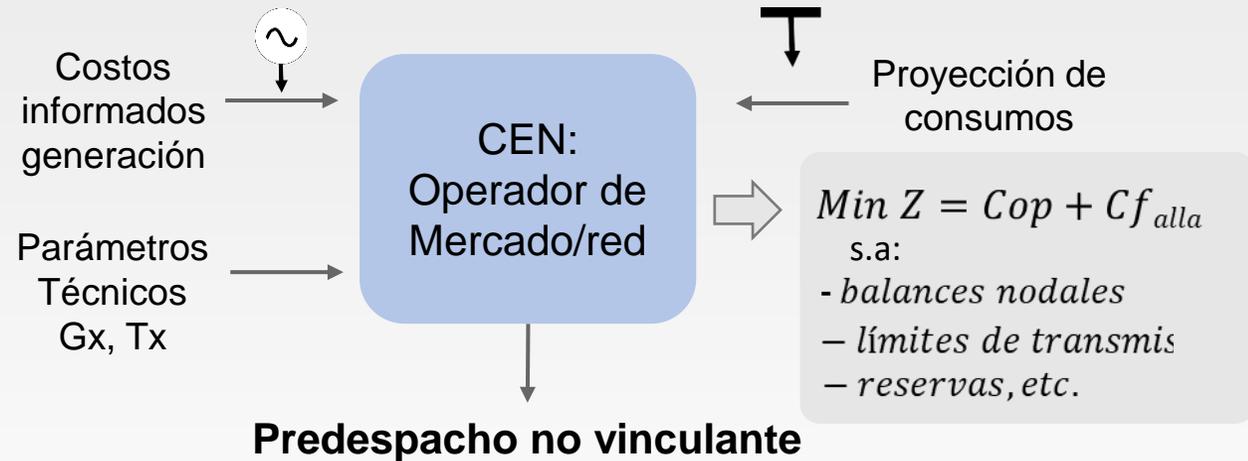
Agenda

1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - **Diagnóstico**
 - Propuestas
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas

• Mercado eléctrico Chileno

Mercado de energía

Modelo Pool con costos informados (auditable)



Despacho vinculante en base a lista de mérito

Costos marginales nodales en base a lista de mérito
(congestión + pérdidas)

Pagos laterales para remunerar costos no convexos

Mercado de SSCC

Servicios

Control de frecuencia

Control de tensión

Control de contingencias

Recuperación de servicio

Esquemas de materialización

Subastas

Instrucción directa

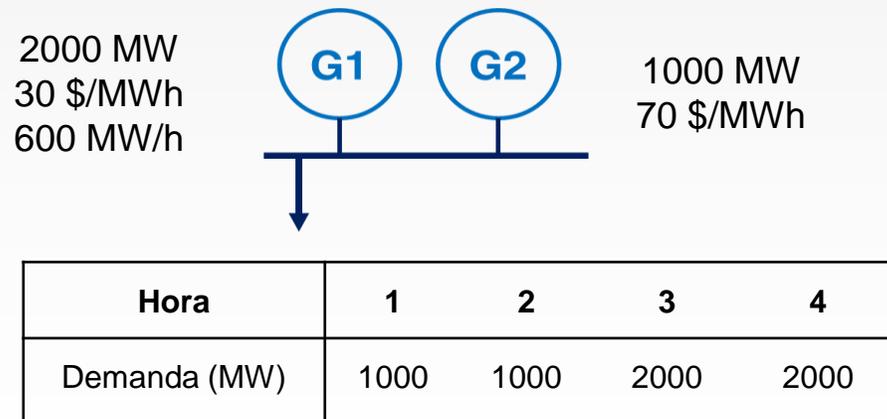
Licitaciones

Diagnóstico

- El **diseño de mercado de corto plazo debe ser modernizado** para generar condiciones de participación y **entregar las señales** que permitan contar con la flexibilidad para operar de manera eficiente y segura un sistema con **altos niveles de generación renovable variable**:
 - La metodología de formación de precios spot basada en **listas de mérito no permite capturar** de manera efectiva el impacto de **restricciones inter-temporales** propias de la operación del sistema y, por lo tanto, no da las **señales adecuadas para la operación de tecnología flexibles**.
 - La ausencia de un **mercado vinculante y uso de un mecanismo de liquidación única** no permite asignar responsabilidades frente a **desvíos** ni ajustar posiciones a medida que nueva información se vuelve disponible.
 - El esquema basado en **costos auditados** impone desafíos relevantes para la **determinación de costos de oportunidad**, en particular para almacenamiento y gestión de demanda.
 - El esquema **pay-as-bid (con precios techo)** usado para las subastas de SSCC **no es consistente con el diseño de mercado de la energía** y no incentiva inversión en flexibilidad
 - **El impuesto de carbono no impacta en una reducción de emisiones** siendo un instrumento meramente recaudatorio.

Diagnóstico – Determinación inadecuada de precios spot

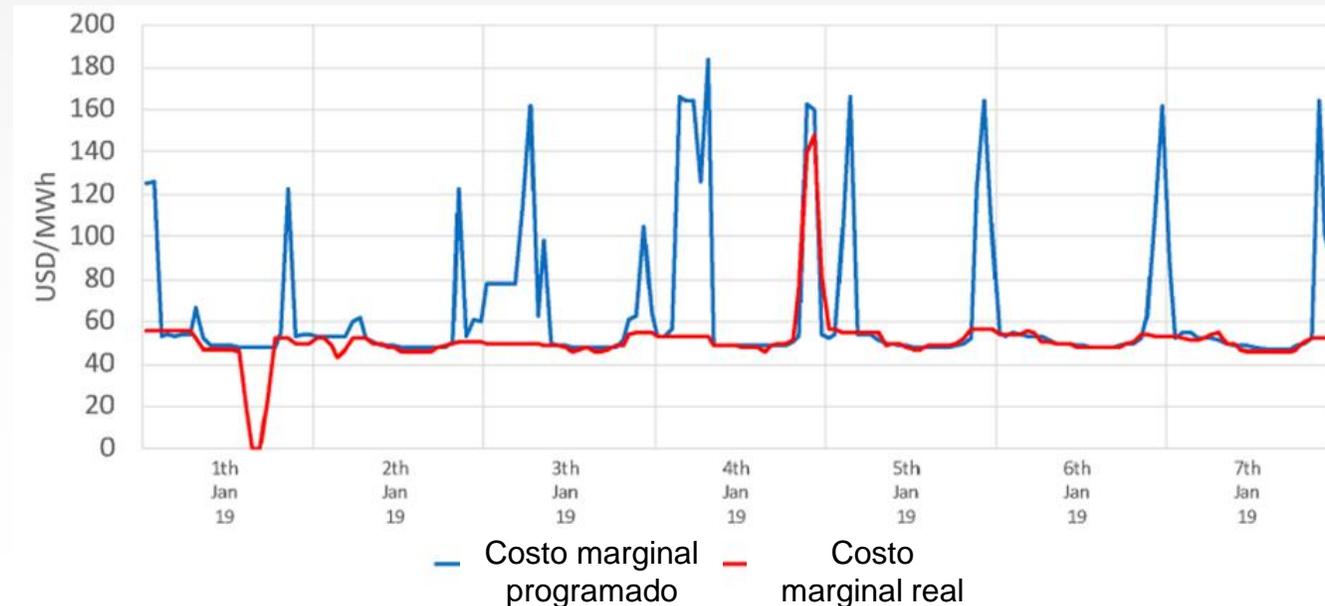
- El precio spot se determina utilizando la **lista de mérito** para cada periodo: equivalente al costo de la unidad con el mayor costo variable de acuerdo a la lista de mérito y que sea candidata a marginal.
- **Relaciones inter-temporales** como rampas o de almacenamientos no se consideran en el cálculo, por lo que **no se captura de forma completa el costo de producir una unidad de energía adicional**.
- Esto genera **distorsiones** en la señal económica necesaria para **tecnologías que aportan flexibilidad**.



Hora	1	2	3	4
Generación G1 (MW)	1000	1000	1600	2000
Generación G2 (MW)	0	0	400	0
Precio spot en base orden de mérito (\$/MWh)	30	30	70	30
Precio spot en base a variables duales (\$/MWh)	30	-10	70	30

Diagnóstico - Ausencia de un mercado vinculante del día anterior y múltiples etapas de liquidación

- El diseño de mercado actual considera una programación de la **operación para el día siguiente de carácter no vinculante y la liquidación de las transacciones en base a la operación en tiempo real.**
- Al no ser vinculante, este esquema **no asigna responsabilidades respecto de desvíos.**
- Por lo tanto, **no se incentiva a los agentes a realizar buenos pronósticos** sobre su operación futura.
- Además, **dado que las transacciones se valorizan en base al costo marginal real, se dificulta la definición de un perfil eficiente de inyecciones y retiros para tecnologías como almacenamiento**



• Diagnóstico - Mercado basado en costos auditados

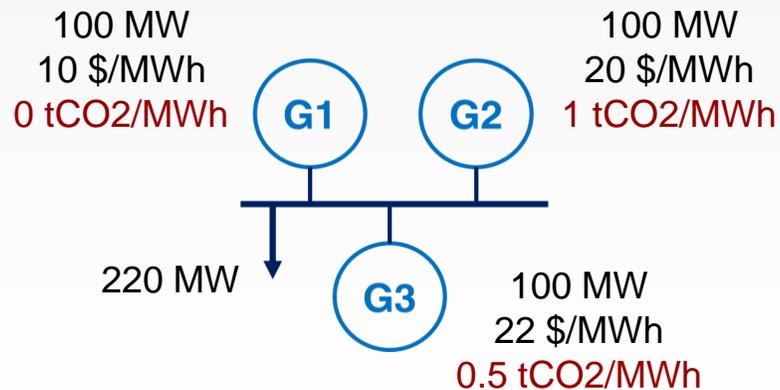
- El diseño actual de mercado basado en **costos auditados** dificulta la integración de nuevas **tecnologías** como sistemas de almacenamiento, gestión de demanda y centrales renovables con capacidad de almacenamiento.
- Lo anterior ocurre porque se hace **complejo determinar adecuadamente los costos de oportunidad** de algunas tecnologías, recurriendo a aproximaciones que no aseguran la operación a mínimo costo del sistema.
- Además, el diseño actual requiere cambios para permitir a los **agentes gestionar sus riesgos** en mercados diarios e intradiarios vinculantes.
- Cabe notar que este esquema **supone una carga importante para el operador del sistema (auditorías) y no necesariamente elimina la posibilidad de ejercicio de poder de mercado.**

• Diagnóstico – Diseño de mercado de SSCC ineficiente

- El diseño actual consiste en un esquema **híbrido** compuesto por un mercado de energía basado en costos auditados con **precio uniforme (pay-as-clear)** y un mercado de SSCC basado en ofertas con **precios diferenciados (pay-as-bid)**:
 - **Las ofertas deben considerar sólo los costos adicionales (e.g., desgaste)** de las unidades producto de la provisión del servicio y se establecen precios techo por tecnologías
 - Otros costos (e.g., **costos de oportunidad** directos, sobrecostos) **se remuneran vía pagos laterales**
- Esto genera **inconsistencias con el mercado de energía, conduce a posibles ineficiencias económicas** en la asignación, y reduce el incentivo a invertir en tecnologías flexibles y eficientes.
- Además, en la práctica, **no existen incentivos relevantes para participar en el mercado de SSCC.**
- Por otro lado, **los costos asociados a los SSCC se socializan entre los usuarios finales** (inversión en nueva infraestructura) o entre los generadores a prorrata de sus retiros (costos de prestación).
- Lo anterior **disminuye el incentivo de los agentes a minimizar desviaciones** respecto de la operación programada.

Diagnóstico - Impuesto de carbono ineficiente

- El impuesto chileno a las emisiones de carbono **no se alinea con los conceptos de eficiencia económica** ni con las mejores prácticas internacionales, ya que:
 - El impuesto **no se internaliza dentro del costo variable** por lo que no afecta el despacho.
 - Considera un **pago lateral** en el que las pérdidas económicas que ocurren cuando una unidad no puede cubrir sus costos de operación (incluyendo el impuesto) mediante el precio spot se prorratean entre todas las unidades generadoras (incluyendo aquellas que no emiten).
- Además, el valor del impuesto actual, igual a **5 US\$/ton**, es considerado **bajo** en comparación al costo real de la externalidad.



	G1 (MW)	G2 (MW)	G3 (MW)	CMg (\$/MWh)	Emisiones (tCO ₂)
Sin impuesto	100	100	20	40	110
Impuesto estándar	100	20	100	70	70
Impuesto actual	100	100	20	40	110

Agenda

1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - **Propuestas**
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas

Propuestas

Objetivo

Transitar consistentemente hacia el diseño de **mercado eléctrico que mejor se adapte a la visión de desarrollo** producto de la transición energética:

- Sistema crecientemente renovable y flexible
- Bajos precios y altos niveles de confiabilidad (CC, desastres naturales),
- Altos niveles de eficiencia energética,
- Activa participación de la demanda,
- Fuerte componente de exportación de energía renovable,
- Alta participación de soluciones energéticas descentralizadas.

Propuestas

- Abordar desafíos derivados del esquema de **costos auditados** actual
 - Modernizar la forma de calcular el costo marginal
 - Introducir mercado vinculante del día anterior y mercados intradiario y de tiempo real
- Implementar a un esquema pay-as-cleared para las **subastas de SSCC** y corregir la **asignación** de los costos de las desviaciones
- **Corregir mecanismo de impuesto al carbono** permitiendo su internalización en los costos de las unidades y aumentando su valor para que refleje las externalidades producto de las emisiones

• Propuestas – Mejoramiento diseño mercado energía

Se propone mejorar el diseño de mercado actual para abordar desafíos asociados a la integración de generación renovable, almacenamiento, gestión de demanda, entre otras.

Cambios necesarios - **Mejorar** mercado de costos auditados:

- Modernizar la forma de calcular el costo marginal
- Incorporar mercados diarios e intradiarios
- Permitir actualizar proyecciones de generación en los (nuevos) mercados diarios e intradiarios
- Eliminar el cálculo de costos de operación administrativos de almacenamiento en base a compras de energía.
- Mejorar señales de precios (energía y potencia) en sistemas con alta penetración ERNC, por ejemplo mediante precios de escasez u otros mecanismos de capacidad.

• Propuestas – Mejoramiento diseño mercado energía

Transición gradual hacia un mercado basado en ofertas **estudiando su nivel de profundidad** y **sujeto a la ejecución** de los cambios propuestos en el punto anterior, evaluación de condiciones de competencia y un diseño acorde al sistema Chileno considerando como elementos relevantes:

- Mantener la gestión de recursos hídricos de forma centralizada, para coordinar el uso del agua en cuencas complejas y con el fin de limitar posiciones no competitivas de las firmas.
- Incorporar mecanismos de mitigación de poder de mercado y de monitoreo de la competencia.
- Entregar herramientas y recursos a unidades de monitoreo de la competencia tanto internas del Coordinador como externas.
- Mantener auditoría de parámetros operacionales relevantes, evaluando la pertinencia de incorporarlos dentro de ofertas.

• Propuestas – Determinación del costo marginal

- Se propone que los **costos marginales** del sistema sean determinados a partir de las **variables duales** que se obtienen de los modelos de optimización resueltos para determinar el despacho de las unidades.
- De esta forma, se lograría **internalizar en el costo marginal los efectos de las restricciones técnicas relevantes**, incluidas las de flexibilidad (restricciones de rampa y las asociadas al almacenamiento) y restricciones físicas del sistema de transmisión.
- Estas mejores señales de precio permitirían **dar mejores incentivos** para la operación de los participantes del mercado, en particular para almacenamiento y respuesta a la demanda.
- Además, contribuiría a lograr una **remuneración efectiva a los recursos que proporcionan flexibilidad** al sistema.

Propuestas – Mercado de liquidación múltiple

- Se propone la introducción de nuevos **mercados vinculantes** que permitan gestionar de manera adecuada la mayor variabilidad e incertidumbre en la operación:
 - **Mercado del día anterior** con adecuada granularidad temporal basado en un pre-despacho co-optimizado de energía y reservas
 - **Mercado intradiario**, similar al día anterior, con posibilidad de actualizar pronósticos, información de retiros e inyecciones
 - **Mercado en tiempo real** utilizando la información actualizada de los pronósticos, basado en un despacho co-optimizado de energía y reserva
- Un esquema de este tipo contribuye a la eficiencia económica del sistema, ya que:
 - Permite a los agentes modificar sus posiciones en función de la mejor información que puedan tener al acercarse el mercado en tiempo real, gestionando de mejor manera los riesgos.
 - Genera incentivos para que los **agentes mejoren sus pronósticos** ya que permite asignar los costos asociados a desvíos relevantes
- Bajo un esquema de costos auditados requiere entregar algunos **grados de libertad** a los agentes tales como actualización de pronósticos, o selección de etapas de participación, etc.

• Propuestas – SSCC: mejor diseño de subastas y asignación de costos

- Modificar la remuneración de los SSCC para obtener un diseño de mercado **consistente con mercado de energía propuesto** y generar señales de inversión eficientes para tecnologías flexibles:
 - Implementar un esquema **pay-as-clear**
 - Determinar la adjudicación de los SSCC y el precio de estos como resultado de una **co-optimización de energía y reserva**.
 - **Asignar los costos de activación de reservas en base a desviaciones** (por sobre un umbral) respecto a la última posición vinculante adoptada por los agentes
- Se propone considerar **augmentar la granularidad temporal y espacial de los requerimientos de reservas**, así como aumentar la granularidad de los bloques subastados
- Evaluar la necesidad de implementar **nuevos SSCC, o de ajustar los servicios existentes** de manera consistente con los mercados de liquidación múltiple y los nuevos requerimientos del sistema
- Para los servicios donde **no existan condiciones de competencia en el corto plazo, se deberán definir esquemas de materialización** tales como instrucción directa, contratos bilaterales o licitaciones de largo plazo (para aquellos productos donde sí existan condiciones para la llegada de nuevos participantes al mercado).

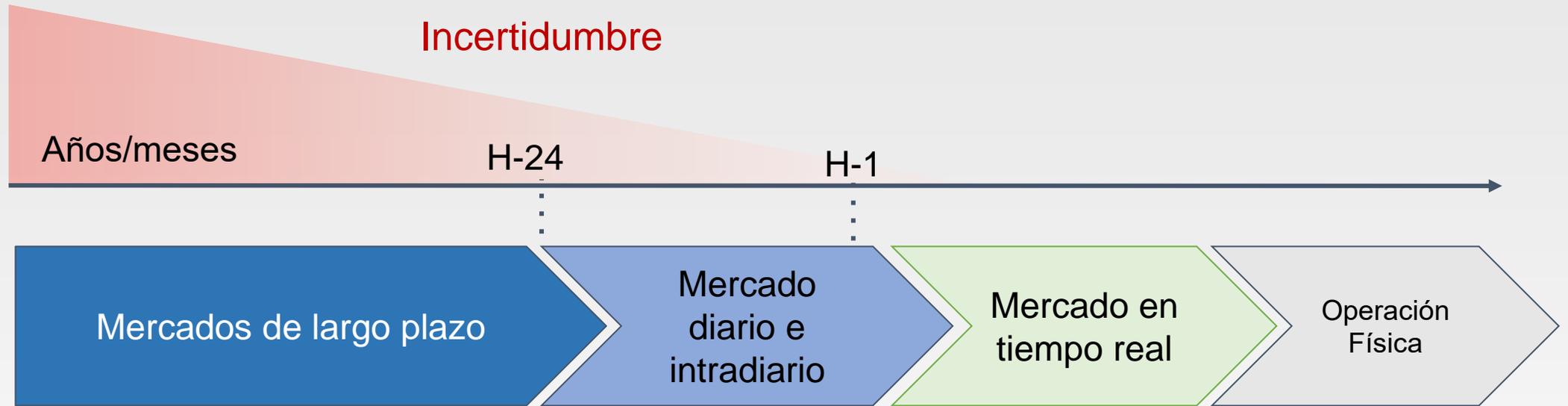
• Propuestas – Mecanismo de impuesto al carbono

- Se propone corregir el mecanismo de impuestos al carbono, alineándolo con un diseño eficiente:
 - Incorporar el impuesto de carbono en el costo variable de las unidades generadoras.
 - Definir una trayectoria futura del valor del impuesto que esté alineada con la política de descarbonización y que refleje de manera efectiva las externalidades asociadas a las emisiones
- De este modo, el despacho se vería efectivamente afectado por el impuesto, disminuyendo la participación de unidades contaminantes y contribuyendo a reducir las emisiones.
- Además, este diseño elimina la necesidad de compensaciones para mitigar pérdidas económicas que pudiesen sufrir unidades generadoras producto del impuesto.
- Cabe notar que este diseño aumentaría en el corto plazo el precio spot y de las valorizaciones de los retiros, gatillando revisiones en los contratos y aumentando la tarifa de los consumidores finales
- Por lo tanto, se sugiere evaluar la necesidad de incorporar subsidios focalizados en base al monto recaudado para mitigar el aumento en la tarifa de clientes vulnerables.

Agenda

1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas

Escalas de tiempo en mercados eléctricos



• Licitaciones de suministro

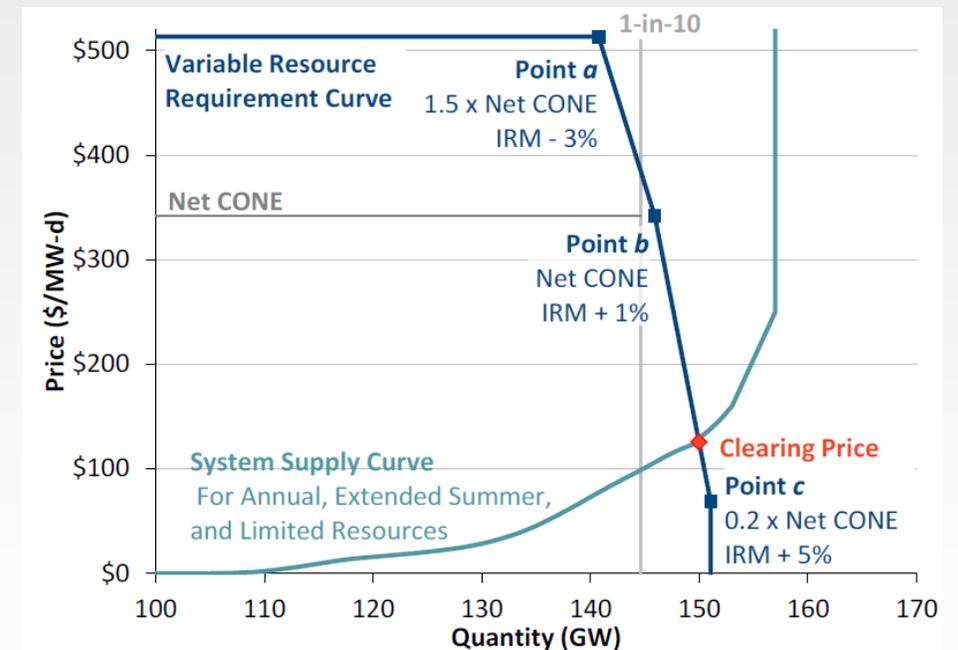
- El **objetivo** de las licitaciones de suministro es **asegurar la compra más eficiente** de energía para suministrar la demanda hacia el futuro, promoviendo la entrada de tecnologías competitivas y reduciendo la exposición al riesgo de los agentes.
- Para lograr el objetivo anterior, es importante prestar atención a aspectos de diseño tales como:
 - **Duración de contrato, considerando que un mix** de contratos de distinto plazo podría generar un buen balance entre promover inversiones y asegurar eficiencia en costos
 - **Anticipación con que la energía debe ser contratada**, de modo de permitir entrada de nuevas inversiones, pero también suficiente flexibilidad para adaptarse a situaciones imprevistas (como cuando se vencen contratos en momentos en que el precio spot es alto).
 - **Criterio de evaluación**, buscando que este permita evaluar correctamente cómo las ofertas impactan en los **costos del sistema**, de modo de asegurar la compra eficiente.
 - **Condiciones para participar de la licitación**, buscando **no generar barreras** de entrada a participantes competitivos.
 - Mecanismos para asegurar **materialización de los proyectos**.
- En los últimos años, los **contratos de suministro han ganado mayor relevancia a nivel internacional**, siendo vistos como una como herramienta para **fomentar la inversión en generación renovable** y, por tanto, alcanzar objetivos de descarbonización.

• Mecanismos de capacidad: Mecanismos de precios

- Se basan en **pagos** a generadores existentes y nuevos, **en proporción a la** cantidad del producto que entregan, donde el producto se define usualmente como la **capacidad firme**.
- Los pagos por capacidad **debiesen estar diseñados para lograr una gestión eficiente de los recursos** (firmeza, es decir que respondan cuando sea necesario) **y la inversión** (suficiencia).
- Requiere por un lado **definir un precio por la capacidad** y determinar el **aporte que realiza cada unidad** a la suficiencia del sistema.
- **La capacidad firme de cada generador se define en base a su contribución a la seguridad** general del suministro del sistema y su puede ser calculada utilizando **metodologías probabilísticas**.
- No obstante, este mecanismo puede enfrentar **dificultades** conocidas:
 - **No hay garantía** de que se alcance el objetivo de inversión deseado.
 - En algunos casos, **el producto de confiabilidad no está adecuadamente definido**, ya no hay un compromiso para que los generadores respondan cuando se les necesite.
- Algunos sistemas que utilizan mecanismos de precios son:
 - Chile
 - Perú
 - Guatemala
 - Brasil (**energía firme**)

Mecanismos de capacidad: Mercado de capacidad

- En este esquema los agentes realizan **ofertas de capacidad**, las cuales son contrastadas con **una curva de demanda**, al momento de realizar la **casación**.
- En este esquema, **el precio de la capacidad se obtiene como resultado** de la casación.
- Para el diseño de mercado se debe considerar:
 - **Definir** adecuadamente el **producto** a ser licitado.
 - Definir **curva de precio-demanda** de capacidad.
 - Definir **duración del contrato**.
 - Establecer **incentivos o penalizaciones que promuevan que los agentes efectivamente operen** en cuando sean requeridos para prestar suficiencia.
- Algunos sistemas que consideran mercados de capacidad son:
 - PJM
 - New England ISO
 - New York ISO
 - UK (**notable inclusión de la respuesta de la demanda**)



Fuente: Capacity Payments in Restructured Markets under Low and High Penetration Levels of Renewable Energy, NREL, 2016

Contratos por servicios complementarios

- En el contexto de la mayor integración de generación renovable, **la cantidad requerida y los precios** de corto plazo de servicios complementarios suelen ser altamente **volátiles**.
- Dicha **incertidumbre dificultan las decisiones de inversión**, así como el financiamiento de nuevos desarrollos en infraestructura.
- Se reconoce en la literatura que considerar **contratos de corto, mediano y largo plazo en SSCC** que pueden ayudar a:
 - Cubrir riesgos para el ISO, la demanda y otros participantes del mercado.
 - Promover nuevas inversiones flexibles y seguras de manera rentable.
 - Mitigar el poder de mercado y aumentando, posiblemente, los niveles de competencia (contestabilidad).

Sistema	Servicio complementario	Duración
Reino Unido	Respuesta mejorada de frecuencia	4 años
	Reserva operacional de corto plazo	2 años
Bélgica	Regulación de voltaje	1 año
	Servicios de restauración	1 a 15 años
Australia	Soporte y control de redes	Sin restricción
	Restauración del sistema	
PJM	Partida en negro	Según la planificación

Agenda

1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - **Diagnóstico**
 - Propuestas

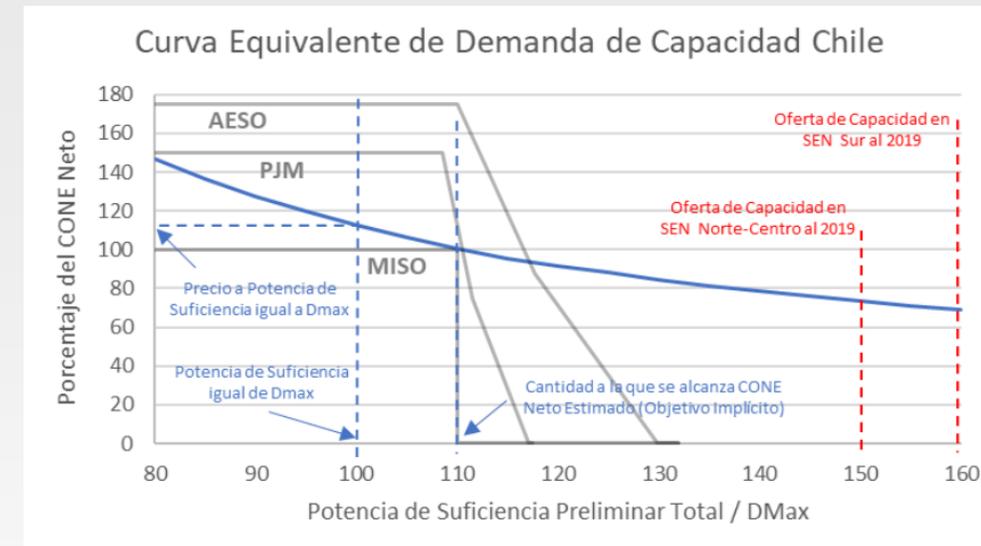
Diagnóstico

- Se **requieren señales de largo plazo** que permitan viabilizar la inversión en mix de tecnologías necesarias para la lograr descarbonizar el sector eléctrico de manera eficiente.
- En el **mercado eléctrico chileno** las principales señales económicas de largo plazo para la inversión son **los contratos de suministro de energía y la remuneración por potencia de suficiencia**.
- Estas dos señales **no reconocen explícitamente los objetivos de la descarbonización** como cuotas ERNC, emisiones de CO2, entre otros, ya que sus objetivos son de eficiencia económica y seguridad.
- Además, tradicionalmente, el **atributo de flexibilidad** no ha sido incorporado en dichos mecanismos (en la licitación de 2023 si se le da incentivo a la capacidad de almacenamiento)
- Asimismo, existen espacios de mejora para lograr **licitaciones de suministro más eficientes** económicamente (más consistentes con los costos y operación futura del sistema) y consistentes con los objetivos de largo plazo.
- Por otro lado, existen **problemas conocidos en el diseño en el mecanismo de capacidad** que deben ser abordados.
- Finalmente, se considera que el mercado de servicios complementarios puede verse beneficiado de contar con **contratos por estos servicios de corto, mediano y largo plazo**.

Diagnóstico - Mecanismo de potencia

Existen dificultades conocidas asociadas al diseño actual, como por ejemplo:

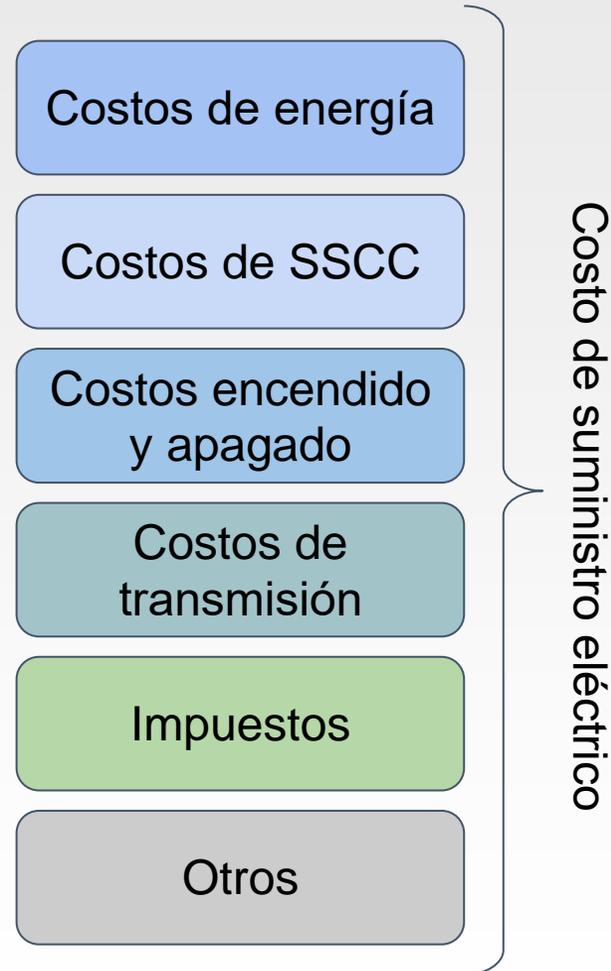
- Se basa en un **cálculo administrativo del precio y crédito** asociado a la suficiencia.
- **No considera explícitamente un objetivo de suficiencia**, fijando un piso de 10% para el MRT.
 - Por lo tanto el pago por capacidad es siempre estrictamente mayor a un piso, independientemente de cuán grande sea el margen de reserva del sistema.
- Define los **periodos de máxima exigencia como las 52 horas del año de mayor demanda**, los cuales pueden no ser los que presentan mayor probabilidad de pérdida de carga.
- El actual **mecanismo es tecnológicamente discriminatorio (*ad-hoc*)**, definiendo distintas metodologías para calcular el aporte a la potencia de suficiencia dependiendo de la tecnología, y en particular:
 - Existen **tecnologías que no cuentan con metodología de cálculo**, como el almacenamiento.
 - **No es claro si metodología captura de forma adecuada la contribución a la confiabilidad** de las distintas tecnologías, especialmente unidades eólicas y solares.
 - **No considera aporte a suficiencia que realizan medios energéticos distribuidos**, incluyendo demanda, generación (aunque no en todos los casos) y almacenamiento distribuido.



Fuente: Curvas de Demanda en Mecanismos de Capacidad. D. Olivares

Diagnóstico - Contratos de suministro a clientes regulados

- El objetivo principal de las licitaciones de suministro es lograr la **compra más eficiente de energía** para abastecer la demanda de clientes regulados.
- No obstante, el mecanismo actual no permite formar un **portafolio óptimo de contratos de suministro**, ya que:
 - En la práctica, los **contratos licitados son de muy largo plazo**, lo que puede forzar a contratar energía a precios altos, durante periodos muy largos, debido a una situación coyuntural (e.g. crisis de combustibles).
 - Existe inflexibilidad en la anticipación con la que la energía debe ser contratada y en la práctica **no se optimiza el momento** en que se realiza la compra de energía.
 - El criterio de selección de las ofertas utilizado **se basa exclusivamente en la energía (GWh) y el precio ofertado (USD/MWh)**, por lo que:
 - Se ignoran los efectos que las fuentes adjudicadas generan en **costos sistémicos** como por ejemplo, de servicios complementarios o costos de expansión de la transmisión.
 - No se consideran **los beneficios que pueden crear otros atributos técnicos de las ofertas**, como capacidad de almacenamiento, atributos de flexibilidad, o la capacidad de mantener un nivel de generación relativamente constante.



Diagnóstico - Servicios complementarios

- Actualmente los servicios complementarios se materializan en base a los siguientes mecanismos:
 - **Subastas** si el requerimiento sea de cortísimo plazo
 - **Licitaciones** si el requerimiento no sea de cortísimo plazo o implique nueva infraestructura
 - **Instrucción directa** o instalación de nueva infraestructura si no se satisfacen las condiciones de competencia.
- En particular, los servicios de cortísimo plazo, se relacionan principalmente con servicios relativos al control de frecuencia, los que son provistos por los participantes en el mercado en tiempo real.
- Así, los costos y pagos asociados a estos servicios pueden ser extremadamente volátiles, aunque esto se ha mitigado con un **mecanismo que designa mayoritariamente asignaciones directas**.
- Esta volatilidad afecta la **evaluación financiera de proyectos** que pueden prestar estos servicios de manera eficiente.
- Por lo tanto, hacen **falta mecanismos que permitan propagar las señales del corto plazo al largo plazo** y así permitir viabilizar las inversiones.

CSF+



Agenda

1. Contexto
2. Mercados de corto plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas
3. Mercados de largo plazo
 - Marco teórico
 - Diagnóstico
 - Propuestas

Propuestas

Objetivo

Transitar eficientemente hacia el diseño de mercado eléctrico que mejor se adapte a la visión de desarrollo producto de la transición energética:

- Sistema altamente renovable,
- Bajos precios y altos niveles de confiabilidad (CC, desastres naturales),
- Altos niveles de eficiencia energética,
- Activa participación de la demanda,
- Fuerte componente de exportación de energía renovable,
- Alta participación de soluciones energéticas descentralizadas.

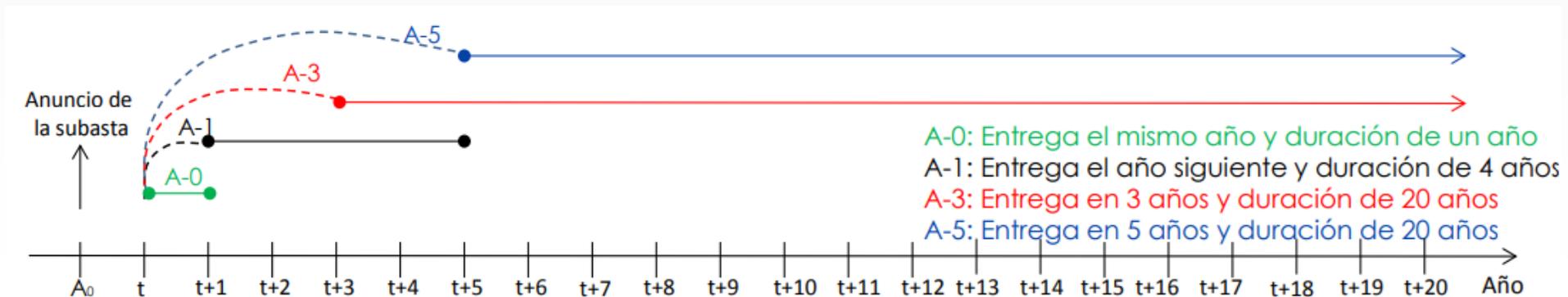
Propuestas

- **Modernizar las licitaciones de suministro** para asegurar suministro eficiente y alinear inversiones con objetivos de descarbonización y requerimientos de un sistema profundamente renovable.
- **Corregir mecanismo de capacidad** incorporando objetivo de suficiencia y reconociendo adecuadamente el aporte de las distintas tecnologías.
- **Complementar las subastas (corto plazo) de servicios complementarios** mediante la incorporación de contratos de corto, mediano y largo plazo.

Propuestas - Licitaciones de suministro

Rediseñar mecanismo para asegurar suministro eficiente y alinear inversiones con objetivos de descarbonización, considerando:

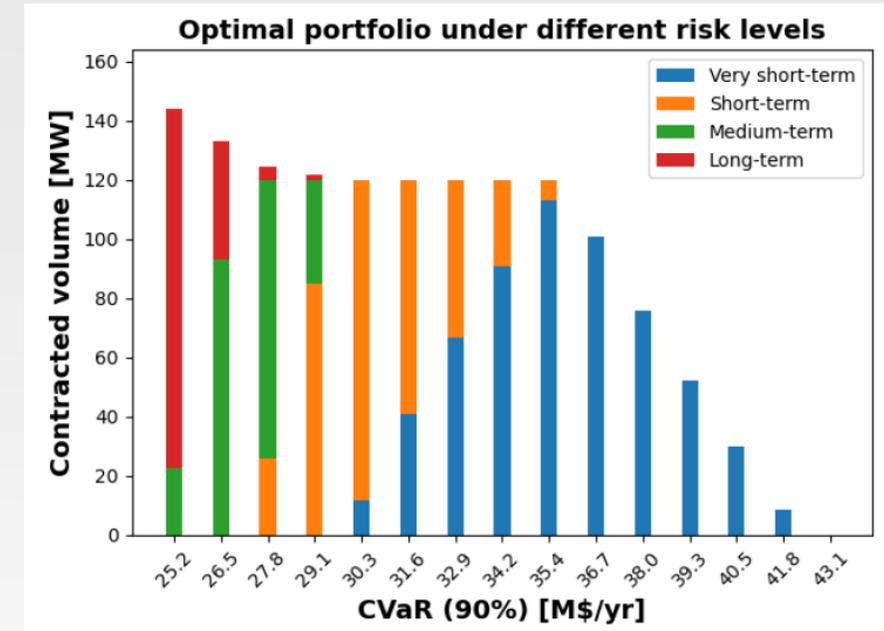
- **Contratos de corto, mediano y largo plazo**, de manera de cubrir la demanda mediante un **portafolio eficiente** de contratos en distintos horizontes de tiempo.
- Optimizar el **volumen de energía** (asignación entre distintos contratos), tiempo de inicio del contrato y momento en que se realiza la subasta.
- **Considerar ofertas por zonas**, para reflejar restricciones de transmisión.
- **Incorporar huella de carbono y cuotas renovables.**
- **Incorporar mayor información física de los activos en la casación para contratos de mayor duración**, es decir, en aquellos que tienen el objetivo de impulsar inversiones, con el fin de evaluar adecuadamente los atributos de las distintas tecnologías. **Esto podría lograrse mediante:**
 - Casación en base a **software que seleccione ofertas considerando requerimientos e impactos en operación.**
 - Casación mediante **reglas simplificadas que reconozcan atributos de las ofertas** (como por ejemplo, los incorporados en licitación 2023 para centrales con almacenamiento)



Propuestas - Servicios Complementarios

- **Mecanismos de materialización:**

- **Complementar las subastas (corto plazo) mediante la incorporación de contratos** de corto, mediano y largo plazo.
- **Definir metodología para identificar volúmenes eficientes a contratar** en cada tipo de contrato y los que deben adquirirse directamente a través del mercado spot.
- Este diseño permitiría:
 - **Viabilizar inversiones** en tecnologías flexibles
 - **Mitigar riesgos** asociados a la volatilidad e incertidumbre futura en precios y requerimientos
 - **Mejorar las condiciones de competencia (contestabilidad).**



Fuente: Long-term contracts for ancillary services in Chile, ISCI, 2020

- **Asignación de costos asociados a servicios complementarios:**

- **Asignar los costos de activación de reservas en base a desviaciones** (por sobre un umbral) respecto a la última posición vinculante adoptada por los agentes en mercados del día anterior e intradiario.
- **Asignar los costos de disponibilidad de reservas en base a beneficiarios** y principios de costo-reflectividad.

• Propuestas - Mecanismo de Capacidad

Mejoras de mediano/corto plazo (mejoras bajo el esquema actual):

- Definir **target de confiabilidad** sistémico y a nivel zonal.
- Establecer metodologías adecuadas para el cálculo de la **capacidad firme** asociada a tecnologías como fuentes renovables, almacenamiento y respuesta de demanda, **considerando flexibilidad y aporte a resiliencia**.
- **Fomentar participación de demanda**, evaluando adecuadamente su potencial para aportar a la suficiencia del sistema en caso de que se necesite, por ejemplo a través de proyectos pilotos.
- Evaluar **definición de tecnología de referencia**.
- Incorporar mecanismo de **incentivo** para que las unidades remuneradas por capacidad efectivamente **aporten durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga** del sistema.
- (Incorporar mecanismo complementario basado en precios de escasez).

Mejoras de largo plazo: Transitar hacia un esquema de mercado de capacidad, donde:

- **Se definan productos específicos y contratos a ser licitados** para cumplir con las necesidades y requerimientos sistémicos y locales en términos de capacidad
- **Los agentes realizarían ofertas de capacidad, el regulador definiría una curva de precio-demanda de capacidad** y el precio de la potencia se obtendría como resultado del despeje de mercado

Transición: **Establecer mecanismo de grandfathering**, manteniendo el mecanismo actual para unidades existentes que deseen continuar en ese sistema.

• Propuestas -Facilitar desarrollo de tecnologías habilitantes

- Para el caso de **tecnologías necesarias para la transición**, se propone diseñar **mecanismos de mercado que permitan facilitar su integración al sistema**.
- Para ello, se propone **crear contratos por servicios** que puedan prestar dichas tecnologías:
 - Por ejemplo, en el caso de almacenamiento, un servicio podría ser el de almacenamiento de energía, la cual se guarda cuando es generada en un cierto momento (horas diurnas) y es entregada a otro momento del día (horas nocturnas).
- En este esquema y desde el punto de vista financiero los **agentes podrían contratar dichos servicios** y beneficiarse de las rentas que estos produzcan.
- Dicha subasta podría organizarse **mediante esquemas de mercado** (open-seasons):
 - Los **desarrolladores ofrecen capacidad de venta** asociada a cierta tecnología y **los beneficiarios realizan ofertas de compra** de servicios
 - **Tanto la capacidad a desarrollar, como la asignación de los servicios se obtendría como resultado de la casación**

ISCI INSTITUTO
SISTEMAS COMPLEJOS
DE INGENIERÍA



UNIVERSIDAD
DE CHILE



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DE CHILE



7 de diciembre, 2023

Santiago, Chile.

Proyecto de recomendaciones regulatorias para la descarbonización de la matriz eléctrica chilena

Mercados de corto y largo plazo

ISCI

Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Universidad de Chile

Socio estratégico:

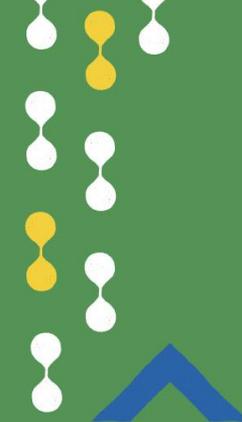


Instituciones colaboradoras:



CENTRA
CENTER FOR ENERGY TRANSITION
UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ





4

Presentación Vinken



Transición Hacia un Mercado Eléctrico Basado en Ofertas en el SEN

Matias Negrete Pincetic

Departamento de Ingeniería Eléctrica UC

Vinken Dictuc

Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

Presentación preparada para Mesa Descarbonización MEN

7 de Diciembre de 2023

Agenda

- Motivación
- Desafíos del Diseño de Mercado en Chile
- Breve Revisión Experiencia Internacional
- Sobre Condiciones de Competencia en el SEN
- Elementos de una Propuesta de Transición hacia un Mercado Basado en Ofertas
- Conclusiones

Estudios Previos

Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme

Reporte Final

25 de Agosto de 2021

Reporte preparado por Vinken Dictuc para
The World Bank Group



Estudios Previos

Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes

Informe Final

27 de Diciembre de 2021

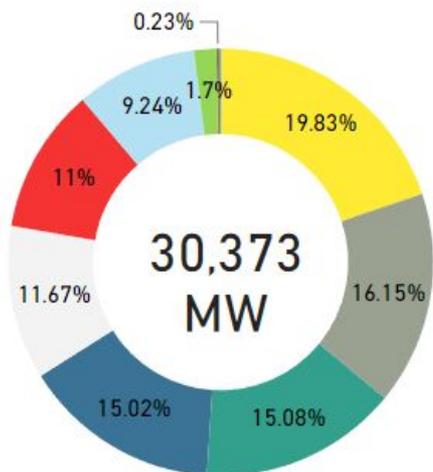
Informe preparado por Vinken Dictuc para la
Comisión Nacional de Energía



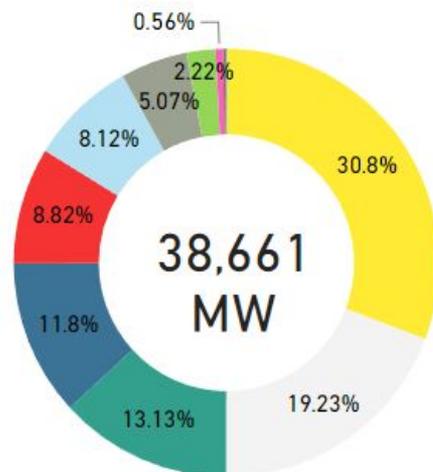
Motivación

Posible Evolución 2022 - 2031

Capacidad Instalada al Año 2022



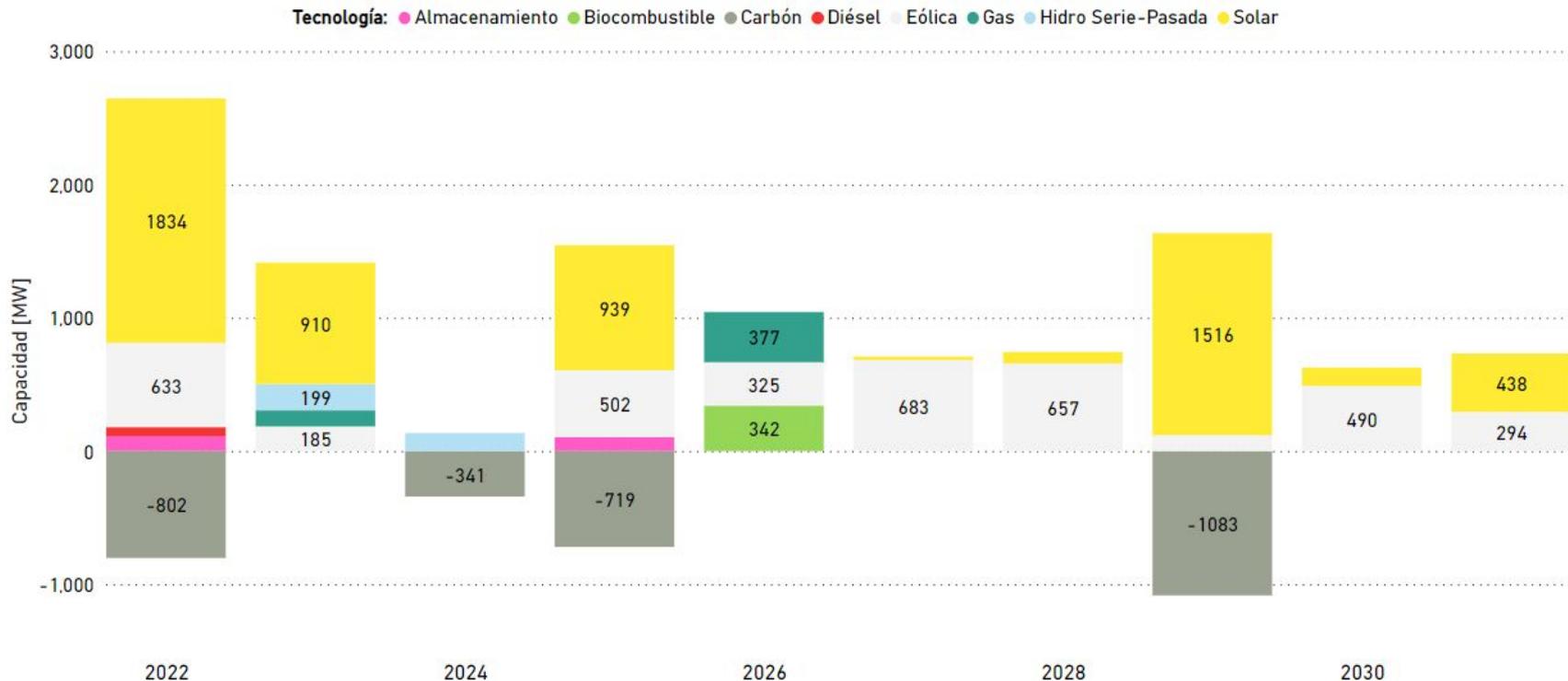
Capacidad Instalada al Año 2031



Considera el programa de **obras de generación en construcción** (RE CNE 113), que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción a febrero de 2022. Junto con el programa de **obras de generación comprometidas** basado en el "Informe de Fijación de PNCP".

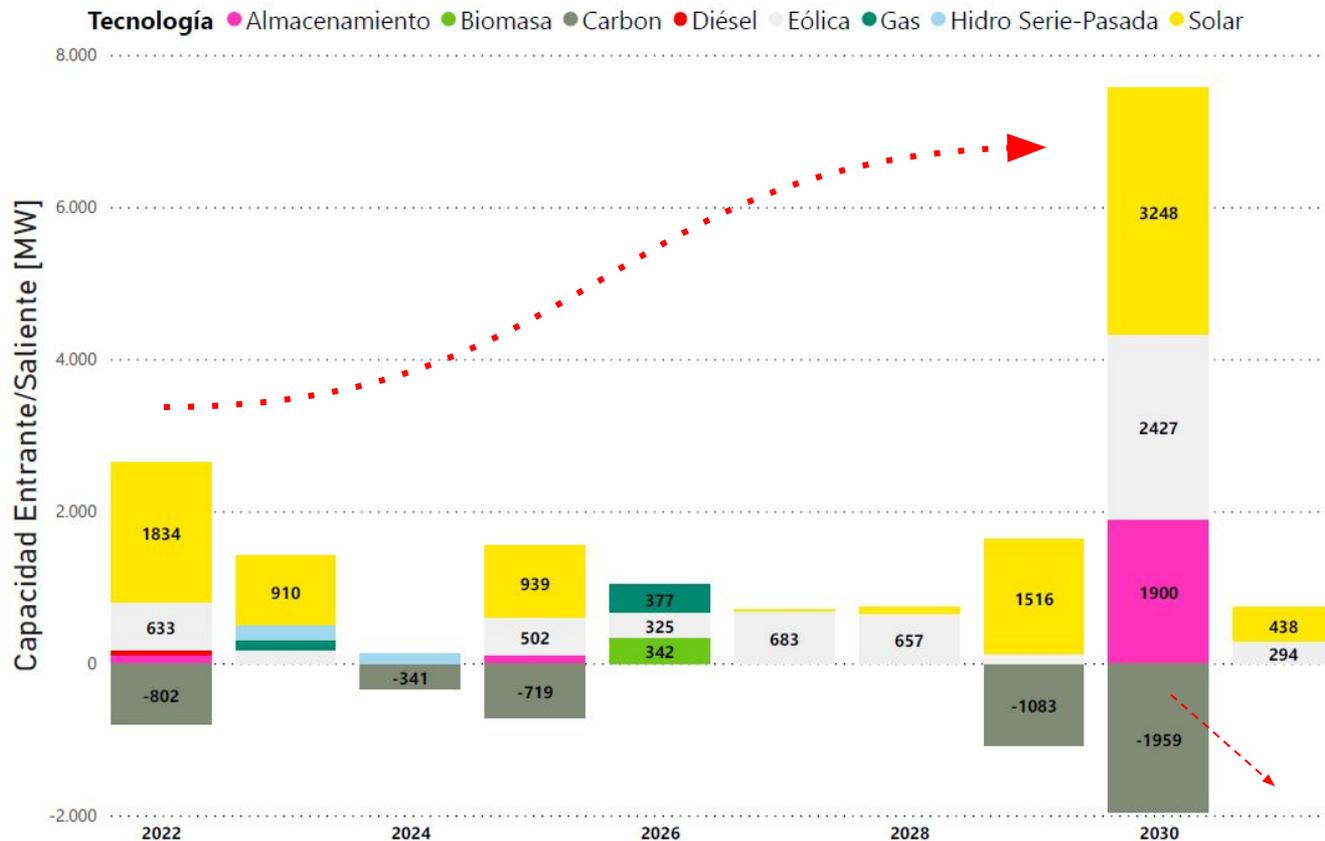
Posible Evolución 2022 - 2031

Retiro de centrales a carbón basado en el “Informe de Fijación de PNCP”.



Otra Posible Evolución 2022 - 2031

Acelerando la descarbonización y considerando la entrada de una capacidad relevante de **almacenamiento** al año 2030.



Algunas Brechas para lograr Transición

- **Regulación no actualizada a los desafíos**, lo que complejiza la ejecución. Cambios regulatorios con tiempos desadaptados a las necesidades. Un ejemplo de lo anterior es lo relacionado con Sistemas de Almacenamiento.
- Herramientas operacionales y de planificación del CEN, siendo **particularmente crítico** la **operación en tiempo real** e internalización de atributos de flexibilidad en manejo del agua (temas que el CEN está abordando).
- El diseño del mercado, en una gran parte de sus elementos, **no está actualizado ni cohesionado** entre dimensiones de energía (costos), SSCC (ofertas) y potencia (administrativo) con elementos que **dificultan** integración de nuevas tecnologías y actores (i.e., auditoría de costos). Foco de esta presentación.

Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

Visión sobre Mercados de Ofertas en Chile

- Potencial cambio de **relevancia** al diseño de mercado chileno.
- ¿Necesitamos una **modificación** al esquema actual?
- Requiere un **cuidadoso** diseño, implementación y ejecución teniendo claridad de los **desafíos, plazos y recursos asociados**.
- Diseño del mercado (reglas) es un elemento central pero también diseño de transición, herramientas operacionales, herramientas de monitoreo de mercado, cambios regulatorios y una serie de elementos que tomarán varios años en ser implementados.
- En caso Chileno un elemento relevante incluye la gran capacidad **hídrica** con estructura compleja de cuencas que requieren coordinación: definir estructura de las ofertas para estos recursos (ofertas híbridas).
- Cambio **impacta** más allá del mercado de energía y requiere un diseño **consistente** con mercados de SSCC y capacidad y otros elementos.

Origen: Información

- La operación de los sistemas eléctricos requiere **información** para su ejecución. Dos mecanismos para recopilar información son:
 - a. Esquema centralizado (ingenieril) a través de **auditorías** (costos combustibles, parámetros operacionales, etc.)
 - b. Esquema descentralizado (mercado) a través de **ofertas** (vector de información bajo algún esquema [P], [P,Q], [Q], [P, Q, parámetros adicionales]).
- Ambos esquemas presentan pros y contras. En particular, un esquema de auditorías puede resultar **costoso e incluso infactible** de implementar particularmente con tecnologías donde costos de oportunidad son relevantes (almacenamiento, demanda, GNL, DERs, etc.).
- Un esquema de ofertas requiere para su correcta implementación condiciones de competencia, un apropiado diseño de los mecanismos de mercado, monitoreo y otras medidas que incentiven una **participación honesta de los agentes y mitigar el riesgo asociado a abuso de poder de mercado.**

Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

Una de las razones por las cuales implementar mercados corresponde a la **imposibilidad de contar con toda la información necesaria para realizar una operación totalmente centralizada.**

En este sentido, la **diversidad** de tecnologías y agentes que se espera integrarán el sistema eléctrico (e.g., ESS, agregadores de recursos distribuidos y de demanda, etc.) **volverá poco práctico e incluso infactible la operación totalmente centralizada con costos y parámetros de operación auditados.**

No obstante lo anterior, requerimientos de **coordinación** requerirán en el SEN contar con **elementos** de una **operación centralizada** similares al esquema actual (e.g., coordinación recursos hídricos en cuencas complejas).

Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

- El uso de **costos auditados** podría suponer **restringir** el ejercicio de poder de mercado (e.g., estrategias de retención económica/física) y resulta en una **alternativa** natural al momento de liberalizar los mercados mientras no se confirmen condiciones de competencia.
- Sin embargo, no es del todo claro que un esquema de mercado basado en costos **evite** el potencial ejercicio de **poder de mercado** pues agentes de todas formas deben entregar información y podría existir comportamiento estratégico en inversiones (McRae, 2019; Muñoz et al. 2020).
- Adicionalmente muchas veces, como se parte de la premisa que se elimina por diseño, **no existe** un monitoreo del mercado implementado y desarrollado.
- En contraste, un mecanismo de mercado basado en ofertas requiere monitoreo efectivo y con niveles **de competencia apropiada** (teóricamente) revelará los verdaderos costos de operación del parque de generación.

Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

- El correcto funcionamiento de las estructuras de mercado requiere de la **reducción de barreras de entrada para la participación** de **todos aquellos agentes** que cuenten con los atributos necesarios para participar en todas las instancias de mercado disponibles.
- Un esquema basado en costos requiere del **diseño de procedimientos de auditoración de costos altamente ad-hoc y difíciles de implementar**, debido a las importantes asimetrías de información (e.g., costos de oportunidad, gestión de almacenamiento gas, gestión de la demanda, nuevas tecnologías distribuidas, etc.).
- En este contexto, un esquema de mercado basado en ofertas **facilita** la integración de **nuevas tecnologías y agentes**, ya que supone la **simplificación** de una serie de procesos vinculados a la operación del sistema.

Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

- Sin embargo, un mercado basado en ofertas **no debe considerarse** como la solución a todos los problemas.
- Su implementación requiere **ponderar** los beneficios y riesgos, un diseño adecuado, y lo más importante una correcta **ejecución** con expectativas claras de plazos y recursos asociados.
- Un ejemplo de lo anterior es el rol de las **unidades de monitoreo del mercado** el cual es crítico para una correcta operación mediante acciones de mitigación y corrección de corto plazo.
- De igual manera, elementos particulares del SEN hacen el diseño de un mercado de ofertas **desafiante** y probablemente esquemas con distintos tipos de ofertas (**híbridos**) es una opción a evaluar.

Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

Un esquema de **mercado basado en ofertas podría adaptarse de mejor manera** que uno basado en costos a los desafíos actuales y futuros del Sistema Eléctrico Nacional.

La transición desde un esquema basado en costos a uno basado en ofertas corresponde a un potencial cambio **sustancial** en el sistema chileno por lo que **debe ser analizado en profundidad.**

Experiencia Internacional en Esquemas de Mercado Basados en Ofertas

Alerta sobre Experiencia Internacional

- El diseño e implementación de mercados eléctricos es altamente dependiente de características técnicas, regulatorias y económicas de cada sistema, por lo que **no existen dos sistemas con diseños similares ni tampoco soluciones universales (incluso a nivel de investigación), y no es posible importar soluciones directas.**
- La revisión internacional permite **apreciar** la variedad de necesidades y soluciones, **categorizar** iniciativas y encontrar elementos en **común** que servirán de **insumo** para la generación de propuestas para una transición hacia un esquema de mercado basado en ofertas para el sistema eléctrico chileno.

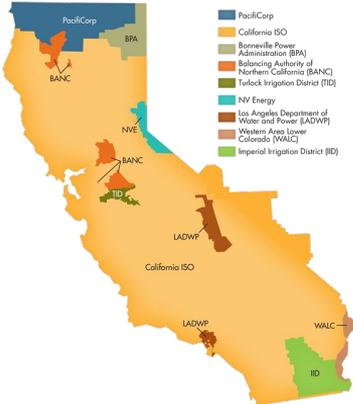
Un poco de experiencia internacional



PJM



Italia



CAISO



Colombia



NZ

Resumen: Características Sistemas

Sistema	CAISO	PJM Interconnection	Italia	Nueva Zelanda	Colombia
Capacidad Instalada	<p>Capacidad Total 80.3 GW: Gas (51.7%), Hidro (17.4%), Solar-PV (13.3%), Eólica (7.5%), Geotermia (3.4%), Nuclear (3%), Biomasa (1.7%), Solar-Térmico (1.6%), Otras termoeléctricas (0.6%).</p>	<p>Capacidad Total 186.8 GW: Gas (41%), Carbón (29.8%), Nuclear (17.9%), Hidro (4.8%), Diesel (4.6%), Eólica (0.6%), Solar-PV (0.4%), Otras renovables (0.8%).</p>	<p>Capacidad Total 115.9 GW: Termoeléctricas (52%), Hidro (19.5%), Solar-PV (18.5%), Eólica (9.3%), Geotermia (0.7%).</p>	<p>Capacidad Total 9.27 GW: Hidro (58.1%), Gas (12.2%), Geotermia (10.3%), Eólica (7.4%), Carbón (5.4%), Biogas (0.4%), Otras (6.2%).</p>	<p>Capacidad Total 17.5 GW: Carbón (11.2%), Gas (9.3%), Diesel (8.7%), Biomasa (0.8%), Hidráulica (68.2%), Eólica (0.1%), Solar (0.1%).</p>
Mix de Generación	<p>Generación Total 194.7 TWh (In-State): Gas (46.5%), Hidro (13.5%), Solar-PV (12.6%), Nuclear (9.4%), Eólica (7.3%), Geotermia (3.4%), Biomasa (3.1%), Solar-Térmico (1.3%), Otras termoeléctricas (0.6%).</p>	<p>Generación Total 829.2 TWh (In-State): Gas (36.4%), Carbón (23.8%), Nuclear (33.6%), Hidro (2.0%), Diesel (0.2%), Eólica (2.9%), Solar-PV (0.3%), Otras renovables (0.7%).</p>	<p>Generación Total 272.4 TWh: Termoeléctricas (54.6%), Hidro (17.9%), Autoconsumo (11%), Solar-PV (7.4%), Eólica (7%), Geotermia (2.1%).</p>	<p>Generación Total 43.5 TWh: Hidro (58.2%), Geotermia (17.4%), Gas (12.6%), Eólica (5.1%), Carbón (4.9%), Biogas (0.6%), Solar-PV (0.3%), Otras (0.9%).</p>	<p>Generación Total: 70.11 TWh: Fósil (21.1%), Biomasa (1.0%), Hidráulica (77.6%), Eólica (0.1%), Solar (0.2%).</p>
Meta Renovable	<p>60% al año 2030. Carbono neutralidad al año 2045.</p>	<p>Metas independientes por cada estado.</p>	<p>55,4% del suministro de la demanda al año 2030. Descarbonización al año 2025.</p>	<p>Carbono neutralidad al año 2050.</p>	<p>Desplazamiento de ERV de 9 MtCO₂ a 2030. Carbono neutralidad al 2050.</p>

Resumen: Características de Mercado

Sistema	CAISO	PJM Interconnection	Italia	Nueva Zelanda	Colombia
Estructura Mercado	<p>Integración regional en el Western EIM.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado centralizado del día-anterior y en tiempo-real.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de energía y reservas.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado centralizado del día anterior y en tiempo-real.</p> <p>Mercado de Capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de reservas y energía.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios zonales.</p> <p>Mercado del día anterior e intradiario.</p> <p>Mercado de Capacidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Esquema secuencial de energía y reservas.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail.</p> <p>Precios nodales.</p> <p>Mercado en tiempo-real (Posibilidad de modificar las ofertas emitidas hasta 2 horas antes de la resolución).</p> <p>Mercado de contratos de cobertura.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios.</p> <p>Co-optimización de energía y reservas.</p>	<p>Interconexión regional.</p> <p>Mercado mayorista y competencia en retail (mercados regulado y no regulado).</p> <p>Zona única de precios.</p> <p>Mercado del día anterior.</p> <p>Mercado de Confiabilidad.</p> <p>Mercado de Servicios Complementarios (AGC).</p> <p>Esquema secuencial de energía y reservas.</p>

Resumen: Procesos de Subastas de Energía

Sistema	CAISO	PJM Interconnection	Italia	Nueva Zelanda	Colombia
Proceso General de Subastas	Subastas se celebran en el DAM y RTM, el cual consiste de un FMM (15 min.) y un RTD (5 min.). Cuenta con un mecanismo de mitigación de poder de mercado local (LMPM).	Subastas se celebran en el DAM y RTM. Cuenta con mecanismo de mitigación de poder de mercado local (LMPM).	Subastas se celebran en el mercado del día anterior (MGP) e intradiario (MI) en 7 sesiones.	Subastas son resueltas en tiempo real para cada periodo (30 minutos, 48 periodos en un día).	Subasta se celebra en el mercado del día anterior (Bolsa de Energía).
Tipo de Subasta (Resolución)	Las subastas consideran un proceso de co-optimización de energía y reservas.	Las subastas consideran un proceso de co-optimización de energía y reservas.	Subastas consideran un orden de mérito de ofertas de precio y cantidad.	Las subastas consideran un proceso de co-optimización de energía y reservas.	Subastas consideran un orden de mérito de ofertas diarias de precio único y 24 valores de capacidad.
Admin. del Proceso y Participantes	Proceso a cargo del ISO (CAISO). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Proceso a cargo del ISO (PJM). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Proceso a cargo del Gestor de Mercado (GME) diferente del TSO (Terna). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Proceso a cargo del ISO (Transpower). Suministro y demanda ofertan en las subastas.	Proceso a cargo del ISO (XM). Ofertan solo generadores, la demanda es tomadora de precio y provee una agenda de consumo inelástico.

Revisión de la Experiencia Internacional

Sistemas reflejan **distintas filosofías de organización** de la operación de los sistemas y mercados eléctricos, diferenciándose en sus niveles de integración de elementos operacionales en el despeje del mercado.

- Los procesos de subastas se desarrollan generalmente en el contexto de **mercados de múltiples etapas vinculantes**.
- Las subastas de energía se organizan de dos formas principales:
 - Con el ISO considerando la **co-optimización** de energía y reservas en un modelo de optimización que representa explícitamente las **características técnicas** de generadores (sistemas en Estados Unidos).
 - Con el ISO/TSO considerando un modelo que **no se ajusta a las características técnicas** de generadores, y puede ser tan simple como una lista de mérito, con características técnicas resueltas mediante la resolución **secuencial** del mercado (sistemas europeos).
- La **demanda puede ofertar** en las subastas de mercado, permitiendo capturar su elasticidad dentro del proceso de subasta, habilitando adicionalmente la integración de la respuesta de demanda y la generación distribuida en las diferentes instancias de los mercados mayoristas.

Revisión de la Experiencia Internacional

El desarrollo y operación de un mercado basado en ofertas supone un **rol relevante en el monitoreo de las condiciones de competencia** en el corto, mediano y largo plazo, y en un proceso de desarrollo y mejora continua que continúa incluso en los mercados más desarrollados:

- El monitoreo de mercado es fundamental en la operación de este, y lo realizan tanto **unidades internas** de monitoreo de mercado de los propios ISO como **organizaciones externas**.
- El monitoreo y análisis de las condiciones de la competencia y los mecanismos de mitigación de poder de mercado se implementan **dentro de las diferentes etapas** del mercado.
- Salvo eventos particulares de prácticas no competitivas, no se ha planteado el cierre del mercado en ninguno de los sistemas de referencia, sino que se proponen y desarrollan **nuevos y más sofisticados esquemas y mecanismos de monitoreo y mitigación** de poder de mercado.

Se destaca también la importancia de la **contratación a largo plazo** de la energía en el desarrollo de mercados eléctricos competitivos, así como del desarrollo de la **demanda sensible a los precios**.

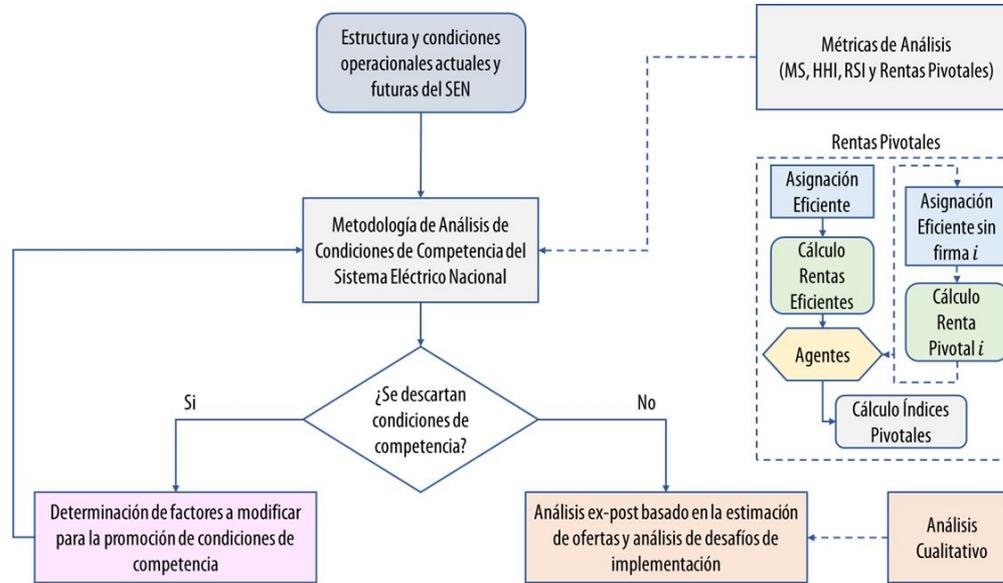
Revisión permite apreciar variedad de necesidades y soluciones, y encontrar elementos comunes que sirven de insumo para el desarrollo de propuestas de implementación en Chile.

Sobre Condiciones de Competencia en Chile

Basado en Resultados
Estudio World Bank (Febrero-Agosto 2021)
MNP, Nicolás Figueroa, Álvaro Lorca, Nicolás Lobos, Cristián Villalobos,
Juan-Pablo Montero, Ross Baldick.

Diseño de una Metodología de Análisis de Competencia

Basada en **múltiples dimensiones**, cuantificación de indicadores diferenciados por el nivel de consideración de las características operacionales del sistema, simulaciones operacionales ex-post bajo distintos escenarios de estimación de ofertas, y análisis de naturaleza cualitativa.



Las conclusiones que se desprenden a partir de la aplicación de la metodología desarrollada son siempre del tipo **descarte o no** de la existencia de **condiciones de competencia**.

Escenarios de Evaluación

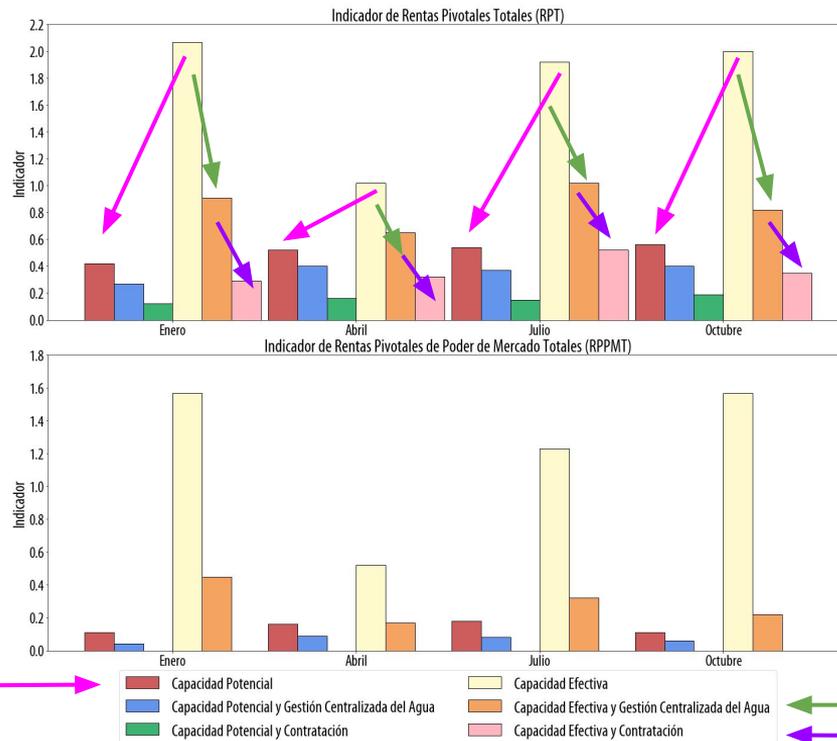
Los análisis consideran dos conjuntos de escenarios, diferenciados por los supuestos respecto de la capacidad del parque generador del sistema:

- **Capacidad Potencial:** Enfocados en la evaluación de las **condiciones estructurales** actuales del sistema (76% de la capacidad instalada).
- **Capacidad Efectiva:** Enfocados en la evaluación del impacto de las **condiciones de corto plazo** del sistema (56% de la capacidad instalada).

Para ambos conjuntos, se consideran las siguientes condiciones de **análisis de rentas pivotaes**:

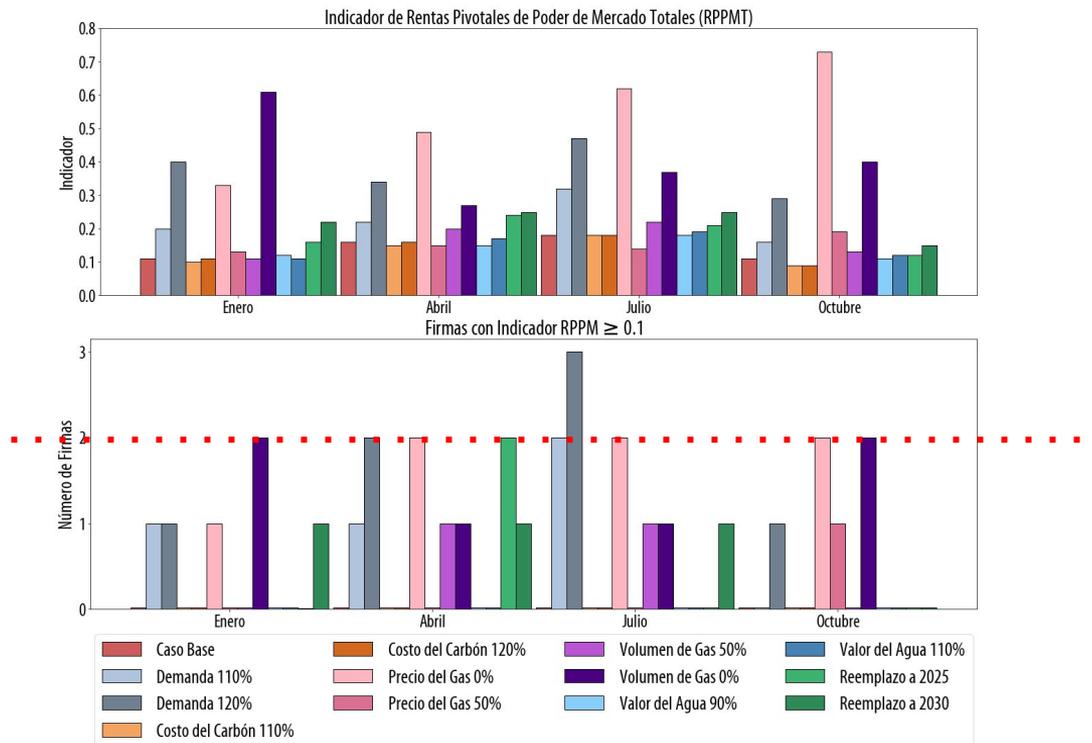
- **Recursos Hidráulicos Descentralizados (Caso Base):** El análisis inicial supone que los recursos hídricos son descentralizados, i.e., estos forman parte del portafolio de ofertas.
- **Gestión Centralizada de Recursos Hidráulicos:** Recursos hídricos son gestionados de forma centralizada, y luego no son considerados dentro del análisis de rentas pivotaes.
- **Contratación a Largo Plazo:** Dados recursos hídricos descentralizados, las firmas cuentan con contratación a largo plazo, en este caso, igual al 50% de su capacidad, diferenciando su ejercicio de pivotalidad.

Ejemplos: Análisis de Rentas Pivotales



La **gestión centralizada de los recursos hidráulicos**, así como la existencia de un **mercado forward robusto** disminuirían de forma muy significativa los riesgos del sistema de subastas haciendo **no descartable** la implementación en el caso chileno.

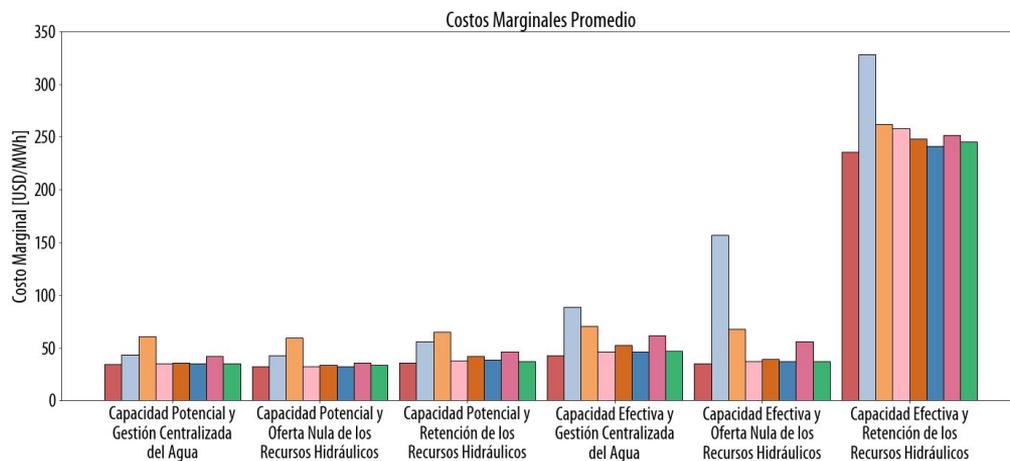
Ejemplos: Rentas Pivales Sensibilidades



Sensibilidades hacen posible pensar en una transición a un sistema de subastas asociado con **medidas de mitigación para firmas particulares**, al igual que en otros sistemas internacionales.

Ejemplos: Simulación de Impactos Operacionales

Simulaciones reafirman la conclusión respecto a un potencial esquema basado en ofertas con una **operación centralizada del recurso hídrico**, particularmente en una **etapa inicial** de desarrollo.



Los resultados obtenidos son **consistentes** para el análisis de indicadores de concentración, análisis de rentas pivotaes y sensibilidad reportadas, así como simulaciones operacionales.

Sobre Condiciones de Competencia

En base a los resultados obtenidos, es **posible no descartar la viabilidad de implementación de un mecanismo de mercado basado en ofertas en Chile que tenga resultados competitivos.**

En particular, los resultados presentados dependen de tres factores fundamentales:

- **Recurso Hídrico:** En una fase de transición, una alternativa razonable es dejar este recurso bajo una operación centralizada (e.g., valor agua calculado por CEN, banda de oferta restringida, etc.) y evaluar su incorporación en esquemas de ofertas alternativos en función del comportamiento del sistema y la factibilidad de un diseño de mercado apropiado.
- **Disponibilidad:** Antes de transicionar a un sistema de subastas, es importante entender las razones de la diferencia entre los niveles de Capacidad Efectiva en el corto plazo y la Capacidad Potencial, y reducirlos al máximo posible.
- **Contratación, Diseño y Mitigación:** Corresponde eliminar cualquier traba al sistema de contratación, y permitir a la mayor cantidad posible de agentes participar en él. Similarmente, el diseño de mercado y las medidas de mitigación y monitoreo son críticas.

Medidas para la Transición del Sistema Eléctrico Nacional

Basado en Resultados
Estudio World Bank (Febrero-Agosto 2021)
MNP, Nicolás Figueroa, Álvaro Lorca, Nicolás Lobos, Cristián Villalobos,
Juan-Pablo Montero, Ross Baldick.

Estudio CNE (Agosto 2021 - Diciembre 2021)
MNP, Rodrigo Moreno, Nicolás Figueroa, Álvaro Lorca, Nicolás Lobos, Cristián Villalobos, Ross Baldick. 33

Propuesta de Medidas para la Transición del SEN

- Resultados muestran que las **condiciones** para la implementación de un mercado basado en ofertas en el SEN **no son descartables** bajo ciertos escenarios y condiciones (contratación, recursos hídricos coordinados, medidas de mitigación).
- Las condiciones de mercado futuras previstas resultan **favorables**, toda vez que se espera que éstas favorezcan las condiciones de competencia, promovidas por el potencial ingreso de nuevos actores y tecnologías, y la reducción de barreras para competencia a nivel del SEN.
- Finalmente, la transición hacia un mercado de ofertas **facilitará** la participación de nuevos actores y tecnologías, dada la naturaleza de estructura de costos e información asociados, los cuales son difíciles de auditar, permitiendo la gestión de riesgos y la internalización de costos de distinta naturaleza.

¿Cuáles podrían ser plazos y etapas para una transición?

Visión de la Transición: Tres Etapas

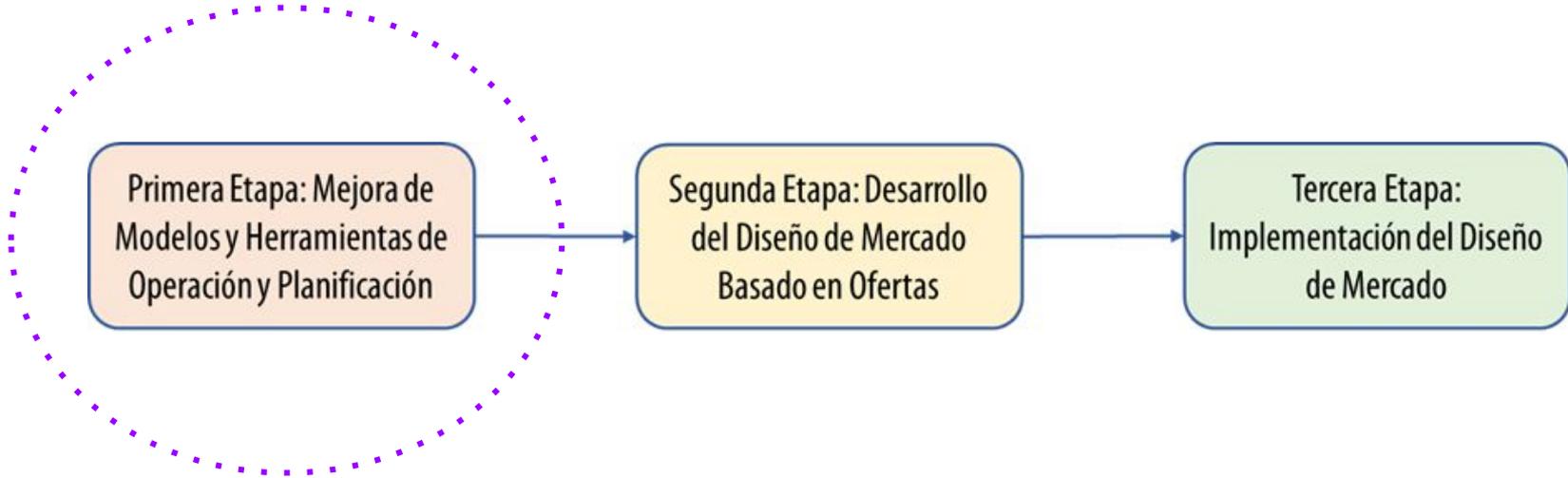


Transición requiere etapas, plazos y recursos **adecuados** para su diseño e implementación

Propuesta de Medidas para la Transición del SEN

- La **transición** del SEN hacia un mecanismo de mercado basado en ofertas **requerirá de una serie de etapas, horizontes de tiempo y recursos adecuados** para su ejecución.
- La transición debe contemplar distintas etapas, incluyendo como primera etapa una **mejora de los modelos y herramientas de operación y planificación** del CEN.
- Adicionalmente, antes de comenzar la transición, es necesario **incorporar elementos en el diseño y operación del actual mercado**, que sienten las bases para dicha transición.
- La segunda etapa requiere un **diseño de la arquitectura y reglas del mercado**, considerando los elementos particulares del SEN, particularmente respecto al tratamiento de las unidades hidráulicas.
- Finalmente, la tercera etapa de implementación requiere del **testeo del diseño de mercado mediante pruebas, desarrollo de plataformas web, y talleres** para presentar y dar a conocer las reglas del mercado.

Primera Etapa



Primera etapa enfocada en un mercado **mejorado** de costos mediante revisión de modelos de operación y planificación y formación de precios.

Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas del CEN

Mejoras en los modelos y herramientas de operación y planificación del CEN. En particular:

- Transitar desde el actual uso de la lista de orden de mérito para el despacho en tiempo real hacia el uso de modelos de **despacho en tiempo real basados en co-optimización** de energía y reservas.
- Aumento de la **granularidad** en el pre-despacho, despachos intradiarios y en tiempo real.
- Explicitar el cálculo del costo marginal como la **variable dual** de los modelos de operación.
- Revisión y actualización de los modelos para la **coordinación hidrotérmica** y determinación del valor centralizado del agua.
- Implementación de plataformas de **Tecnologías de la Información** a disponibilidad de los actores del sector.

Primera Etapa: Mejora de Modelos y Herramientas del CEN

Antes de comenzar la transición, es necesario incorporar **elementos en el diseño y operación del actual mercado**, que sienten las bases para dicha transición:

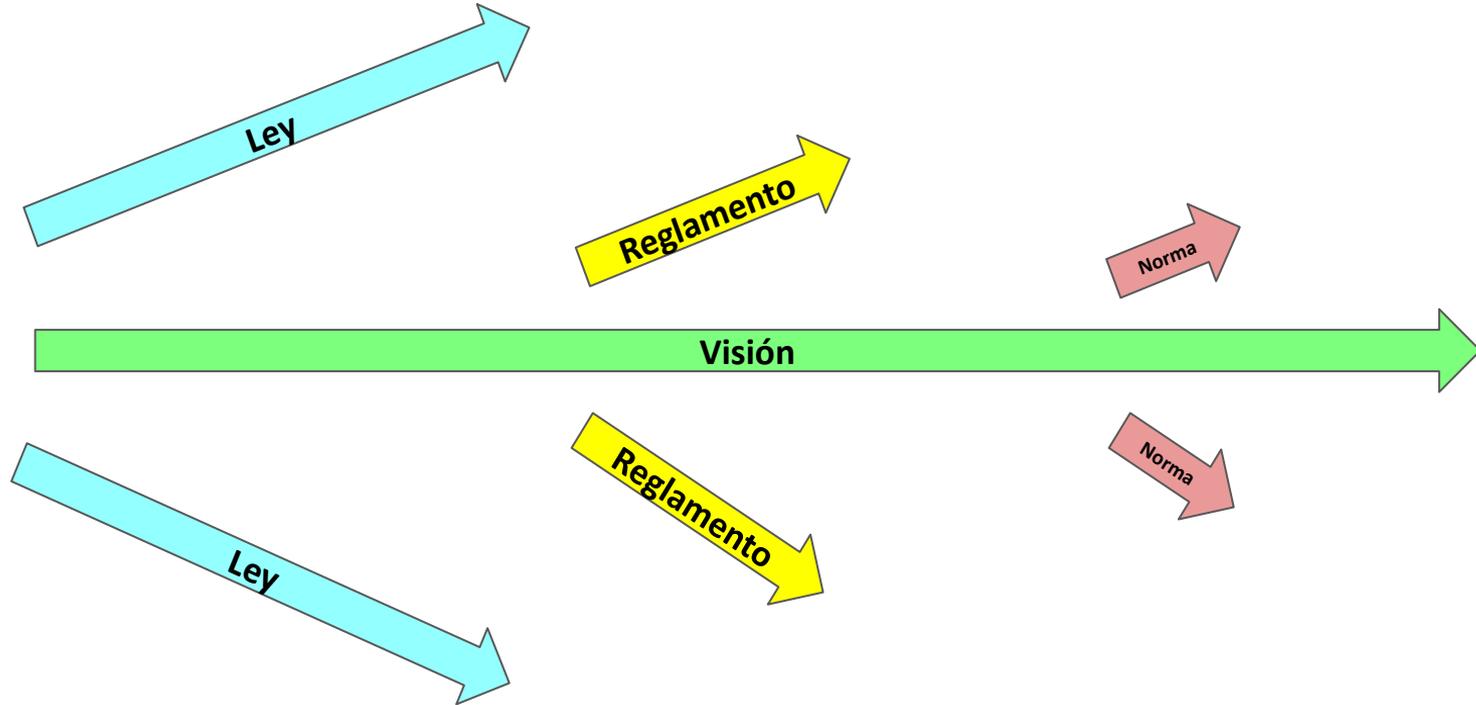
- Implementar un esquema de **mercado multietapas de naturaleza vinculante**, con una etapa del día anterior, etapas intradiaria y una en tiempo real (dando algún grado de libertad a agentes, e.g., pronósticos).
- Asignación de costos de activación de reserva en función de **desvíos respecto a la programación** del período anterior, en base a una **banda de tolerancia de desvíos**.
- Integrar en todos los niveles del mercado a **cualquier tecnología o agente que pueda entregar los atributos determinados** por la definición de los productos correspondientes.
- Mejoras en la co-optimización de energía y reservas desde el sistema híbrido actual mediante una transición hacia un diseño basado en **co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas**.
- Utilizar un esquema de **pagos laterales para la compensación de costos no-convexos** y **evaluación** de esquemas de internalización de dichos costos en el mediano plazo.
- Mejorar las herramientas disponibles para el **monitoreo de competencia de corto plazo**.

Segunda Etapa



Segunda etapa enfocada en un **diseño** de un mercado basado en **ofertas** considerando tiempos asociados a cambios regulatorios previos.

Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado



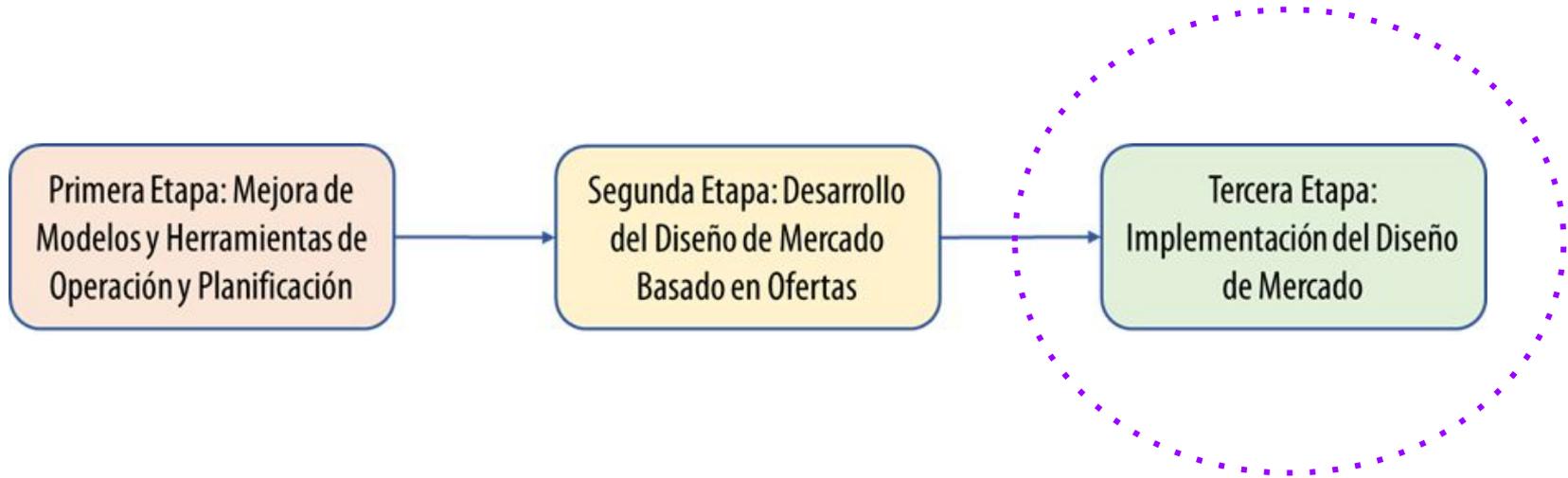
Se debe considerar el tiempo requerido para los cambios regulatorios lo cual puede ser un elemento relevante en los plazos asociados.

Segunda Etapa: Desarrollo del Diseño de Mercado

- Diseño de la **arquitectura y reglas del mercado**, tomando en consideración los elementos particulares del sistema eléctrico chileno, particularmente en lo referente al tratamiento de las unidades hidráulicas. En particular, se hace necesario evaluar:
 - Estructura multi-etapas basadas en co-optimización de energía y reservas.
 - Especificación del tipo de oferta: simple, compleja, híbrida, diferenciada por tecnología, etc.
 - Definir modelos para formación de precios y esquemas de pagos laterales.
 - Definición y evaluación de medidas de mitigación de poder de mercado: precios máximos, valores máximos para ofertas, Voluntary Mitigation Plans (VMP), contratación a plazo, etc.
- **Evaluación continua** del diseño de mercado propuesto y perfeccionamiento del mismo.
- **Desarrollo y prueba** de herramientas de monitoreo de mercado.

Esta etapa también requiere de tiempos de desarrollo y recursos adecuados para la evaluación de cambios en otros mercados relevantes de capacidad y nuevos productos para el mercado de SSCC.

Tercera Etapa



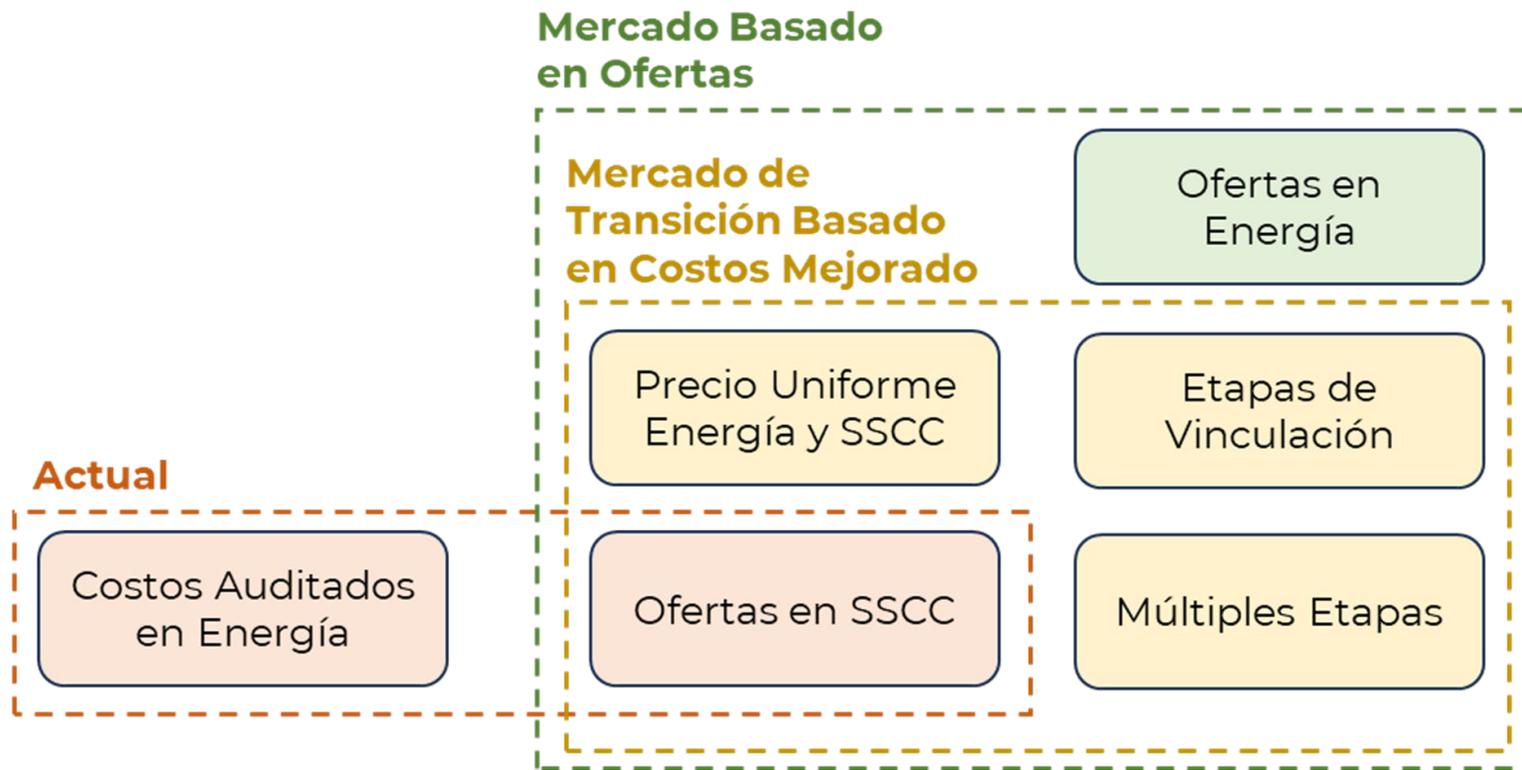
Tercera etapa enfocada en **Implementación y Ejecución** de un mercado basado en ofertas considerando períodos de testeo y prueba.

Tercera Etapa: Implementación del Diseño de Mercado

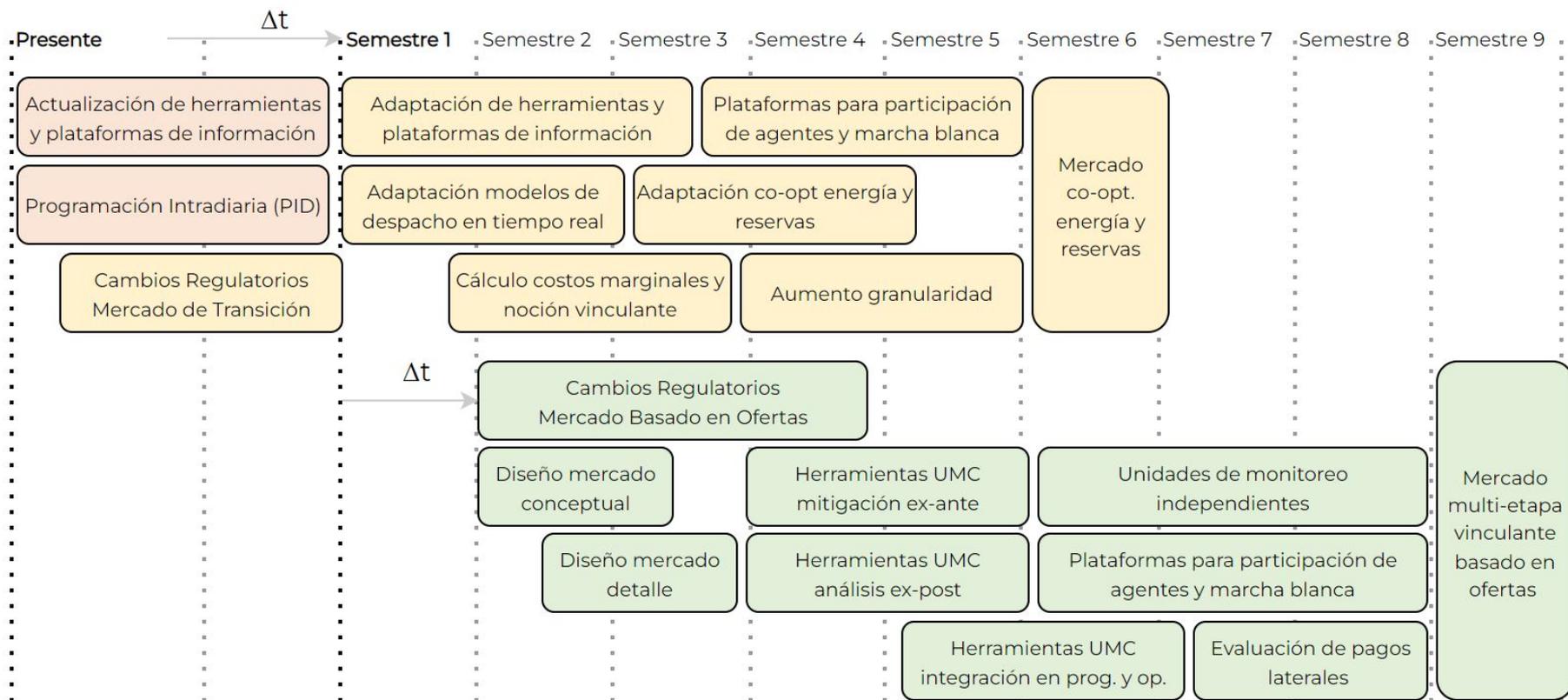
- Desarrollo de **períodos de prueba** de reglas del mercado con participantes, lo que permitirá evaluar el entendimiento de las reglas y posibles cambios al diseño.
- Evaluar la implementación de una primera etapa con **reglas más restrictivas**, como por ejemplo ofertas basadas solo en cantidades y precios auditados.
- Implementar **precios techos** al nivel de los precios esperados en un mercado con costos auditados más una tolerancia, e.g., 10%, en los primeros meses de implementación.
- Implementación de **esquemas de contratos** de largo plazo como medida adicional de mitigación de poder de mercado.
- Evaluación de factibilidad y necesidad de implementar **esquemas de ofertas alternativos** para recursos hídricos.

Dada la experiencia en Chile de un mercado basado en costos, es fundamental contar con medidas de resguardo para los primeros meses/años de la implementación de mercados basados en ofertas.

Hitos y Línea de Tiempo Transición



Hitos y Línea de Tiempo Transición



Conclusiones

Conclusiones

- Necesidad de **rediseño** de mercado eléctricos debido a cambios tecnológicos y necesidades de transición hacia sistemas sustentables: **desafío en todo el mundo**.
- Diversidad de tecnologías y actores **dificultan** operación altamente centralizada basada en costos auditados.
- No obstante, elementos de operación centralizada seguirán siendo **críticos** para lograr la coordinación que asegure una operación eficiente, segura y confiable: esquema de ofertas híbrido.
- Transición hacia mercados de **ofertas** surge como una necesidad en el SEN frente a los desafíos actuales y futuros: **se mantienen elementos positivos y se adapta diseño a nuevas necesidades.**
- Lo anterior requiere abordar una serie de **desafíos y brechas actuales** para empezar a considerar la implementación de mercados basados en ofertas.

Conclusiones

- Propuesta de etapas para la transición:
 - **Etapas 1:** Mejora de Modelos y Herramientas del CEN y del actual mercado.
 - **Etapas 2:** Diseño de Mercado basado en Ofertas.
 - **Etapas 3:** Implementación y Ejecución.
- **Transición gradual de varios años** desde el **mercado actual** manteniendo elementos y buenas prácticas hacia un **mercado mejorado basado en costos auditados** (foco: herramientas) y finalmente un **mercado de ofertas para energía y SSCC** (foco: monitoreo y mitigación).
- Importante notar que una parte relevante de recursos se asocian a una **mejora** del mercado de costos auditados actuales. **Tiempos regulatorios** para llevar a cabo estas modificaciones es un elemento crítico para los plazos asociados.
- Un mercado basado en ofertas **no debe considerarse** como la solución a todos los desafíos.
- Su implementación requiere **ponderar** los beneficios y riesgos, un diseño adecuado, y lo más importante una correcta **ejecución** con expectativas claras de plazos y recursos asociados.

Muchas Gracias



Transición Hacia un Mercado Eléctrico Basado en Ofertas en el SEN

Matias Negrete Pincetic

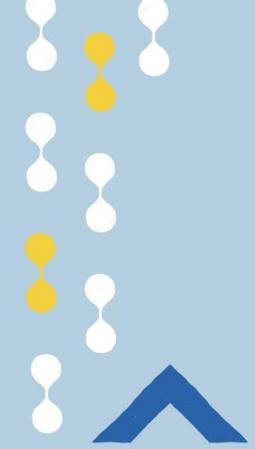
Departamento de Ingeniería Eléctrica UC

Vinken Dictuc

Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

Presentación preparada para Mesa Descarbonización MEN

7 de Diciembre de 2023



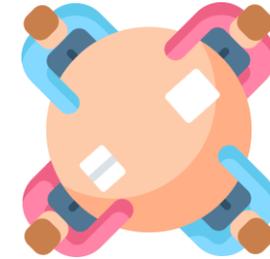
5

Trabajo en Grupos



Reglas de la mesa

Mesa de trabajo consultiva, donde se busca capturar la diversidad de opiniones y encontrar espacios de consenso.

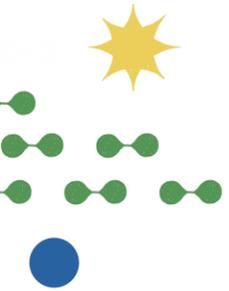


Todas las opiniones e información de la Mesa quedarán registradas en actas de resumen de carácter público.

Cada sesión se dividirá en un bloque expositivo y en un bloque de conversación. No todos los participantes se convocan a todas las sesiones.



En el bloque de conversación, se debe pedir la palabra y cada participante tendrá un tiempo máximo para realizar su intervención.



Conversemos

Preguntas a tratar:

1. ¿Qué principios u objetivos se debieran perseguir para el desarrollo de un nuevo mercado mayorista que permita la operación sin centrales a carbón?
2. ¿Es un **mercado de ofertas** el diseño que se haga cargo de los desafíos actuales que tiene nuestro sistema en vías de una transición energética? ¿En qué materias en particular?
3. ¿Qué oportunidades y riesgos se visualizan en una posible reforma al mercado?
4. Pareciera existir una visión común respecto de la necesidad de **flexibilidad** del sistema y de un posible mercado asociado. ¿De qué forma se debiera reconocer este atributo? ¿Qué principios debiera seguir? (causalidad, simplicidad, otro)?



Ministerio de
Energía

Gobierno de Chile

