Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Nacional en la Transición Hacia un Esquema de Ofertas

Matias Negrete Pincetic
Departamento de Ingeniería Eléctrica UC
Vinken Dictuc
Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

12 de Junio de 2024

Nosotros

Vinken es una unidad de negocios de **Dictuc S.A**. asociada a la Escuela de Ingeniería de la **Pontificia Universidad Católica de Chile** que desarrolla consultoría especializada, investigación avanzada y desarrollos tecnológicos para la industria energética.

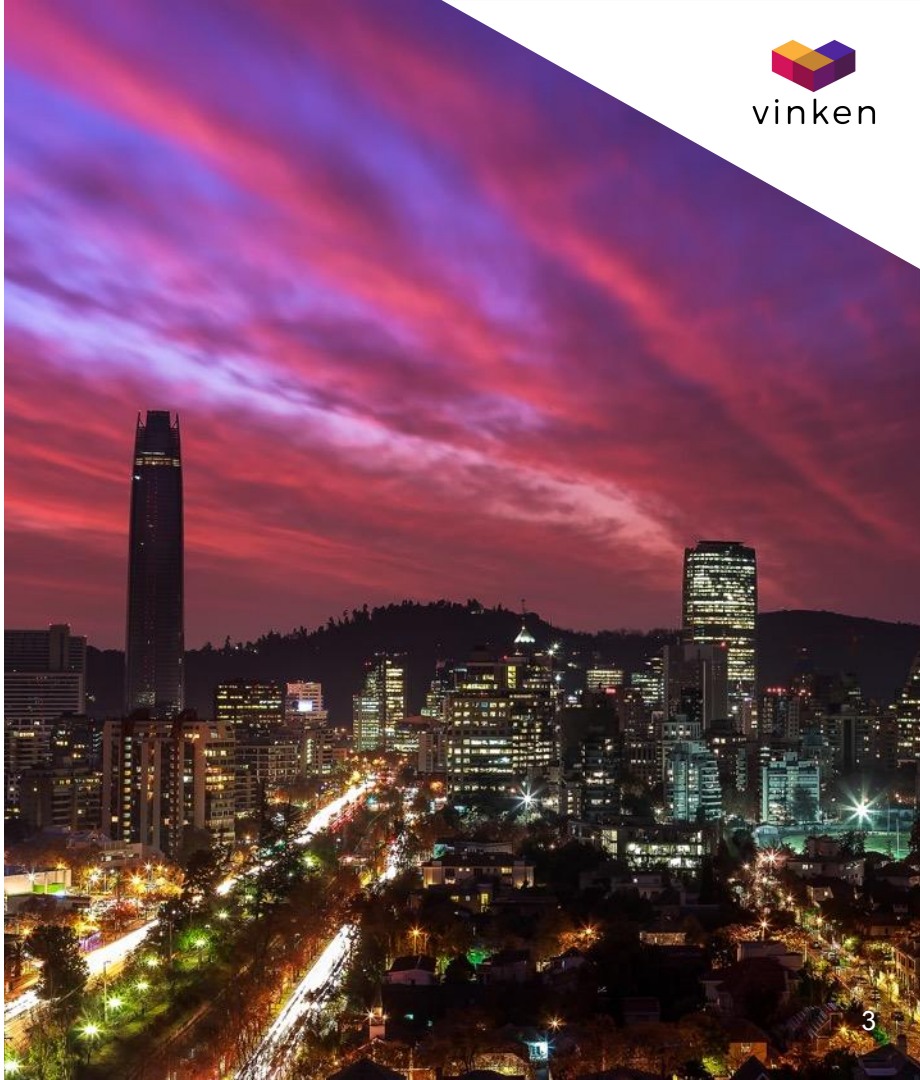
Estudios Previos: WB 2021

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: CNE 2021

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

Estudios Previos: CNE 2023

Informe Final

Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas

preparado por Vinken-Dictuc
para la Comisión Nacional de Energía

Equipo Asociado

Matías Negrete Pincetic
WB 2021, CNE 2021, CNE 2023

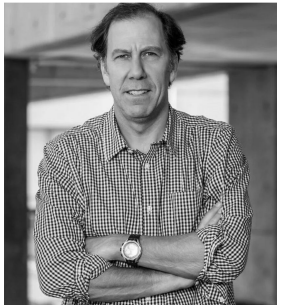
Nicolás Lobos
WB 2021, CNE 2021, CNE 2023

Cristian Villalobos
WB 2021, CNE 2021, CNE 2023

Samuel Bascuñán
CNE 2023

Manuel Portilla
CNE 2023

Nicolás Figueroa
WB 2021, CNE 2021, CNE 2023



Juan Pablo Montero
WB 2021

Rodrigo Moreno
CNE 2021

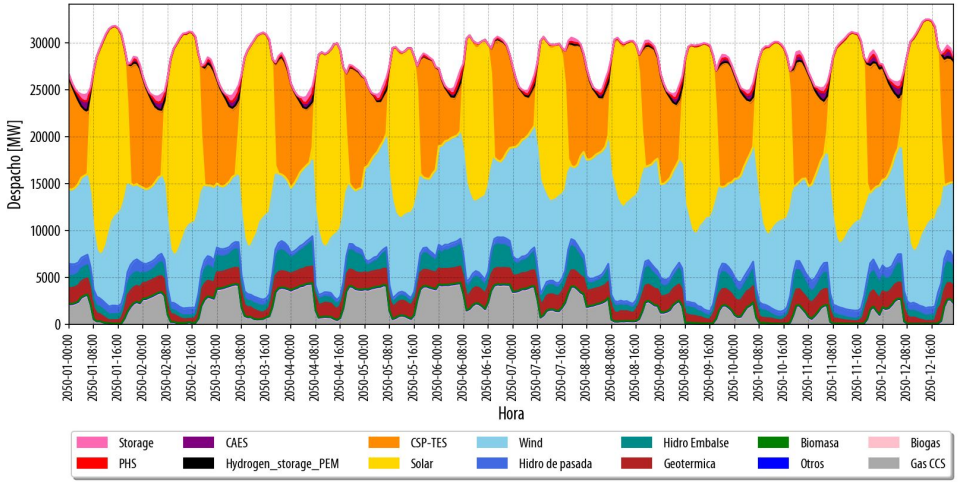
Ross Baldick
WB 2021, CNE 2021

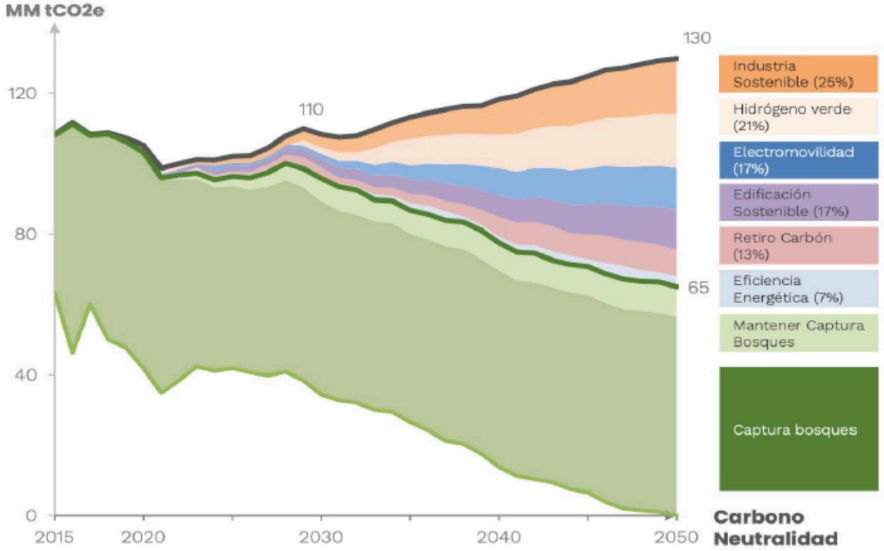
Agenda de la Presentación

- Motivación de la Transición
- Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado
- Visión General de una Transición
- Necesidades y Brechas del Esquema Actual
- Experiencia Internacional
- Sobre Condiciones de Competencia
- Mercado Mejorado Basado en Costos Auditados
- Mercado Basado en Ofertas
- Detalles Hoja de Ruta para la Actualización del Diseño de Mercado
- Conclusiones

Motivación de la Transición

Transición Energética



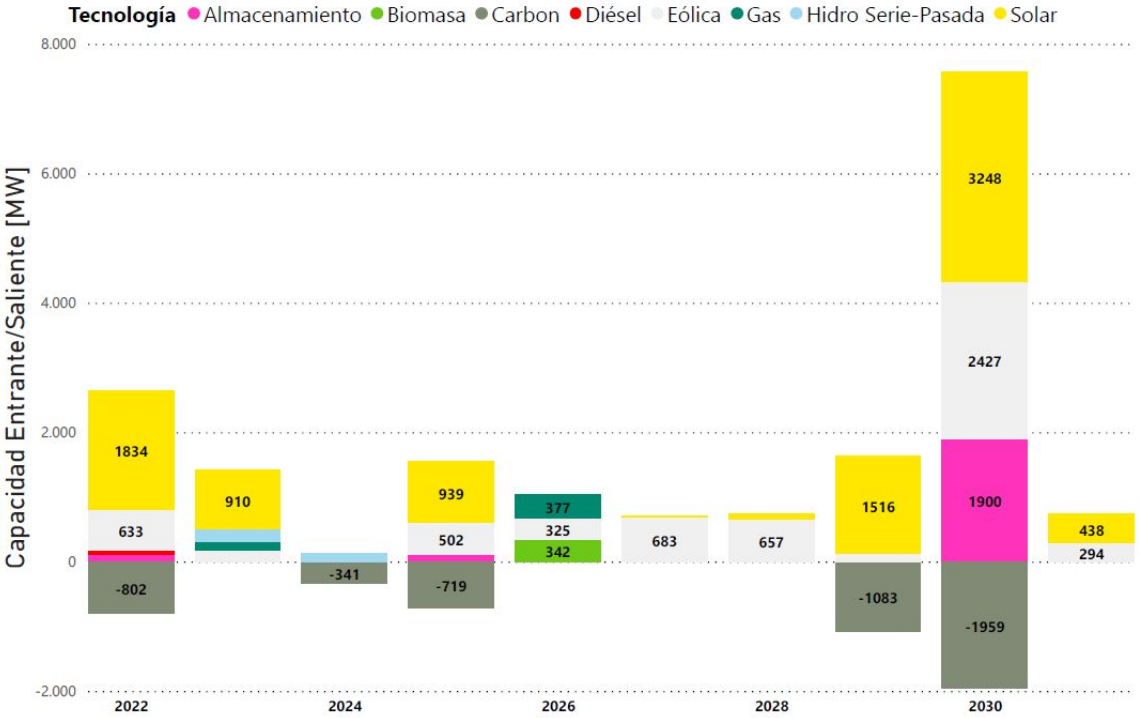


Ministerio de Energía, 2020

Carbono Neutralidad, Costo Eficiencia y seguridad de suministro

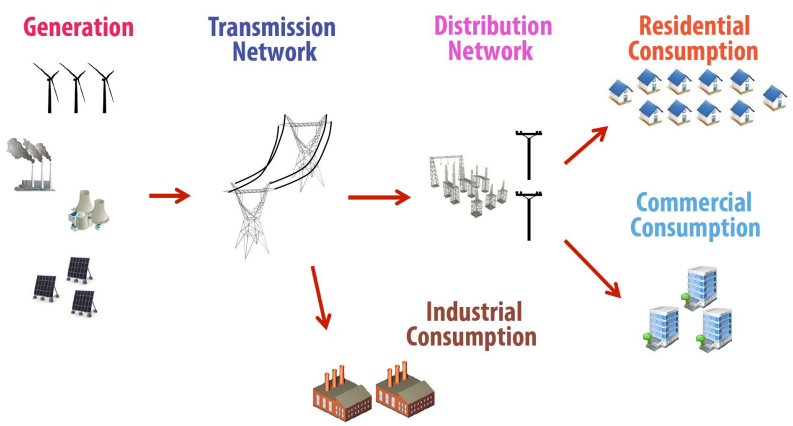
Posible Evolución del SEN 2022 - 2031

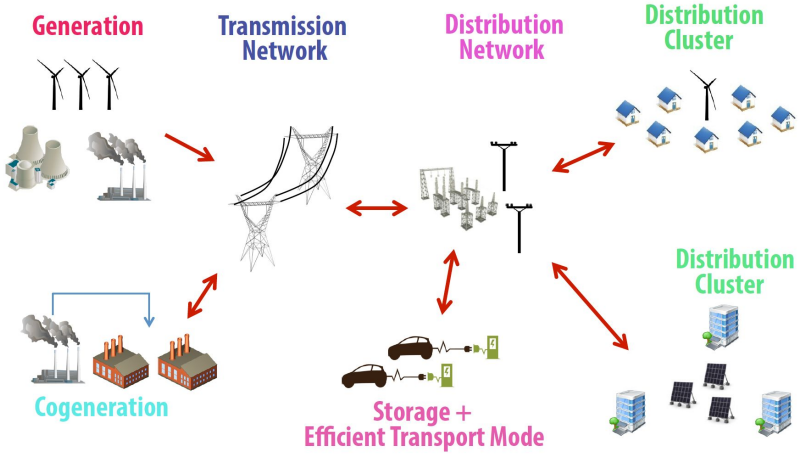
Posibles escenarios de evolución consideran un **retiro acelerado de centrales a carbón** y la entrada de una capacidad relevante de **almacenamiento** al año 2030.



Integración de Nuevas Tecnologías y Agentes

Adicionalmente, se espera la entrada de **nuevas tecnologías y agentes** tanto en generación, transmisión y distribución. Esto mediante distintos tipos de almacenamiento, gestión de recursos de demanda, entre otros.





Algunas Brechas para Lograr la 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 tiempos de último cambios normativos.

- 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., auditación 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.
- 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. Un esquema de auditorías puede resultar **costoso e incluso infactible** de implementar con tecnologías donde costos de oportunidad son relevantes (almacenamiento, demanda, GNL, DERs, etc.).

- Por otro lado, 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 que justifican la implementación de 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 la **restricción** del 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.

- 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 auditación 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.
- 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.

Desafíos del Diseño de Esquemas de Mercado

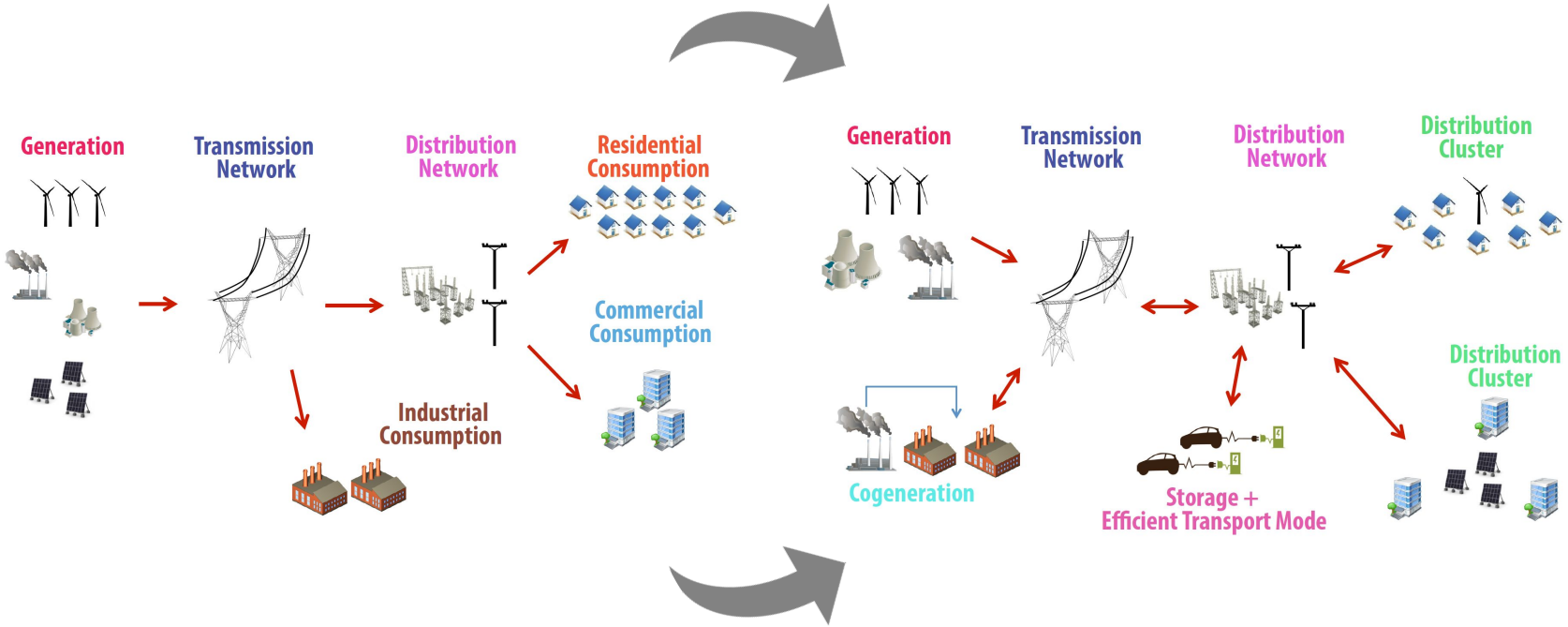
Un esquema de mercado basado en ofertas puede adaptarse de mejor manera que uno basado en costos a los desafíos actuales y futuros del Sistema Eléctrico Nacional.

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.

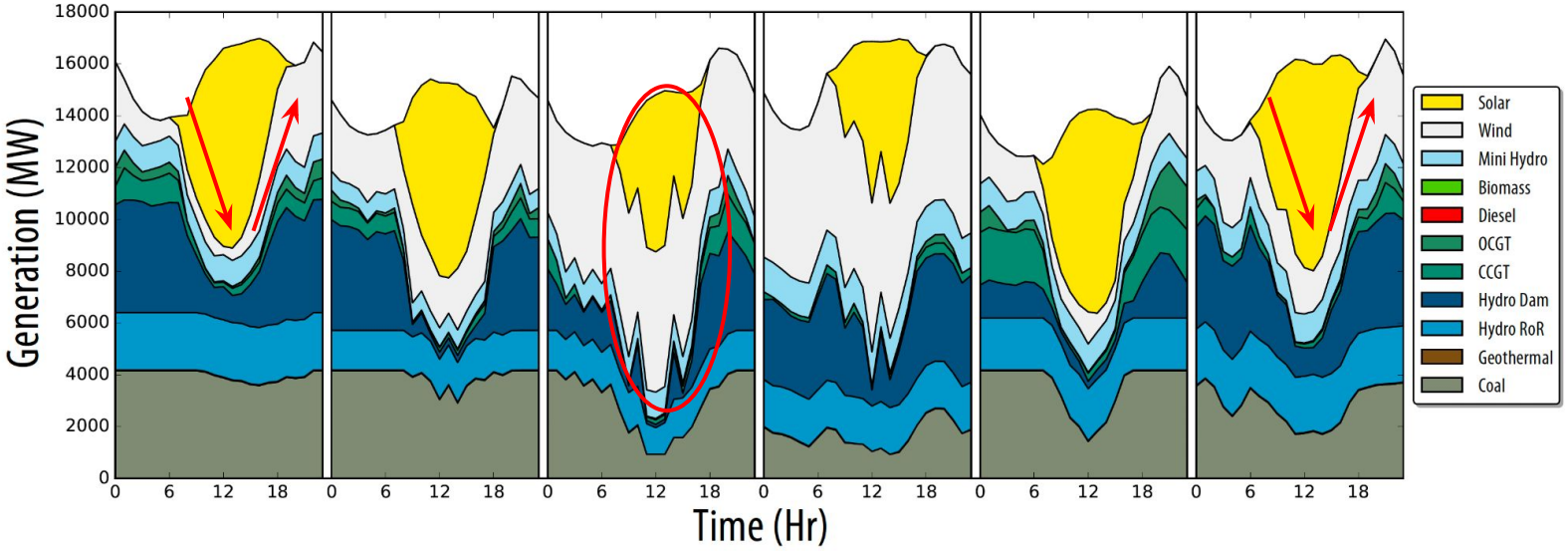
No obstante, como veremos, los cambios se construyen a partir de una serie de elementos positivos de nuestro diseño de mercado

Necesidades y Brechas del Esquema Actual

Integración de Nuevas Tecnologías y Agentes



Sistema Eléctrico con más Energías Renovables Variables (ERV)



Variabilidad + Incertidumbre Corto Plazo = **Flexibilidad del Sistema Eléctrico es Clave**

Necesidad de Capturar Elementos de Flexibilidad

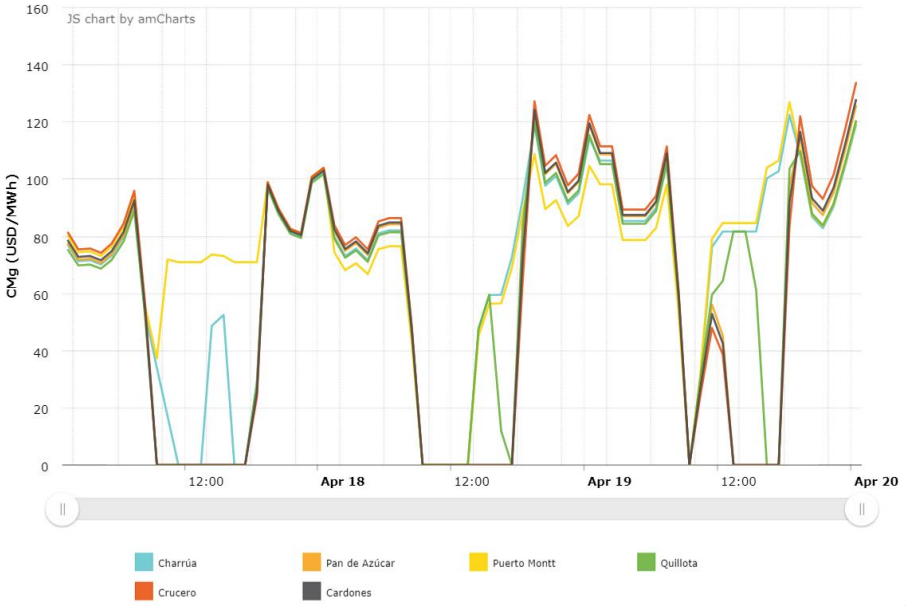
- El actual **mercado de energía** se basa en un esquema de **costos auditados** y **precios nodales** bajo un mecanismo **precio uniforme** (pay-as-clear) y pagos laterales.
- Este cuenta con una etapa de **programación del DA no vinculante**, a partir de la cual se definen **listados de prioridad de colocación** en base a los que se realiza la OTR y cálculo de costos marginales.

Listados de prioridad de colocación no solo denotan el bajo nivel de automatización y trazabilidad en las decisiones de operación y resultados del sistema, sino que tampoco permiten internalizar el impacto de restricciones intertemporales ni reconocer el aporte a la flexibilidad del mismo.

Necesidad de Herramientas y Diseños Actualizados

- El **uso de modelos** para la formación de señales económicas permite capturar fenómenos intertemporales y requerimientos de flexibilidad del sistema.

- El uso de un **mercado de ofertas** reduce la necesidad de estimar **centralizadamente** con procedimientos ad-hoc aspectos de la operación tales como CVs, costos de oportunidad, etc.

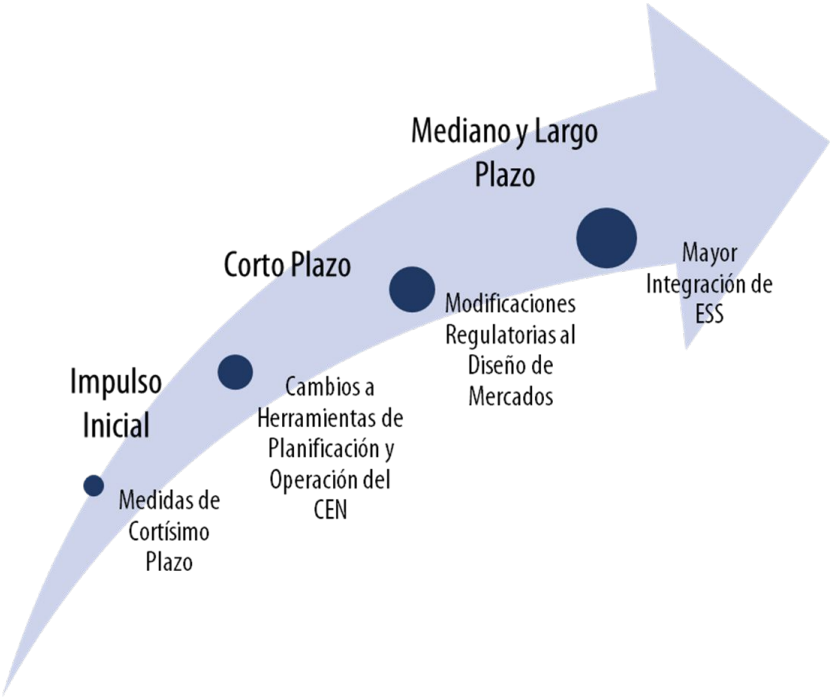


eal/

El uso de modelos y esquemas basados en ofertas permiten abordar algunos desafíos que supone la integración de ERV y nuevas tecnologías a mercados de corto plazo.

Integración de Nuevas Tecnologías

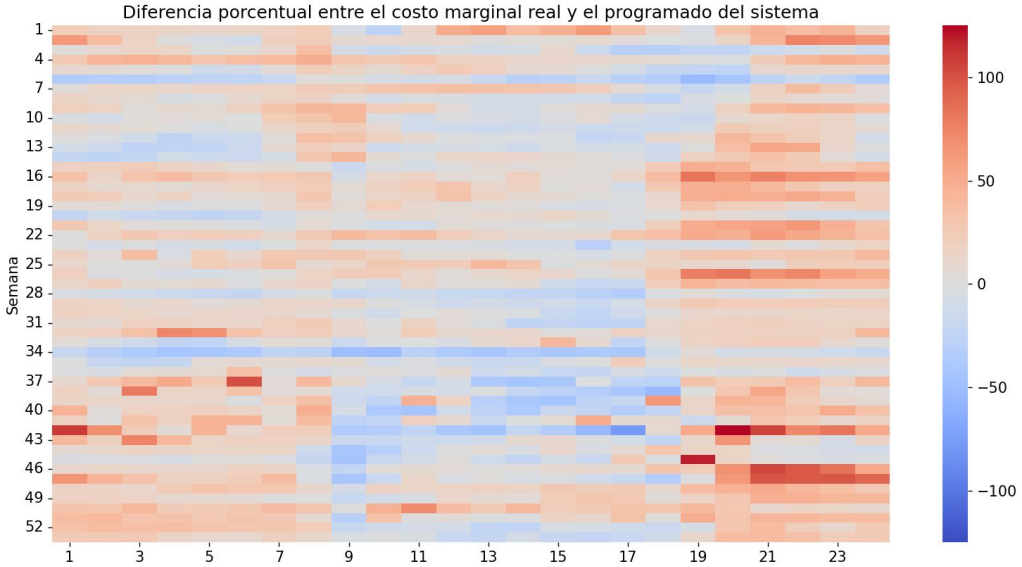
Brechas en herramientas y modelos, así como una operación centralizada basada en **costos auditados** supone **rigidez e inconvenientes para la integración de nuevas tecnologías**, para las cuales resulta complejo determinar una estructura de costos particular (e.g., ESS), lo que ha motivado diferentes **propuestas de impulso** en el corto plazo para su desarrollo.



Estudio de identificación de barreras para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía y propuestas regulatorias. Informe preparado para la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH Chile (2023).

Única Etapa de Liquidación

Esquema actual considera una etapa de **programación del DA no vinculante**. Es decir, cuenta con una **única etapa de liquidación (en la OTR)**, lo que **magnifica el impacto que tienen decisiones del operador** en el cálculo de precios en el mercado de corto plazo.

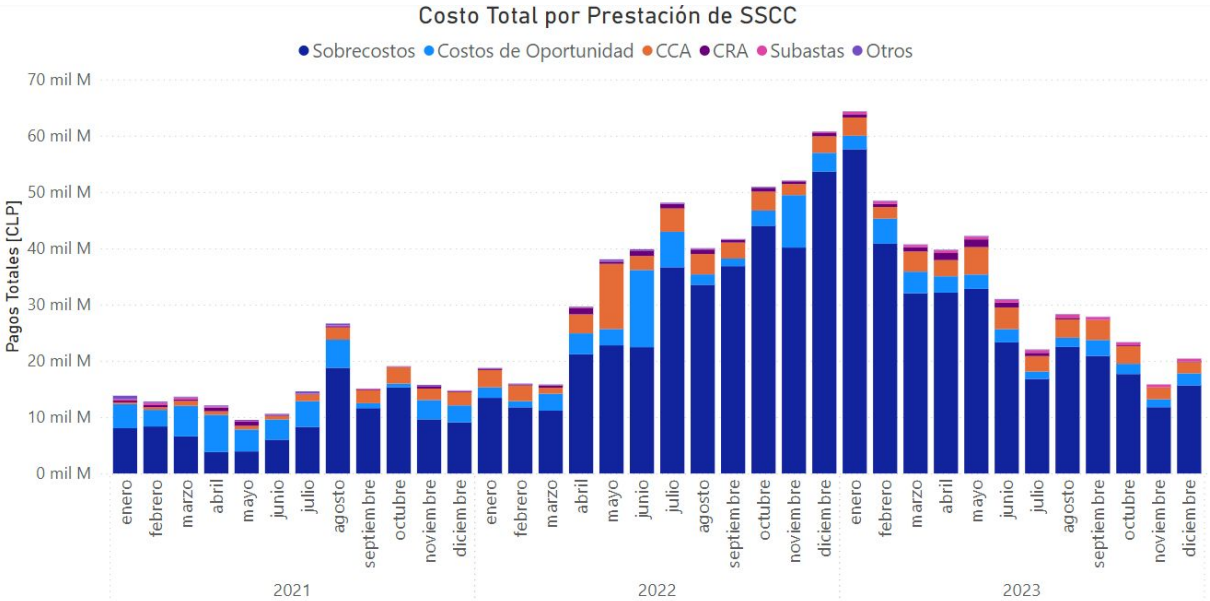


Diferencia porcentual entre CMg reales y programados (promedio ponderado) del SEN en 2021.

Esquema basado en costos auditados y única etapa de liquidación impiden a los agentes gestionar su propio riesgo, a diferencia de esquemas de mercados de ofertas u opciones de auto-despacho.

Mercado de SSCC

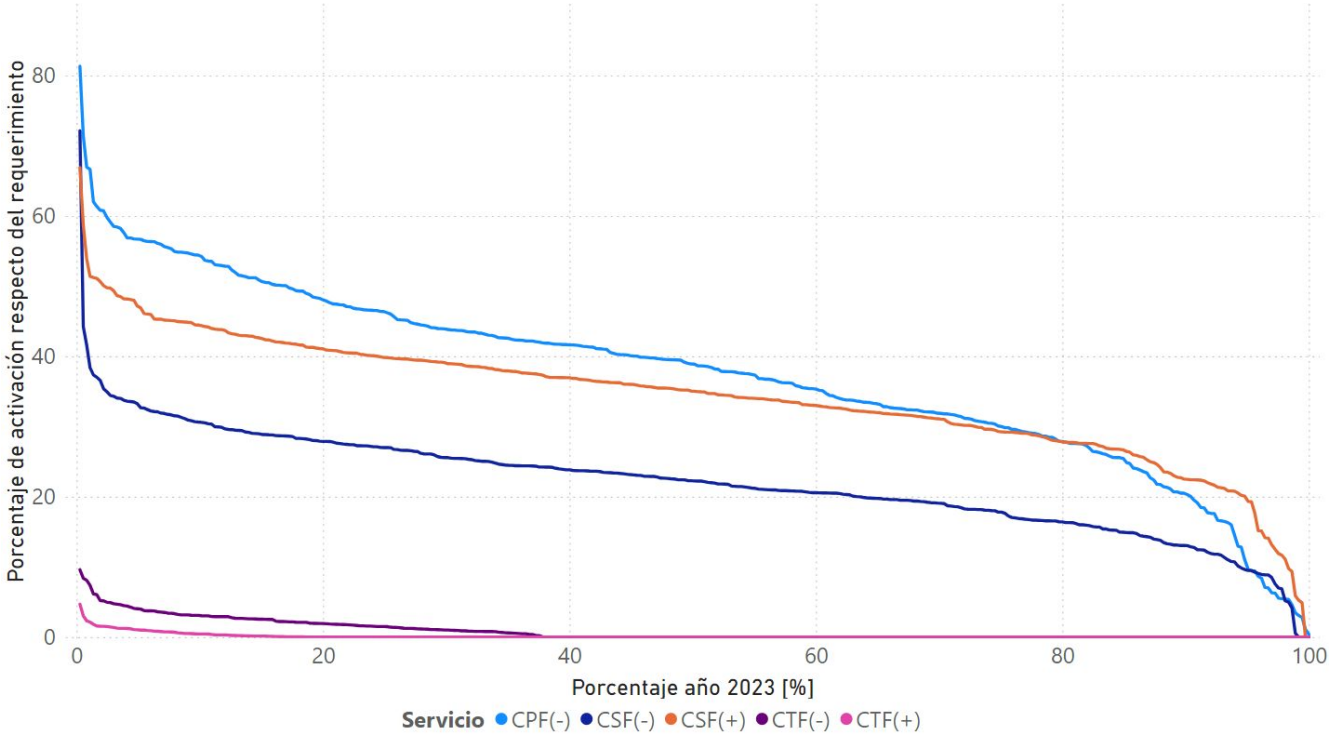
Subastas son parte menor de remuneraciones, mientras que la mayor parte corresponde a componentes asociadas a la OTR que son determinadas de manera ex-post por el CEN. Si bien este elemento facilita la formación de ofertas, genera un **impacto relevante en los incentivos** que tienen los agentes a participar en el mercado.



Tecnologías con atributos de flexibilidad podrían no contar con incentivos adecuados desde este mercado para su desarrollo donde solamente podrían capturar parte menor de los ingresos actuales.

Mercado de SSCC

Al ordenar la activación como curva de duración de carga, se evidencia de mayor manera el contraste en la **frecuencia y magnitud de activación** que existe entre los servicios de CTF y el resto de los productos.



Mercado Actual de SSCC: Por Diseño solo Costos

- Diseño actual Mercado SSCC en la práctica **no genera rentas**: componente ofertada compensa “costos de desgaste”, pagos laterales compensa costos oportunidad, sobrecostos, etc.
- Teóricamente el **único espacio** para rentas podría darse por: deficiente cálculo de “costos de desgaste” y/o componente adicional sobre costos de desgaste en precio máximo. En ambos casos rentas debiesen ser **despreciables**.
- El esquema actual al pagar solamente costos resultaría, por diseño, en los **costos más bajos para la provisión de SSCC**.
- No obstante, esto es **solamente en el corto plazo** bajo el supuesto que tecnologías no dependen de fuentes de ingreso adicionales a energía.

Esquema actual parte de la visión que tecnologías rentan por participación en otras instancias del mercado y que la participación en SSCC solamente debe compensar costos adicionales y/o costos de oportunidad. Lo cual podría ser válido para un parque de generación con tecnologías convencionales y/o donde SSCC no sean un recurso escaso.

Análisis Crítico del Actual Mercado de SSCC

- El esquema actual **no está alineado con una visión de descarbonización** y **compensación adecuada** para la inversión y operación de **tecnologías flexibles**.

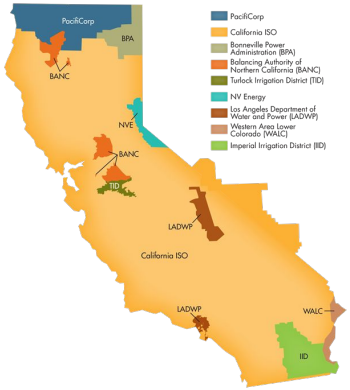
- Dichas tecnologías, como almacenamiento, requieren una **multiplicidad de fuentes de ingresos** (*revenue stacking*) dado que ingresos por **energía no son suficientes**, y tienden a diluirse frente al ingreso de mayor almacenamiento.

- Diversos estudios muestran la **relevancia** para la prestación eficiente de SSCC de almacenamiento (e.g., >90% provisión de SSCC por BESS).

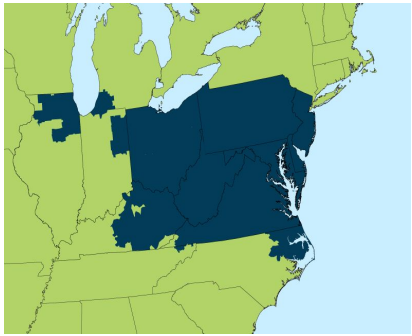
Por lo tanto, es crítico contar con un diseño de mercado apropiado para generar incentivos adecuados de inversión en estas tecnologías.

Experiencia Internacional de Sistemas y Mercados Eléctricos de Referencia

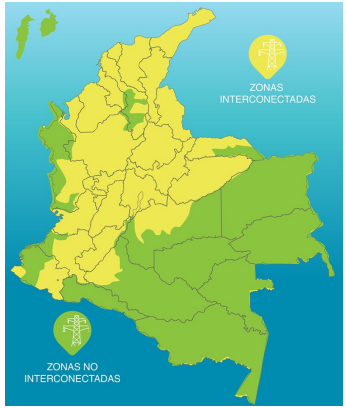
Experiencia Internacional Revisada



California Independent System Operator (CAISO)

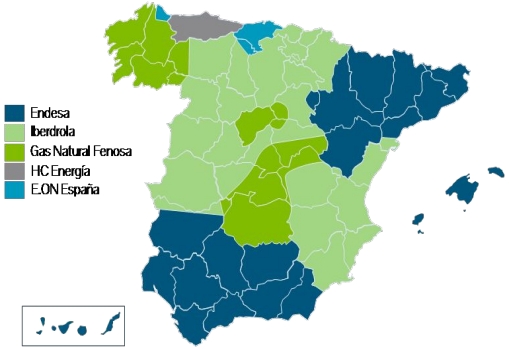


Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM)

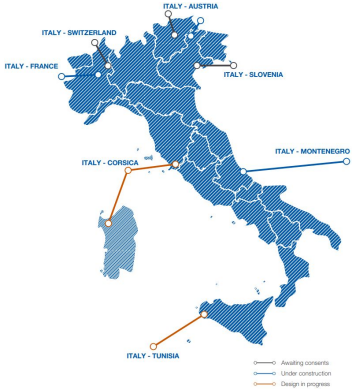


Colombia

Nueva Zelanda

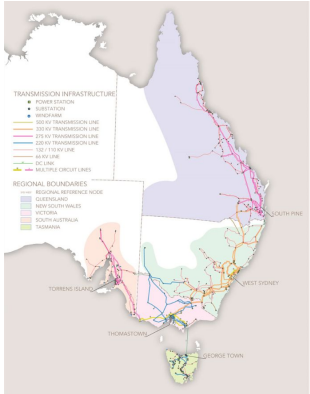


España



Italia

Reino Unido



Australia (NEM)

Experiencia Internacional Revisada

Elemento de Diseño	Chile (Esquema Actual)	CAISO	PJM	Colombia	España	Italia	Reino Unido	Nueva Zelanda	Australia
Competencia en el Retail	Mercados regulado y no regulado.	**Si**	**Si**	Mercados regulado y no regulado.	Mercados regulado y no regulado.	**Si**	**Si**	**Si**	**Si**
Precios	**Precios nodales.**	**Precios nodales (LMP).**	**Precios nodales (LMP).**	Zona única de precios.	Zona única de precios.	Precios zonales.	Zona única de precios.	**Precios nodales.**	Precios zonales.
Etapas de Mercado	TR	**DA y TR**	**DA y TR**	**DA**	**DA, ID y de balance**	**DA e ID**	TR	TR	TR
Mercado de SSCC	**Si**	**Si**	**Si**	**Si**	**Si**	**Si**	**Si**	**Si**	**Si**
Co-optimización de Energía y Reservas	**Si**	**Si**	**Si**	Esquema secuencial.	Esquema secuencial.	Esquema secuencial.	Esquema secuencial.	**Si**	**Si**
Mercado de Capacidad	Pagos administrativos.	Requisito obligatorio de adecuación de recursos.	**Si**	Mercado de confiabilidad.	En transición.	**Si**	**Si**	Mercado de contratos de cobertura.	Mercado de solo energía (precios de escasez).

Principales Observaciones de la Experiencia Internacional

- Sistemas y mercados de referencia internacional cuentan con estructuras de mercado **basadas en ofertas**, donde los procesos de subastas se celebran generalmente en el contexto de mercados de **múltiples etapas vinculantes**, previas a la operación física del sistema.
- Subastas basadas en la **co-optimización** de energía y reservas **con detalles operacionales** (US); o bien, en base a listas de mérito **secuenciales** sin detalles operacionales (EUR).
- Cuando consideran un mecanismo de capacidad, estos proponen **mecanismos de capacidad basados en mercados** (y no en pagos administrativos).
- Un mercado basado en ofertas supone un **enfoque especial en el monitoreo de condiciones de competencia** en el corto, mediano y largo plazo, **sin necesariamente prescindir de una auditación referencial de costos marginales de operación**.
- Destaca la importancia de la **contratación a largo plazo** en el desarrollo de mercados eléctricos competitivos, así como la **participación de la demanda** capturando su elasticidad.

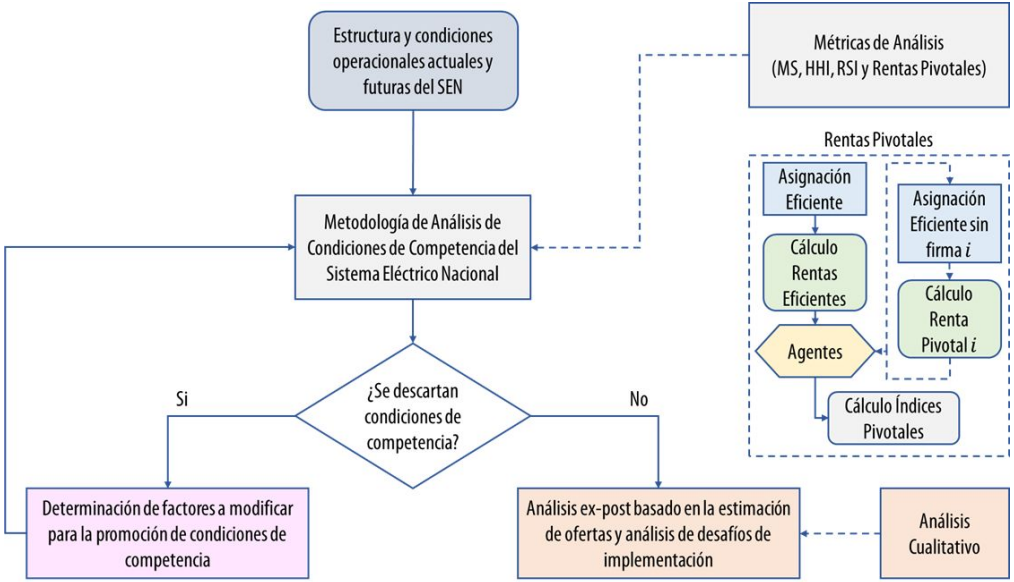
La experiencia internacional coincide en que existirá un aumento de integración de nuevas tecnologías y una necesidad de contar con sistemas con atributos de flexibilidad adecuados para su integración de forma confiable y eficiente.

Análisis de Condiciones de Competencia en el Mercado de Energía

Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme. Informe preparado para el World Bank Group (2021).

Metodología de Análisis de Condiciones 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.

Estimación de Condiciones de Competencia

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

- **Capacidad Potencial (Caso Base):** 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).

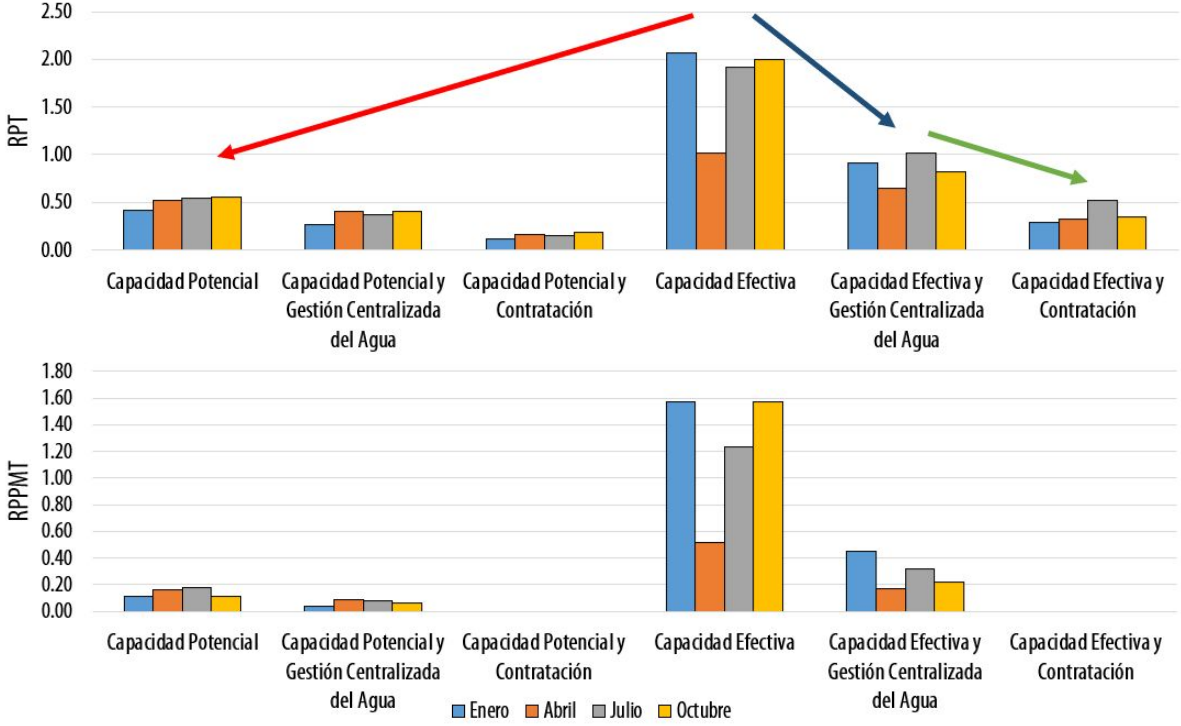
Para ambos conjuntos, se consideran las siguientes **condiciones de análisis de rentas pivotales**:

- **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 pivotales.
- **Contratación a Largo Plazo:** Dados recursos hídricos descentralizados, las firmas cuentan con contratación a largo plazo por el 50% de su capacidad, diferenciando su ejercicio de pivotalidad.

Condiciones de Competencia: Análisis de Rentas Pivotales

Rentas Pivotales Totales (RPT)

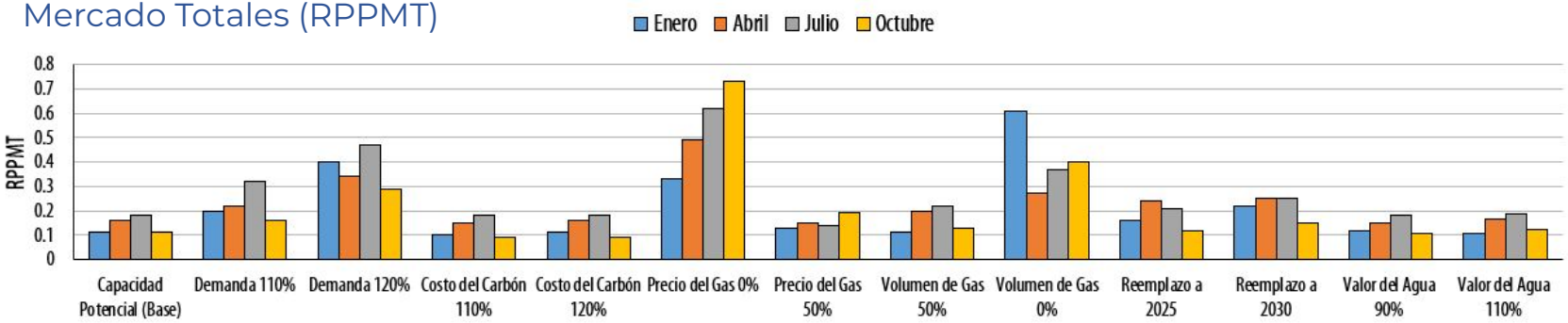
Rentas Pivotales de Poder de Mercado Totales (RPPMT)

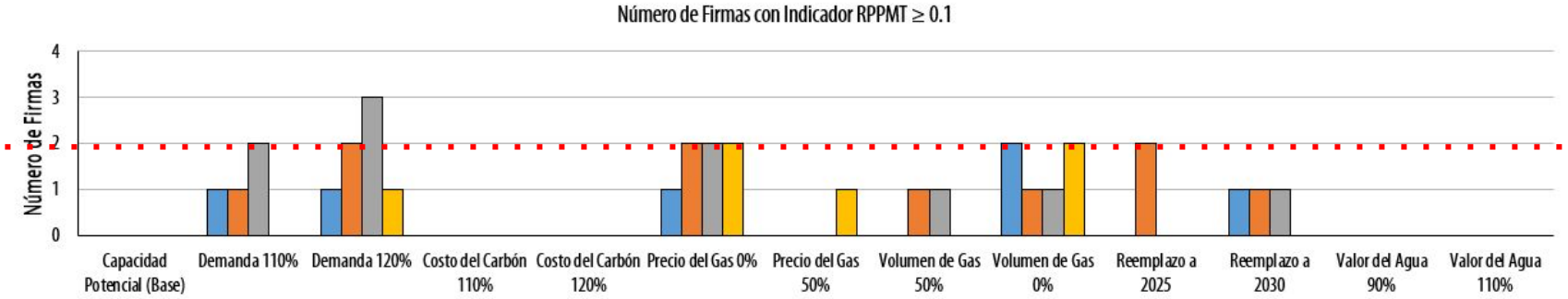


La gestión centralizada de los recursos hidráulicos, así como la existencia de un mercado forward robusto disminuirían de forma muy significativa los riesgos del sistema de subastas haciendo factible la implementación en el caso chileno.

Sensibilidades Sobre Rentas Pivotales

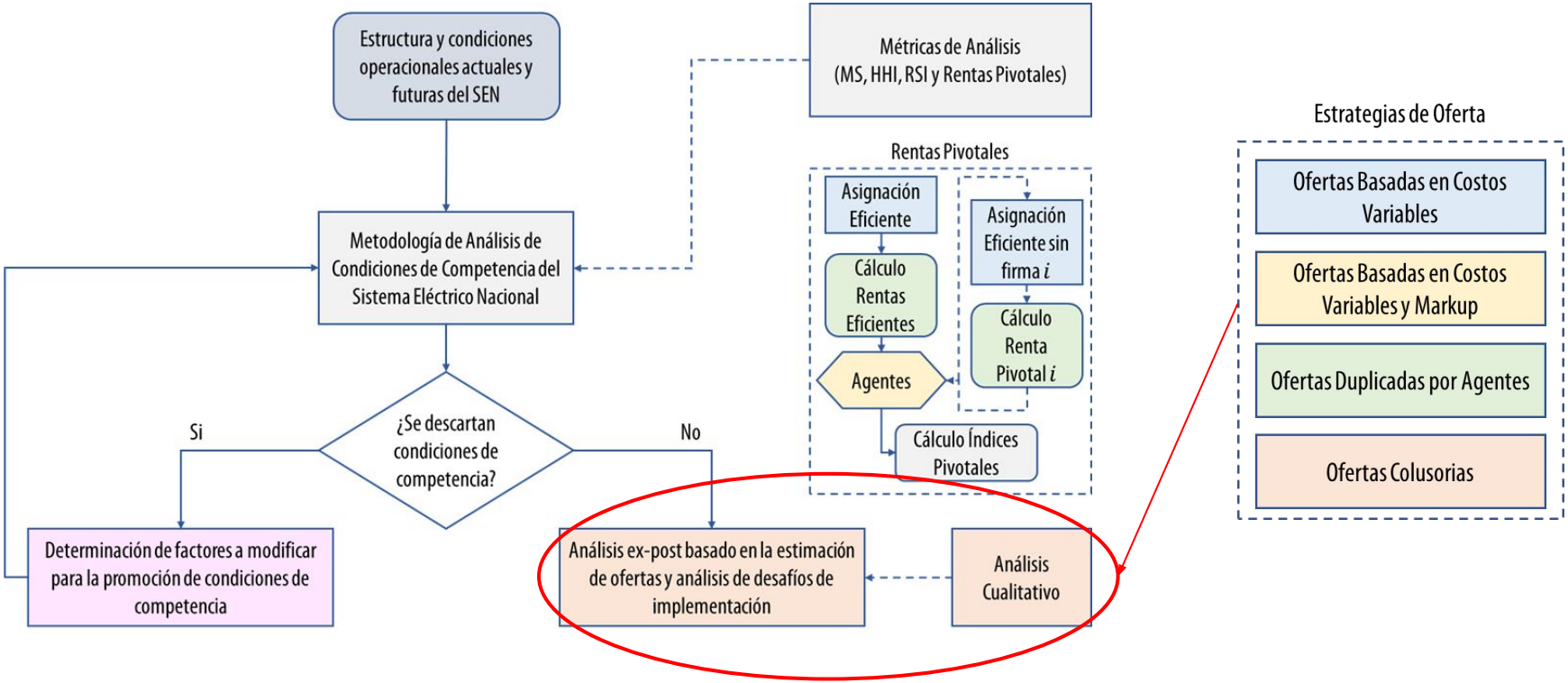
Rentas Pivotales de Poder de Mercado Totales (RPPMT)





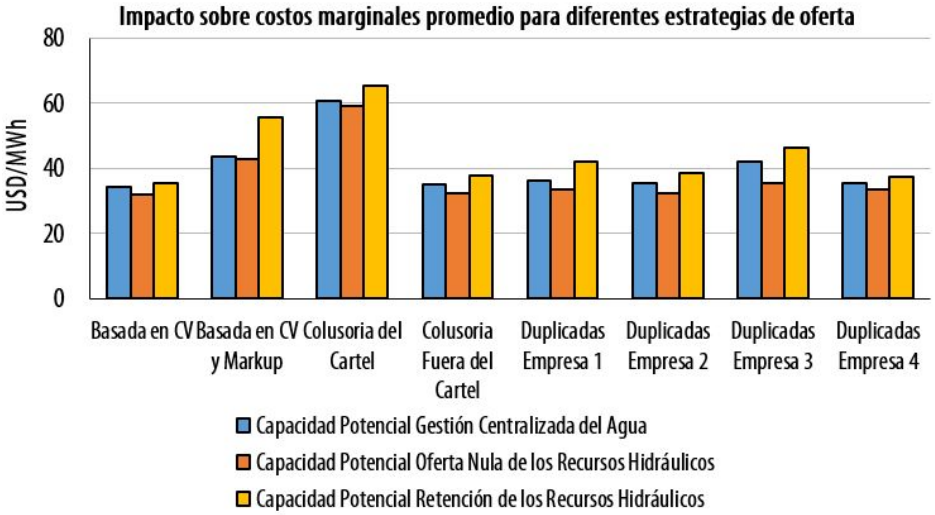
Sensibilidades hacen posible pensar en una transición a un sistema de subastas asociado con medidas de mitigación para firmas particulares, al igual que en otros sistemas internacionales.

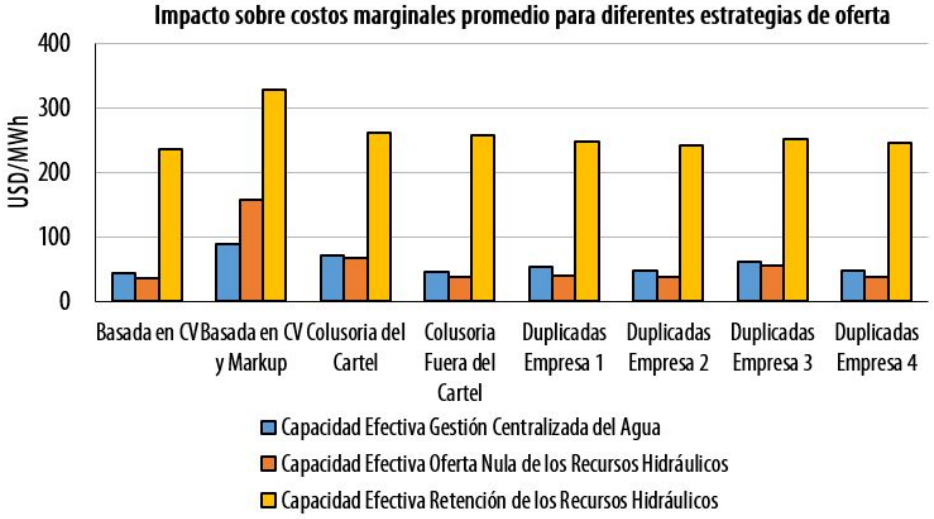
Simulación de Impactos Operacionales



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 pivotales y sensibilidad reportadas, así como simulaciones operacionales.

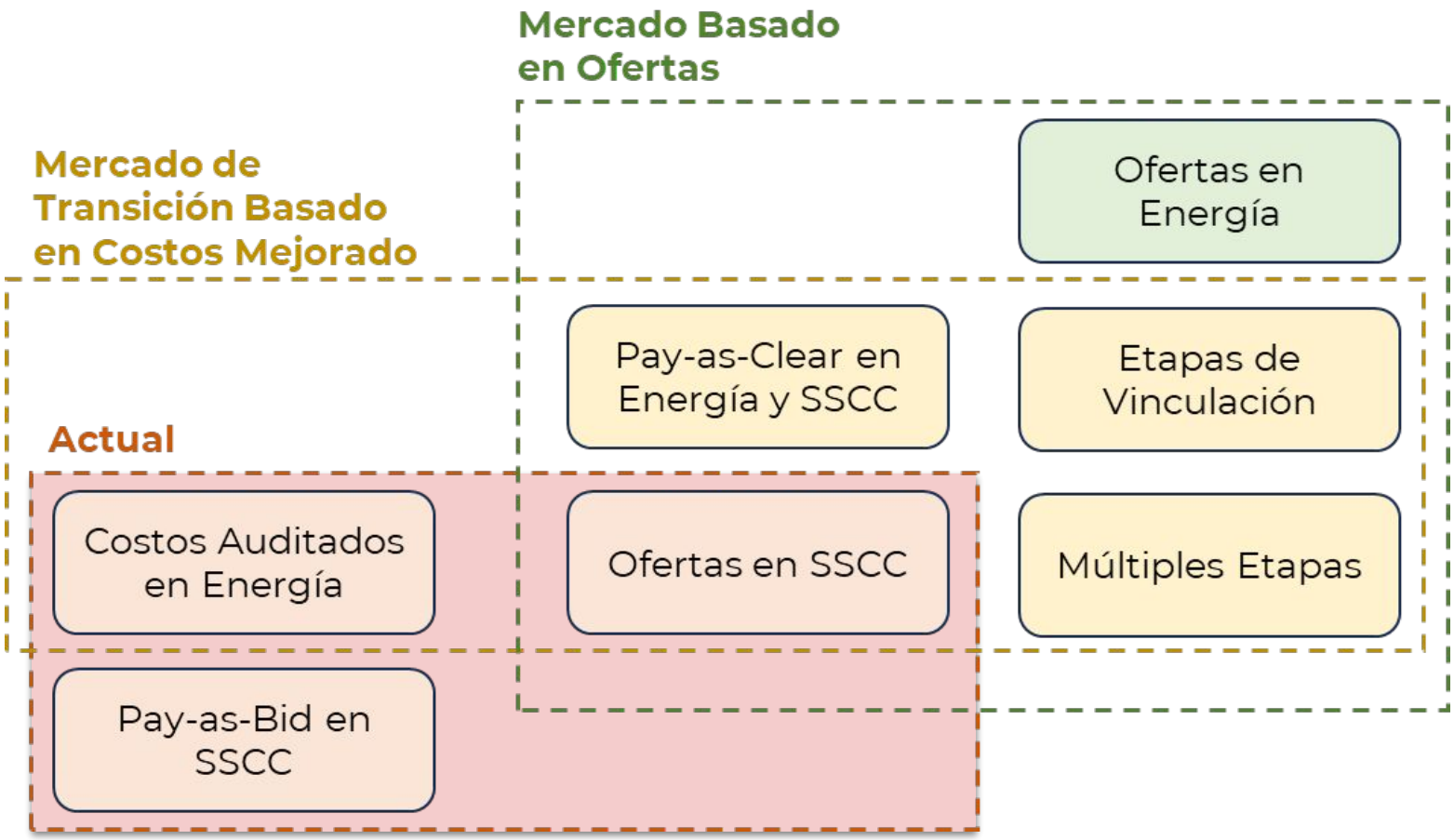
Sobre Condiciones de Competencia

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.

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.

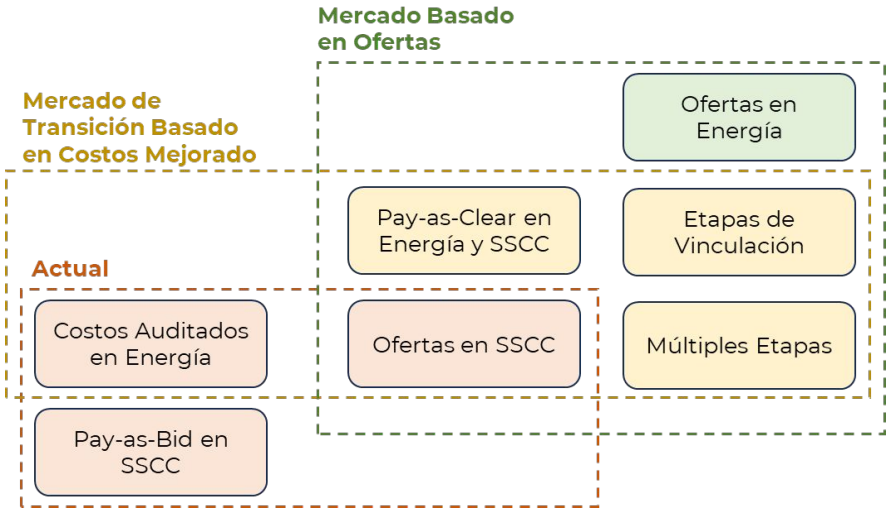
Visión General de una Transición


Mercado Basado en Ofertas
Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado
Actual
Ofertas en Energía
Pay-as-Clear en Energía y SSCC
Etapas de Vinculación
Costos Auditados en Energía
Ofertas en SSCC
Múltiples Etapas
Pay-as-Bid en SSCC

Propuesta Conceptual de Transición

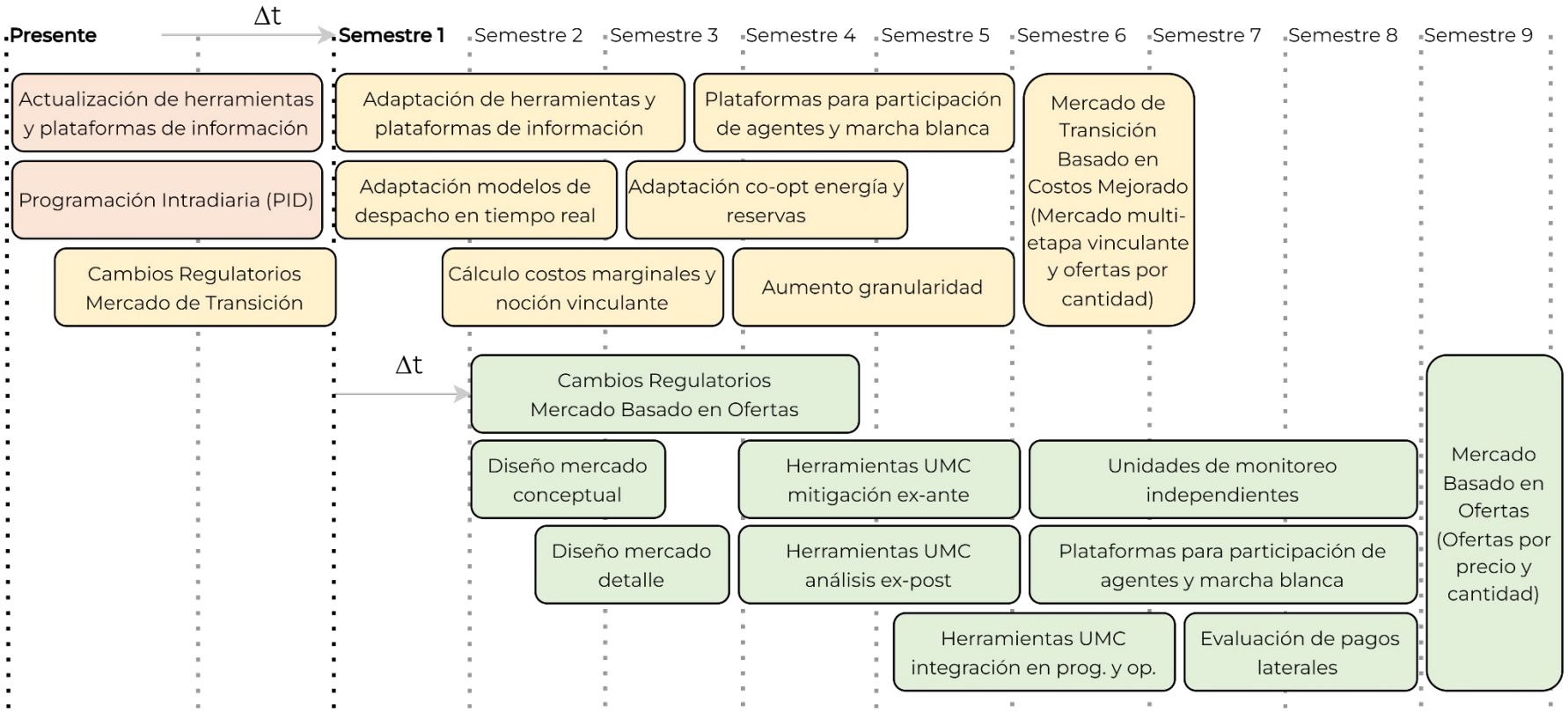
Transición en dos grandes etapas: **mercado mejorado de costos** y **mercado de ofertas** en energía y SSCC:

- **Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado:** Considera un mercado altamente centralizado, con **costos auditados en energía y precios uniformes tanto para energía como SSCC, considerando etapas de vinculación**.
- **Mercado Basado en Ofertas:** Considera una transición hacia **ofertas en energía y SSCC** en base a **mercados nodales** de electricidad con al menos una etapa de liquidación vinculante previa, pudiendo considerar etapas de liquidación intradiarias.



Mercados de Corto Plazo son complementados con modificaciones a mecanismos de capacidad sumado a instancias de contratación de largo plazo como herramientas adicionales para la generación de señales de inversión y el favorecimiento de condiciones de competencia.

Hoja de Ruta para la Transición



(*) Donde Δt hace referencia a un período de tiempo adicional producto de la incertidumbre en el inicio de procesos.

¿Cómo se Comparan el Actual Mercado de Costos Auditados y un Mercado de Ofertas?

Aspectos Clave del Diseño Actual de Mercado

Diseño actual del mercado basado en costos auditados **ya cuenta con una serie de elementos favorables**, y que se encuentran **también presentes** en diseños de **mercado basados en ofertas**:

- Mercado spot de energía **marginalista** (precio uniforme o pay-as-clear).
- **Precios nodales** de energía.
- **Co-optimización** de energía y reservas en la programación del día anterior.

Propuestas de transición hacia un mercado basado en ofertas no suponen cambios a fundamentos del modelo marginalista de mercado Chileno.

Diferencia Fundamental: Información de Entrada

Esquema Actual de Mercado de Energía Basado en Costos Auditados

Información de entrada a modelos corresponde a **costos auditados** por el CEN.

Esquemas Propuestos de Mercado de Energía Basados en Ofertas

Información de entrada a modelos corresponde a **ofertas (+mitigación)**.

La diferencia fundamental conceptual entre ambos esquemas de mercado corresponde a la fuente de información de entrada a modelos.

Brechas de Implementación: Modelos y Herramientas

Esquema Actual de Mercado de Energía Basado en Costos Auditados

Etapa única de liquidación (TR).

Basada en el uso de **listados de prioridad de colocación**.

Cálculo de **precios en base a listados de prioridad** de colocación (CV de unidades).

Esquemas Propuestos de Mercado de Transición y de Energía Basados en Ofertas

Múltiples etapas de liquidación (DA, ID, TR) de carácter vinculante.

Basadas en el uso de **modelos**.

Precios como **resultados de modelos** (capturando fenómenos inter-horarios).

Antes de considerar implementar un mercado basado en ofertas es necesario un mercado mejorado de transición basado aún en costos auditados, que cuente con herramientas y modelos a nivel del estado del arte de programación, operación, y formación de precios.

Liquidación de Múltiples Etapas Vinculantes

- Bajo esquemas de naturaleza vinculante se **asignan responsabilidades sobre costos de desvíos** respecto de posiciones en etapas vinculantes previas. De esta forma, se tienen los siguientes esquemas de **remuneración**:

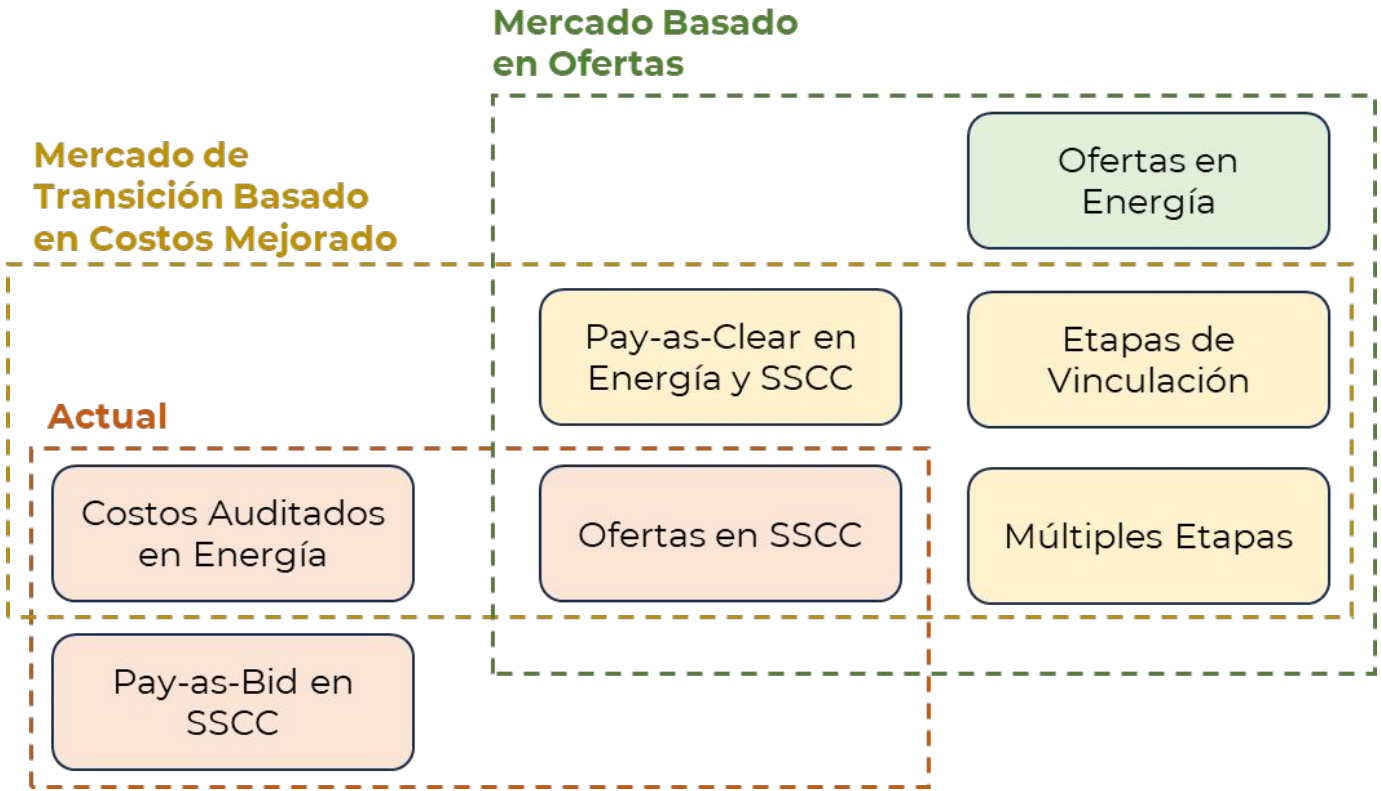
Esquemas Vinculantes (EV)

$$Pg^{DA} \cdot CMg^{DA} + (Pg^{RT} - Pg^{DA}) \cdot CMg^{RT}$$

Esquema Actual (EA)

$$Pg^{RT} \cdot CMg^{RT}$$

- Bajo esquemas vinculantes, los agentes cuentan con **incentivos directos para la mejora de pronósticos** tanto de generación como de demanda. Esto, con el propósito de cubrir sus posiciones respecto de la **incertidumbre** de la OTR del sistema.

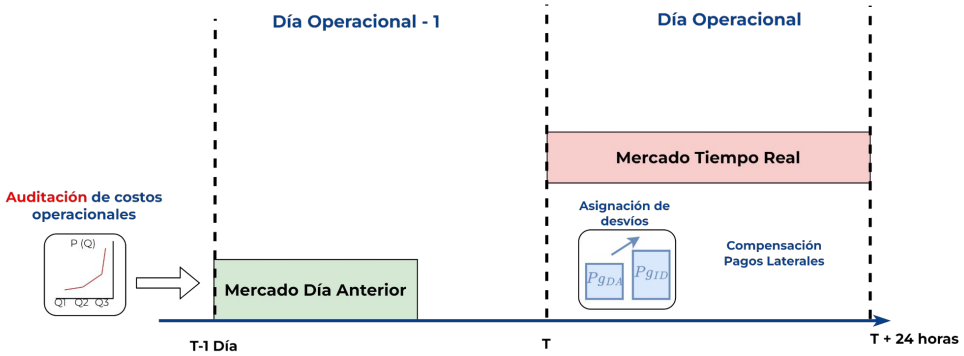


Nivel 1: Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado

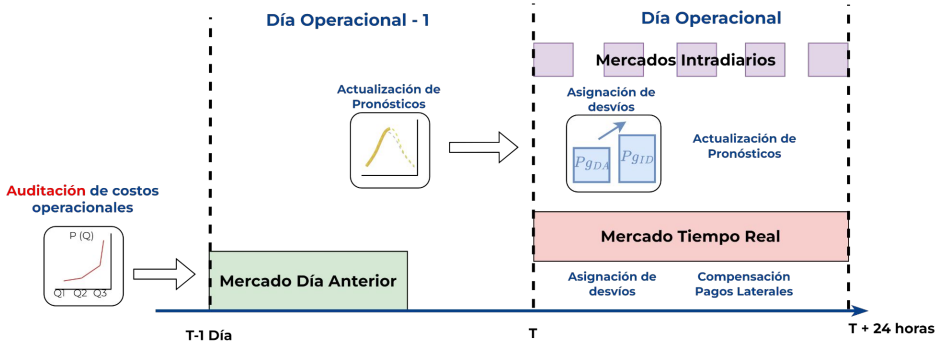
Diseño General de un Mercado Basado en Costos Mejorado

Propuesta supone **extensiones naturales al esquema actual de operación del SEN**, sientan elementos de diseño, como **vinculación y múltiples etapas**, y elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado.

Propuesta 1: 2-liquidaciones



Propuesta 2: múltiples-liquidaciones

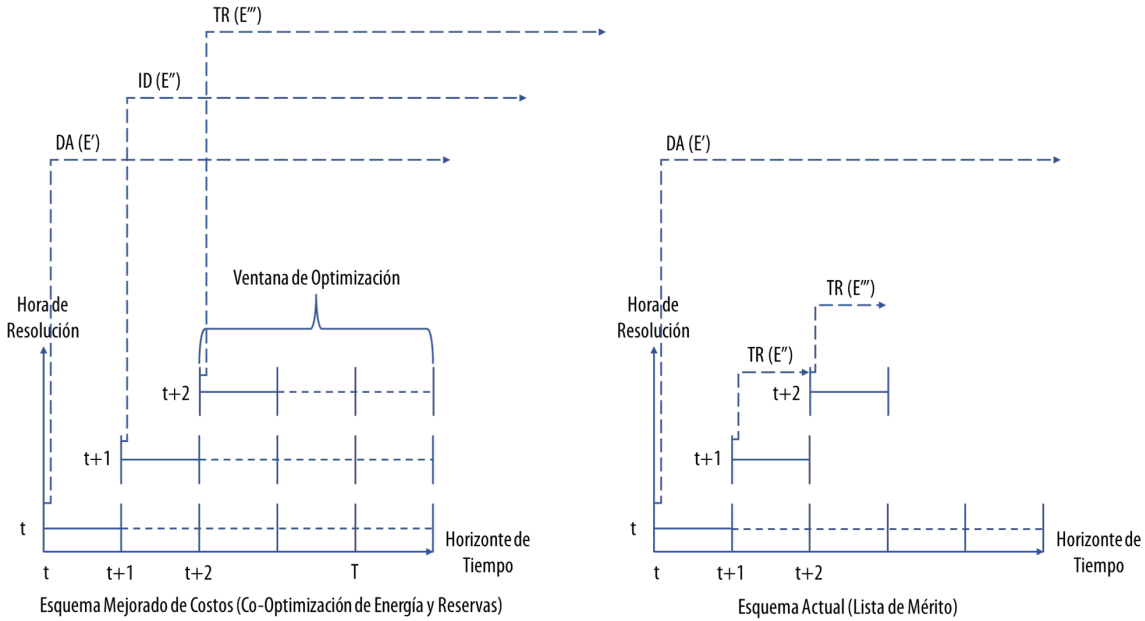


Enfoque en estructuras de mercado similares de US, **basados en un mercado del DA con la posible consideración de mercados intradiarios** de diseños europeos.

Propuestas se basan en **mercados co-optimizados** de energía y reservas, donde los modelos de mercado consideran aspectos operacionales detallados, y un **esquema precio uniforme con pagos laterales**, diferenciados en la cantidad de instancias de liquidación.

Uso de Modelos y Ventanas de Optimización

La consideración de una ventana de optimización permite la resolución del problema en consideración de un **horizonte de tiempo y pronósticos actualizados** de ERV y demanda.



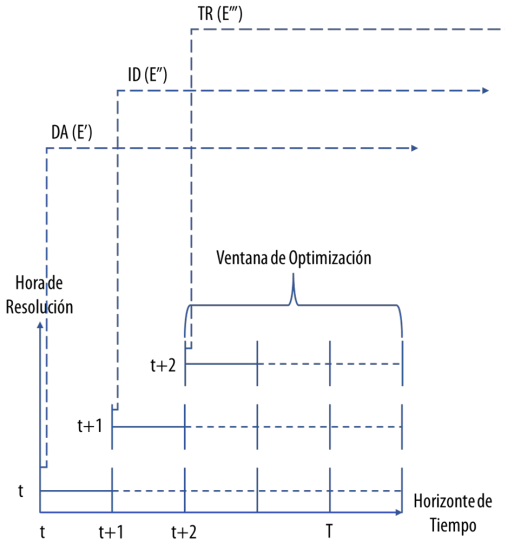
Reemplazando el uso de listas de mérito por modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización de energía y reservas (ver avances en el proceso de la PID).

Resumen de Características del Esquema de Mercado Mejorado Basado en Costos

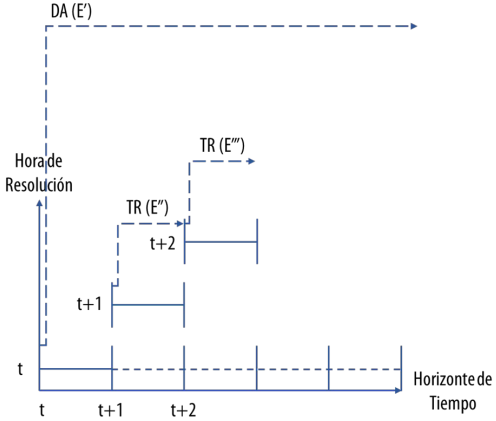
Esquema de Liquidación Múltiple	Formación de Precios	Cantidad y Objetivos de las Etapas	Información de los Agentes	Restricciones y Modificación de las Posiciones
Esquema Actual	Precio uniforme para energía en base a **listados de prioridad de colocación y precio diferenciado** (ofertas) para reservas y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: **DA no vinculante** y en TR (despacho en base a **listados de prioridad de colocación**).	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC.	Programación **no es vinculante**. Los **agentes no** toman posiciones ni **gestionan sus riesgos**.
Esquema Mejorado de Costos Auditados	**Precio uniforme** para energía y reservas en base al uso de **variables duales** y pagos laterales.	Dos (2) Etapas: DA **vinculante** y en TR. **Adicionalmente podría tener etapas intradiarias.**	Costos auditados en energía. Ofertas de SSCC. **Pronósticos de ER**, potencialmente retiros e inyecciones (pseudo-ofertas).	Esquema **vinculante**. Los **agentes** pueden modificar sus posiciones centrales de ER y autodespacho.

Evaluación de Perfeccionamientos al Mercado Actual

Análisis cuantitativo se basa en la comparación de esquemas actual y propuestos en términos de su **desempeño frente a desvíos (incertidumbre)** de la OTR del sistema respecto a etapas de programación o liquidación previas, costos de operación, pagos/remuneraciones, vertimientos y pagos laterales.



Esquema Mejorado de Costos (Co-Optimización de Energía y Reservas)

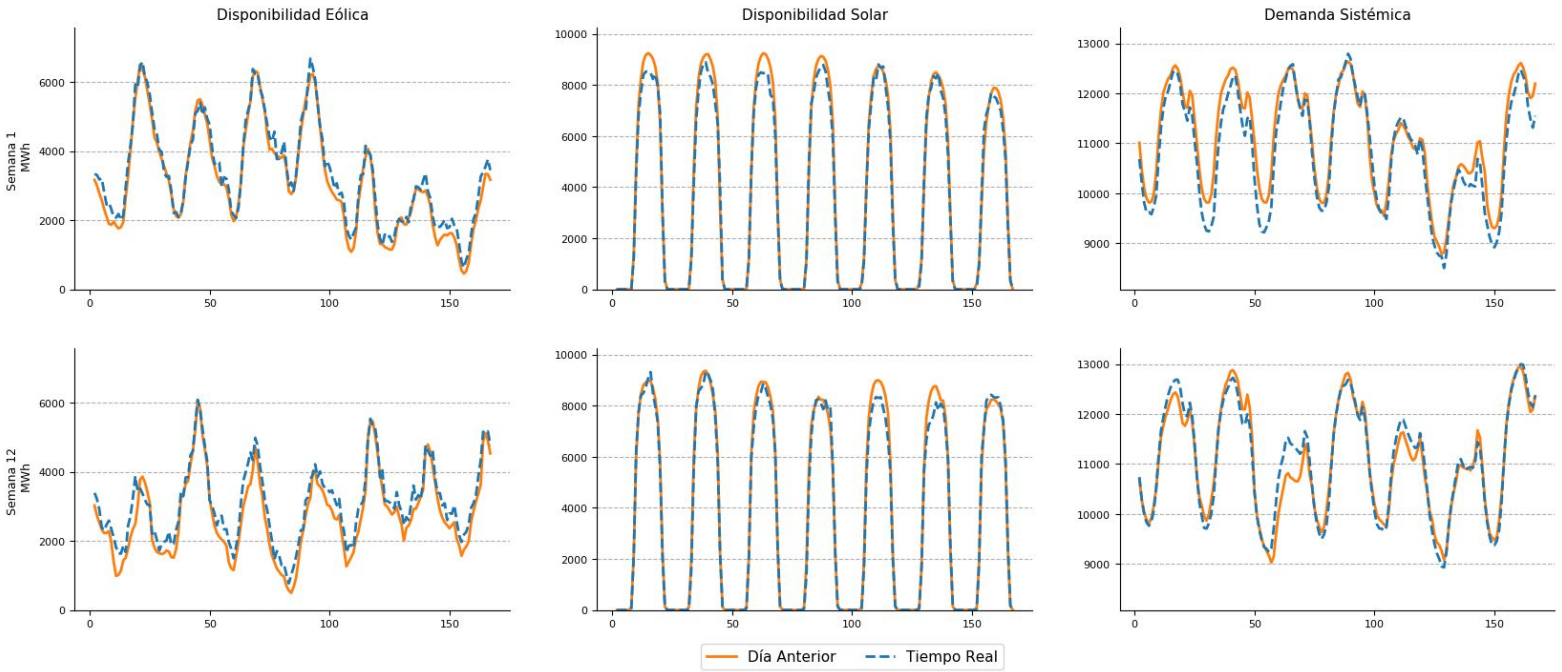


Esquema Actual (Emulación Lista de Mérito)

Emulación de la programación y operación del SEN, así como instancias de liquidación tanto para el esquema actual como el esquema mejorado de costos auditados, con énfasis en el impacto que tienen etapas de liquidación vinculantes sobre la operación y remuneraciones.

Desvíos entre Programación y OTR

Simulación de la programación del DA y OTR considera una **actualización de los pronósticos** de demanda y disponibilidad de recurso solar y eólico, basados en información pública disponible.



Desvíos respecto de la programación deben ser resueltos en la OTR bajo los distintos esquemas, basados en listados de prioridad de colocación o el uso de modelos y ventanas de optimización.

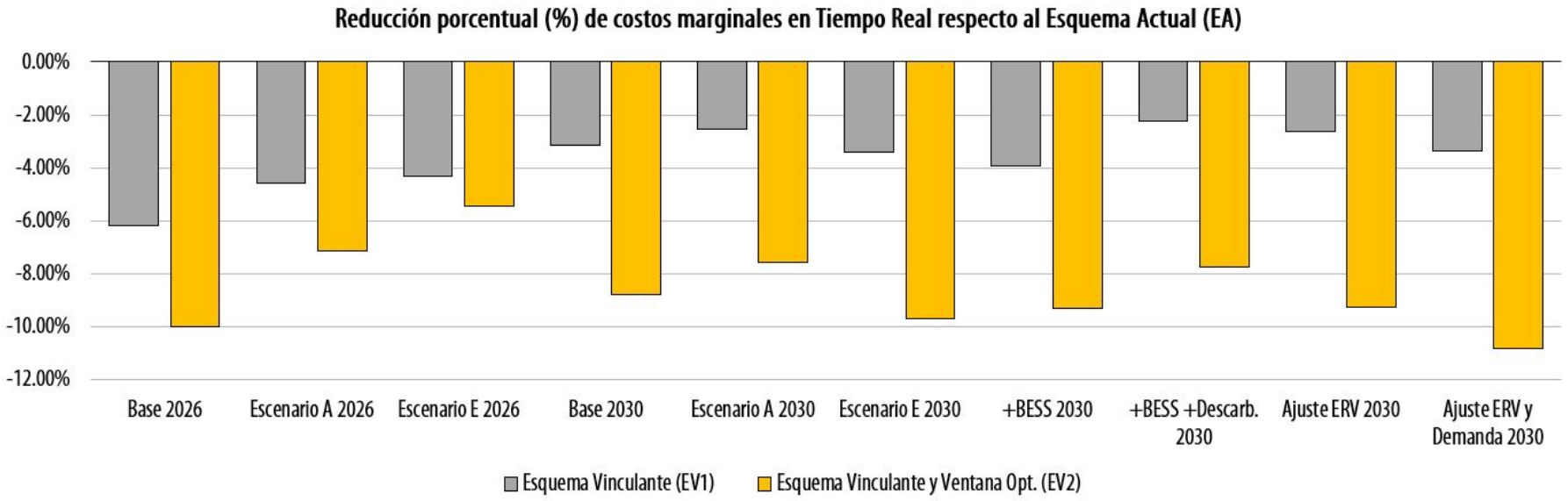
Sensibilidades Analizadas

Se desarrollan sensibilidades **respecto al escenario de desarrollo del SEN**, considerando casos de la PET 2022, mayor almacenamiento y descarbonización acelerada y **respecto a los desvíos** utilizados.

Caso Base (PNCP 2023-1)	2026/2030	Desvíos de Generación y Demanda se mantienen para el resto de las sensibilidades.
PET-A	2026/2030	Considera escenario 1 del Plan de Expansión de la Transmisión: Demanda Baja, Costos Medios, Descarb. Alta, 4.7 GW BESS
PET-E	2026/2030	Considera escenario 5 del Plan de Expansión de la Transmisión: Demanda Alta, Costos Altos, Descarb. Media, 10.9 GW BESS
BESS Acelerado (+BESS)	2030	Considera un **incremento de 500 MW** en la oferta de BESS al año 2030 (Se adelantan obras PNCP de 2031 a 2033).
Impulso a la Descarbonización (+BESS+Descarb.)	2030	A la sensibilidad anterior se le considera el **retiro de las dos carboneras con mayor uso** según los resultados: Santa María y Guacolda 4.
Ajuste de Pronósticos	2030	**ERV**: Mitad del MAPE utilizado para generar los **pronósticos ERV** en el caso base. **ERV y Demanda**: Mitad del MAPE utilizado para generar los **pronósticos ERV y de demanda**.

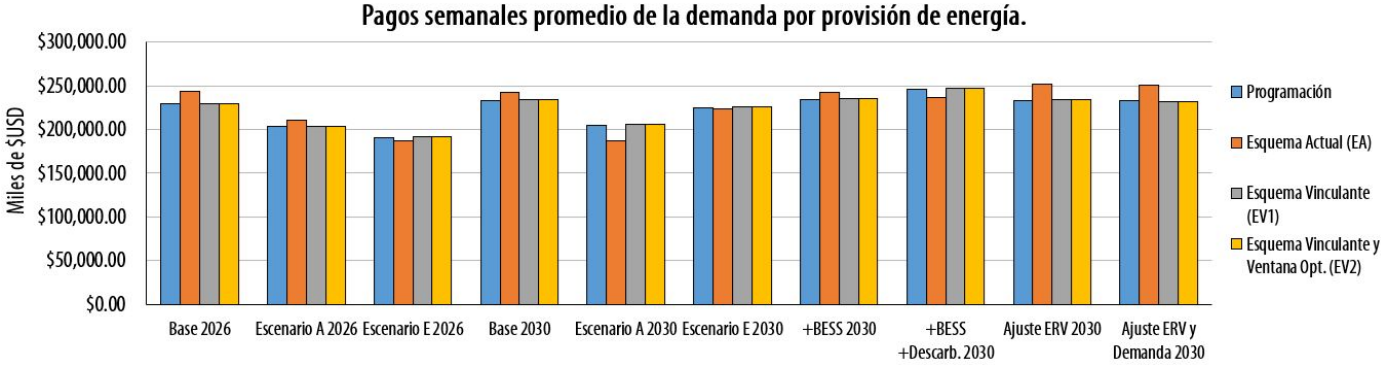
Evaluación de Desempeño: Costos Marginales

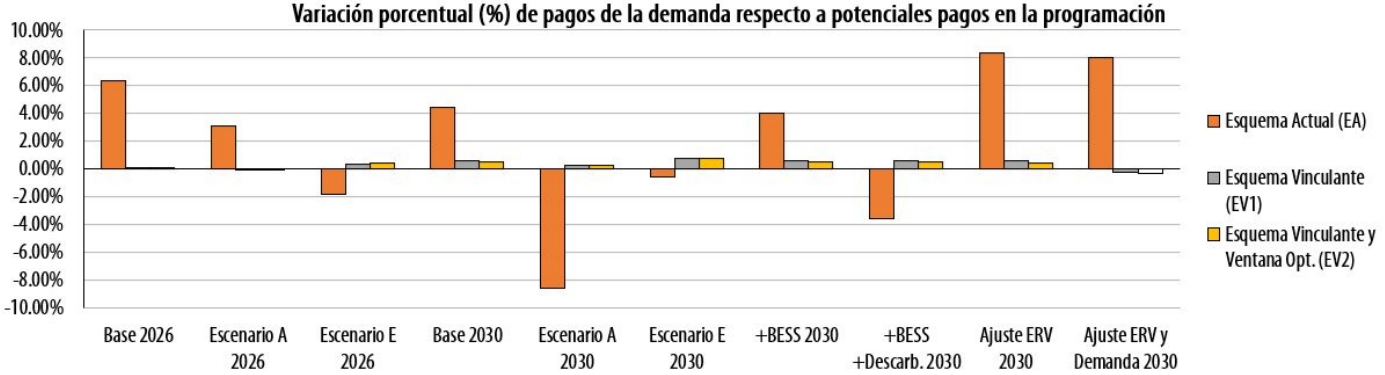
Costos marginales promedio **disminuyen** entre un **2%** y un **11%** como resultado de la utilización de **pronósticos actualizados y/o ventanas de optimización** extendidas en la operación en tiempo real.



Evaluación de Desempeño: Pagos de la Demanda

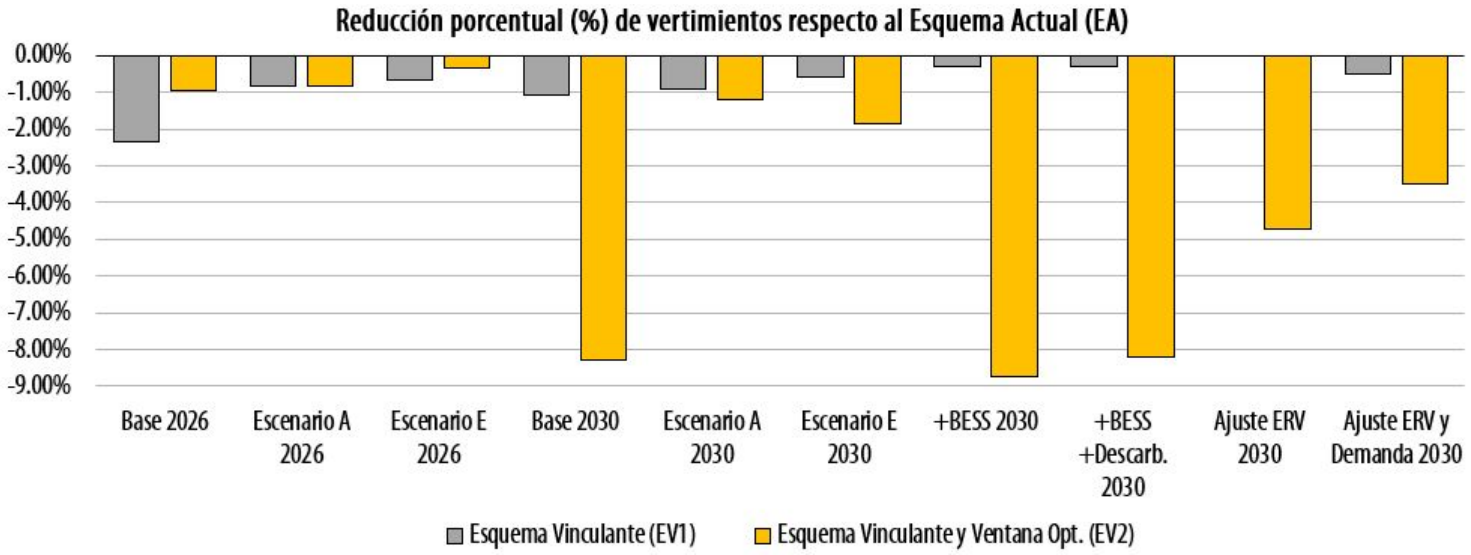
Vinculancia provee **estabilidad de pagos y remuneraciones** al otorgar cobertura en la programación del DA respecto a incertidumbre de la OTR.





Evaluación de Desempeño: Vertimientos de Energía

Una operación en tiempo real automatizada basada en el uso de modelos, información actualizada y ventanas de optimización resulta en la **reducción de vertimientos de energía ERV**.



Adicionalmente, vinculancia incentiva un mejor desarrollo de pronósticos y/o el uso de medidas adicionales que reduzcan la incertidumbre asociada a recursos ERV, lo que debiera generar condiciones para una mayor utilización del recurso renovable.

Principales Observaciones del Nivel 1

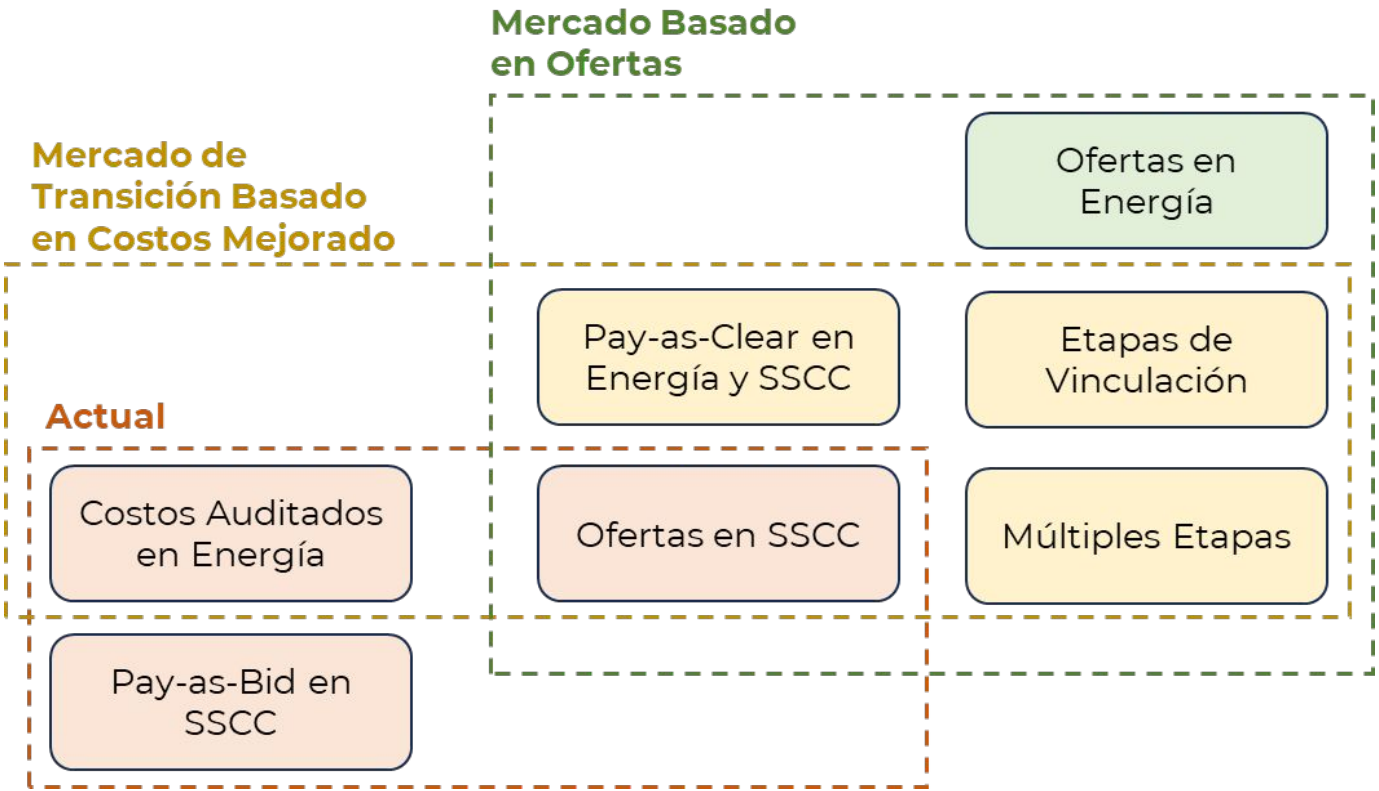
- **Costos de operación del sistema debieran tender a minimizarse** en la medida que la operación se base en **modelos de co-optimización. Ventanas (horizontes) de optimización** permiten un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles de generación del sistema.
- **Etapas vinculantes** suponen la **asignación de responsabilidades** a agentes sobre los costos de desvíos, **incentivando** una **mejora en pronósticos** con el propósito de cubrirse de incertidumbre de la OTR del sistema.
- Esto a su vez **debiera aportar de igual manera a la reducción de costos de operación** del sistema mediante el incentivo a la reducción de variabilidad e incertidumbre (pronósticos).
- **Etapas intradiarias** de mercado y **mejores pronósticos** permiten a los agentes corregir sus posiciones de mejor forma respecto de etapas previas, y con ello **reducir su exposición** a impactos producto de desviaciones en etapas posteriores.
- Un esquema de liquidación múltiple, **incluso** bajo un esquema de costos, **requiere del monitoreo** de agentes con **grados de libertad** en la participación en el mercado.

Principales Observaciones del Nivel 1

- Alternativa de mercado de corto plazo presentadas basadas en etapas vinculantes continúan teniendo los **desafíos conocidos de mercados de corto plazo**, respecto a la **necesidad de** evaluar **cambios adicionales** para generar señales de inversión adecuadas.
- Lo anterior mediante **modificaciones de corto plazo** (i.e., esquemas de scarcity pricing, internalización de costos no convexos, nuevos productos) **como de largo plazo** (i.e., diseño de mecanismos de capacidad) **que continúan en evolución y discusión**.
- El **diseño** de mercado es algo **en constante iteración y evaluación**. Sin embargo, los **atributos de vinculación y etapas intradiarias** consisten en un **mejor punto de partida** para implementar dichas modificaciones.

En este contexto, desde el análisis crítico cualitativo como cuantitativo, es posible aseverar que:

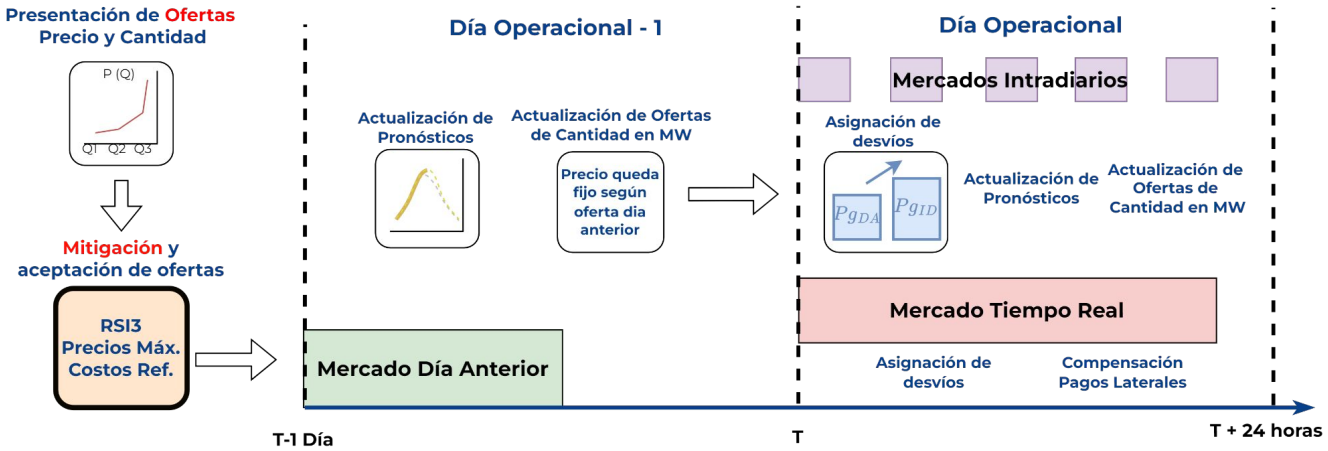
Resulta meritorio un cambio de paradigma en la implementación actual del esquema de mercado basado en costos auditados por una versión mejorada del mismo, que considere etapas vinculantes, co-optimización con precios uniformes en energía y reservas y una OTR con mayores niveles de sofisticación mediante el uso de modelos tanto para el despacho como para el cálculo de CMg.



Nivel 2: Mercado Basado en Ofertas

Propuesta de Esquema de Mercado Basado en Ofertas

El diseño **se basa en mercado mejorado de costos de liquidación múltiple propuesto**, similar en su modelación y etapas vinculantes, la resolución de problemas de co-optimización de energía y reservas y precio uniforme, con la diferencia que la **información de entrada se basa en una estructura de ofertas**.



El esquema se basa en **ofertas simples de precio** fijas durante el período de operación y cantidad máxima variable. Recursos hídricos seguirán inicialmente bajo un **esquema centralizado** en energía. Parámetros técnicos continúan bajo una auditación y pagos laterales se utilizan para la compensación de costos no compensador por señales marginales.

Propuesta de Esquema de Mercado Basado en Ofertas

Esquema	Esquema Actual	Esquema Propuesto
Proceso General de Mercado	Esquema híbrido. La programación del DA es no vinculante en base a costos auditados de energía, definiendo el pre-despacho de centrales térmicas y niveles de despacho referenciales. El proceso de subasta por reservas se basa en ofertas y se resuelve en la misma programación del DA. La OTR se basa en listados de prioridad de colocación. Mercado se resuelve ex-post en función de la operación real del sistema.	Subastas vinculantes en base a ofertas se celebran en el Mercado del DA e Intradiarios (ID) en diferentes instancias. Bandas de tolerancia permiten asignar responsabilidades por desvíos.
Resolución del Mercado	La programación del DA se resuelve mediante la co-optimización de energía y reservas. La OTR se resuelve mediante **listados de prioridad de colocación**.	Las subastas en el Mercado del DA e ID, así como el despacho en TR del sistema se resuelven mediante el proceso de **co-optimización de energía y reservas**.
Administración del Proceso y Participantes	Proceso a cargo del CEN. Solo generadores participan del mercado (inyecciones y retiros).	Proceso a cargo del CEN. Suministro y demanda ofertan en las subastas.
Determinación de Precios	Esquema Híbrido. Los precios por energía se determinan de forma ex-post en función de la operación real del sistema y costos auditados. Los precios de reservas son del tipo Pay-as-Bid, en función de las ofertas presentadas en la subasta del DA+pagos ex-post..	Los precios de energía y reservas son determinados a partir de las **variables duales** de los modelos de co-optimización resueltos.
Pronósticos y Desviaciones	Pronósticos definidos por el CEN en función de pronósticos provistos por los propios agentes en el DA. Esquema no vinculante no asigna responsabilidades respecto de desvíos.	Pronósticos generados por el CEN y/o provistos por los propios agentes a través de sus ofertas. **Bandas de tolerancia** permiten asignar responsabilidades por desvíos. Desvíos impactan pagos y remuneraciones de los agentes en función de desviaciones respecto de la última etapa de liquidación.

Análisis de Desempeño del Esquema de Mercado de Ofertas

- **Se realiza** un análisis del desempeño esperado del esquema propuesto considerando las características propias del SEN.
- Este consiste en la evaluación de **simulaciones operacionales** que consideran la realización de ofertas por parte de los agentes, bajo distintos escenarios.
- Simulaciones se enfocan en **comprender los incentivos** con los que podrían contar los agentes en el contexto de un mercado de ofertas basado en subastas de precio uniforme y co-optimización, **sin mecanismos explícitos de mitigación** de poder de mercado.
- El **objetivo** de las simulaciones **no es predecir el comportamiento** de los agentes **sino evaluar y analizar posibles impactos** en la operación del sistema al utilizar un esquema de mercado basado en ofertas, frente a distintas condiciones y escenarios de participación.
- Para cada simulación operacional se analizan **aspectos operacionales, niveles de asignación por firma y tecnología, costos marginales y remuneraciones**, y en base a ello los **incentivos de los agentes** así como la **robustez del diseño** de mercado propuesto.

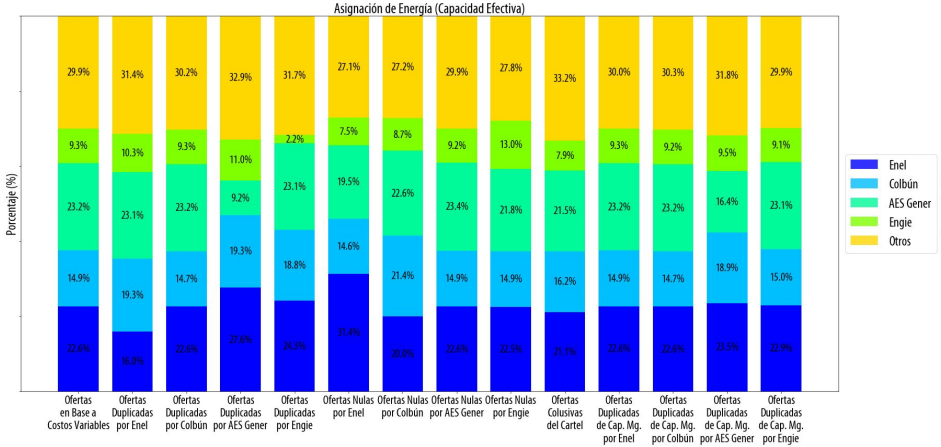
Análisis de Desempeño del Esquema de Mercado de Ofertas

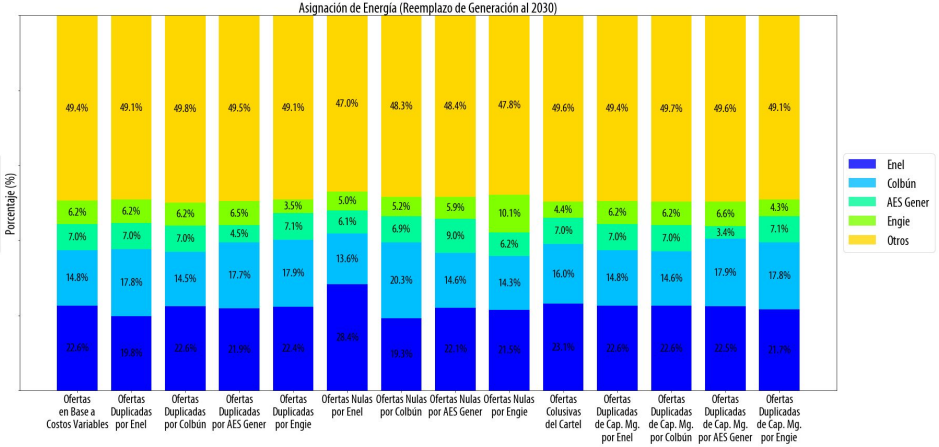
- De esta manera, para comprender la relación entre la **capacidad instalada** y su **posible impacto en el mercado** se analizaron distintos escenarios:
  - **Capacidad Potencial: condiciones estructurales** actuales del sistema (aprox. 76% de la cap. instalada).
  - **Capacidad Efectiva: condiciones de corto plazo** del sistema (aprox. 56% de la cap. instalada).
  - **Reemplazo de generación al 2030:** se modifica la curva de oferta en base a un escenario de **descarbonización** a 2030 y su **reemplazo** por tecnologías de **generación ERV**.

- Luego, para estos escenarios, se consideran distintas **estrategias de ofertas** por parte de los agentes, exceptuando la generación hidro:
  - **Ofertas en Base a Costos Variables** de producción de las unidades en USD/MWh (**actualmente auditados**), internalizando la estructura de costos de estos.
  - **Ofertas Duplicadas por Firma: cada una de las cuatro firmas principales duplica sus ofertas** basadas en sus CV de manera independiente.
  - **Ofertas Nulas por Firma:** cada una de las firmas principales presenta **ofertas nulas**.
  - **Ofertas Colusorias del Cartel:** se **duplica de forma coordinada** las ofertas de las firmas principales.
  - **Ofertas Duplicadas de Capacidad Marginal por Firma:** cada una de las cuatro firmas principales duplica sus ofertas basadas en sus CV de su **capacidad marginal de generación**.

Análisis de Desempeño del Esquema de Mercado de Ofertas

La **asignación de energía** de las cuatro principales compañías **varía entre diferentes escenarios** de oferta, composición y disponibilidad de recursos del parque de generación.

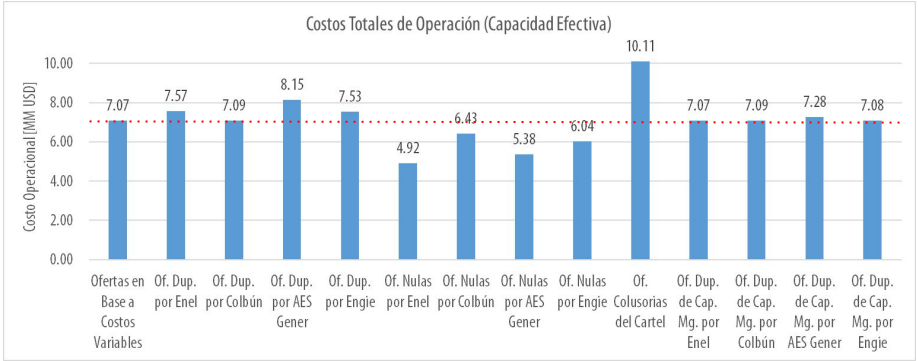


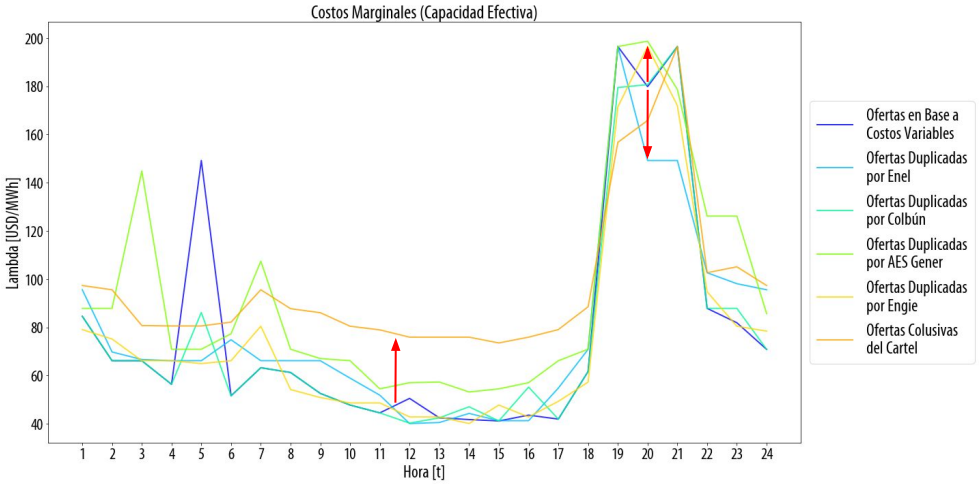


Simulaciones dan cuenta del impacto de contar con una mayor holgura y capacidad disponibles y la necesidad de un monitoreo efectivo de corto plazo.

Análisis de Desempeño del Esquema de Mercado de Ofertas

Diferentes **estrategias de oferta repercuten en los costos totales** de operación del sistema. Sin embargo, como es de esperar **no existe una correlación directa** entre los costos totales de operación del sistema y costos marginales.

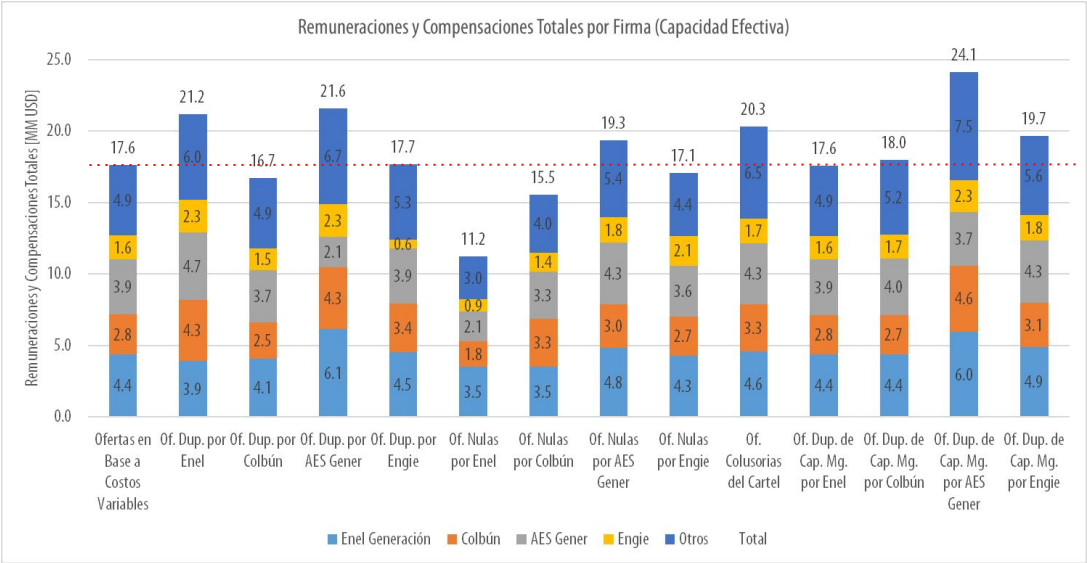




Diferentes estrategias de oferta modifican el pre-despacho y despacho de diferentes mix de generación, los que responden de manera diferente a desviaciones.

Análisis de Desempeño del Esquema de Mercado de Ofertas

Diferentes **estrategias** de oferta **impactan de manera diferente a los actores** según sus portafolios de generación, en cuanto a niveles de asignación y precios marginales resultantes. Bajo una **escenario colusivo**, las firmas del cartel **ven aumentadas sus remuneraciones y compensaciones totales**, dado el reducido impacto en el nivel de asignación total del cartel.



Cabe recalcar que 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.

Principales Observaciones del Nivel 2

- Los resultados obtenidos son **consistentes** con el análisis de esquemas de múltiples etapas de liquidación en cuanto al valor de los pronósticos.
- Resultados recalcan el **rol relevante del monitoreo de las condiciones de competencia** en el corto, mediano y largo plazo.
- En este sentido, se confirman los resultados de (Vinken Dictuc, 2021) 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** sobre los cuales es posible influir:

  - Gestión centralizada de **recursos hídricos**.
  - **Disponibilidad de recursos** de corto plazo.
  - **Contratación a plazo**, **diseño** de mercado y medidas de **mitigación** y **monitoreo**.

Study to Assess Chilean Electricity Market Competitiveness Under a Bid-Based Pricing Scheme and Measures to Transition to this Scheme. Informe preparado para el World Bank Group (2021).

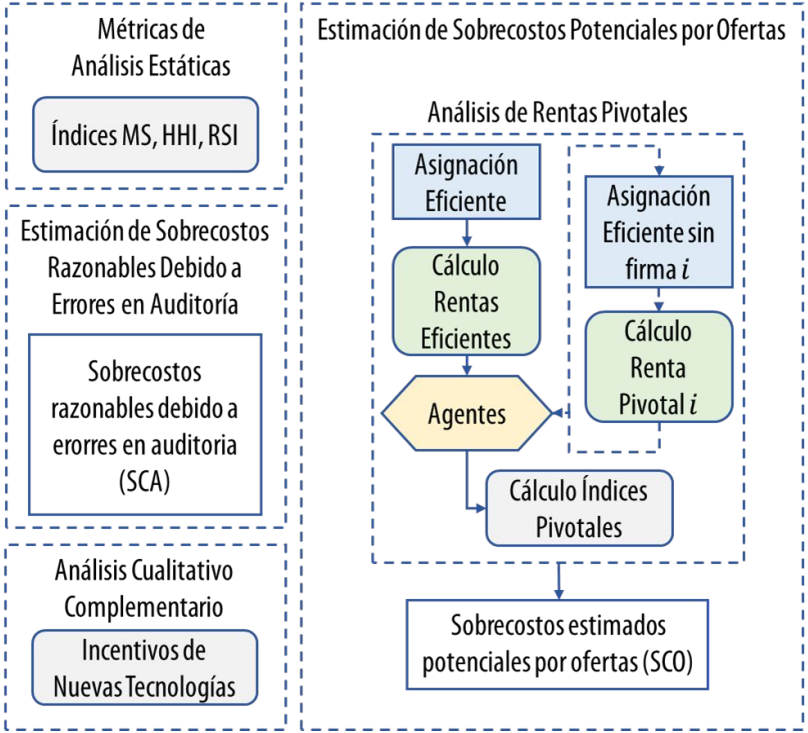
Ranking de Tecnologías para su Participación con Ofertas

Metodología de Ranking de Tecnologías

Existen tecnologías y/o firmas que debido a sus características (tamaño/estructura de costos) no tienen capacidad de ejercer poder de mercado, con lo que **participación con ofertas no genera riesgos en la operación eficiente** del sistema.

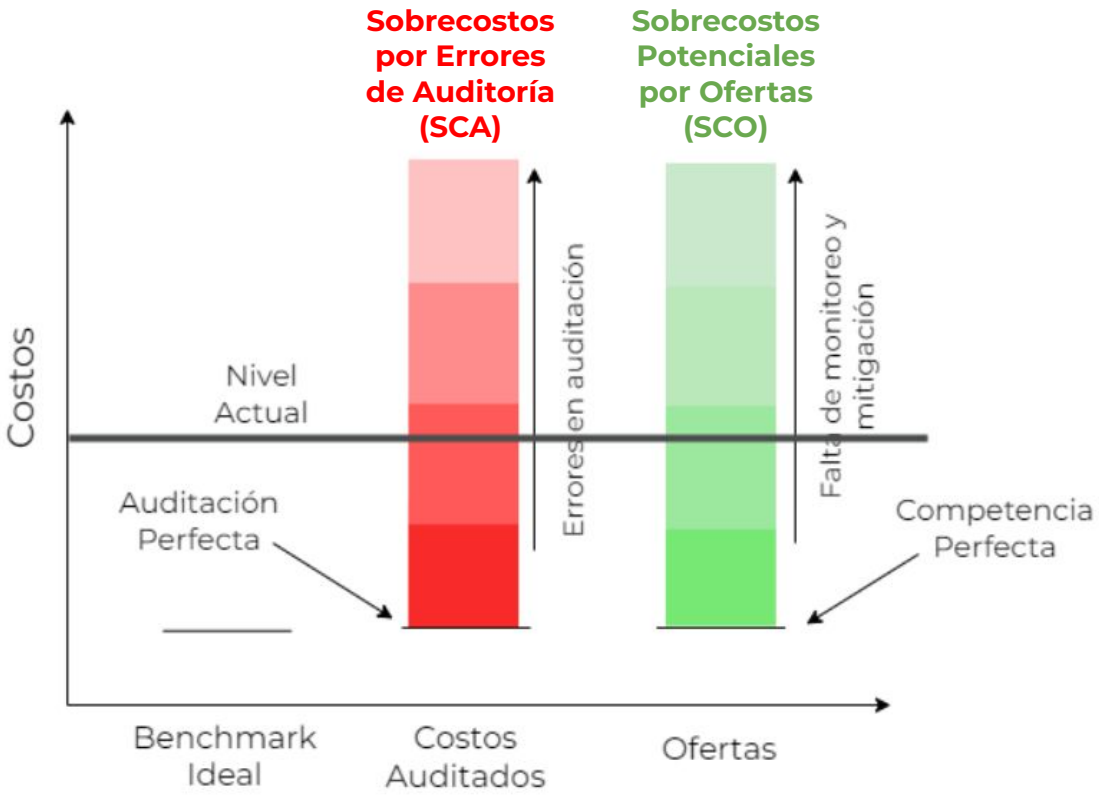
La metodología consta de **3 tipos de indicadores**:

- Estimación de **sobrecostos debido a errores en auditoría (SCA)**: De CV, rampas, mínimos técnicos.
- **Métricas de análisis estáticas**: *Market Share, Herfindahl-Hirschman Index, Residual Supply Index.*
- Estimación de **sobrecostos potenciales por ofertas (SCO)**: A través de rentas pivotales y su comparación con sobrecostos por errores de auditoría.



A partir de estos resultados y análisis cualitativos complementarios se determina un ranking de tecnologías y necesidades para etapas de participación con ofertas.

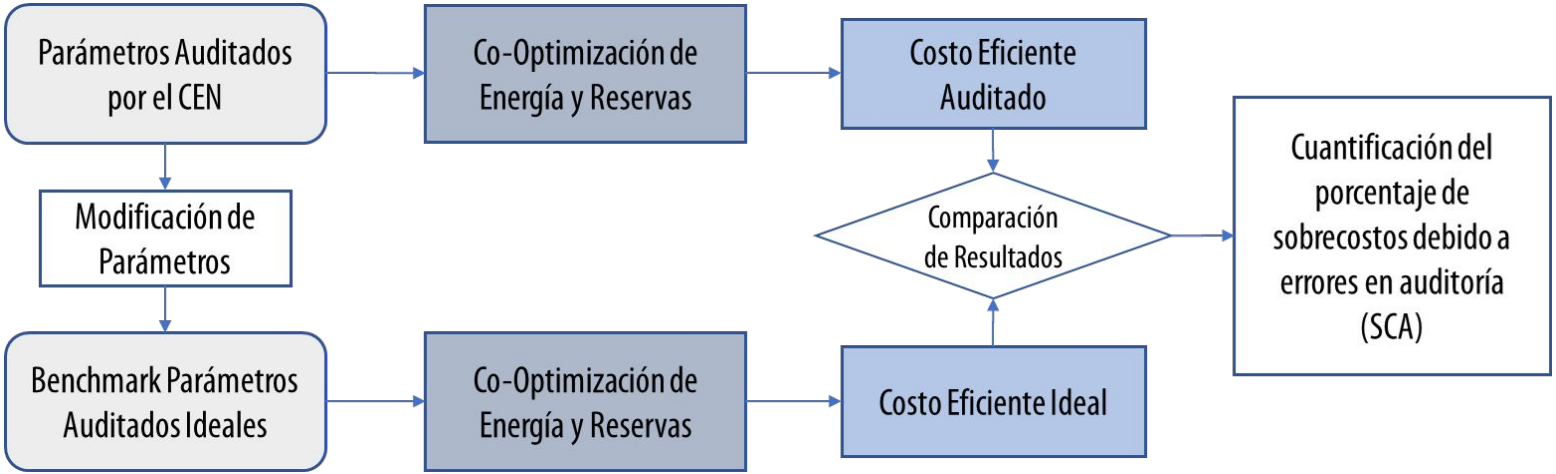
Metodología de Ranking de Tecnologías



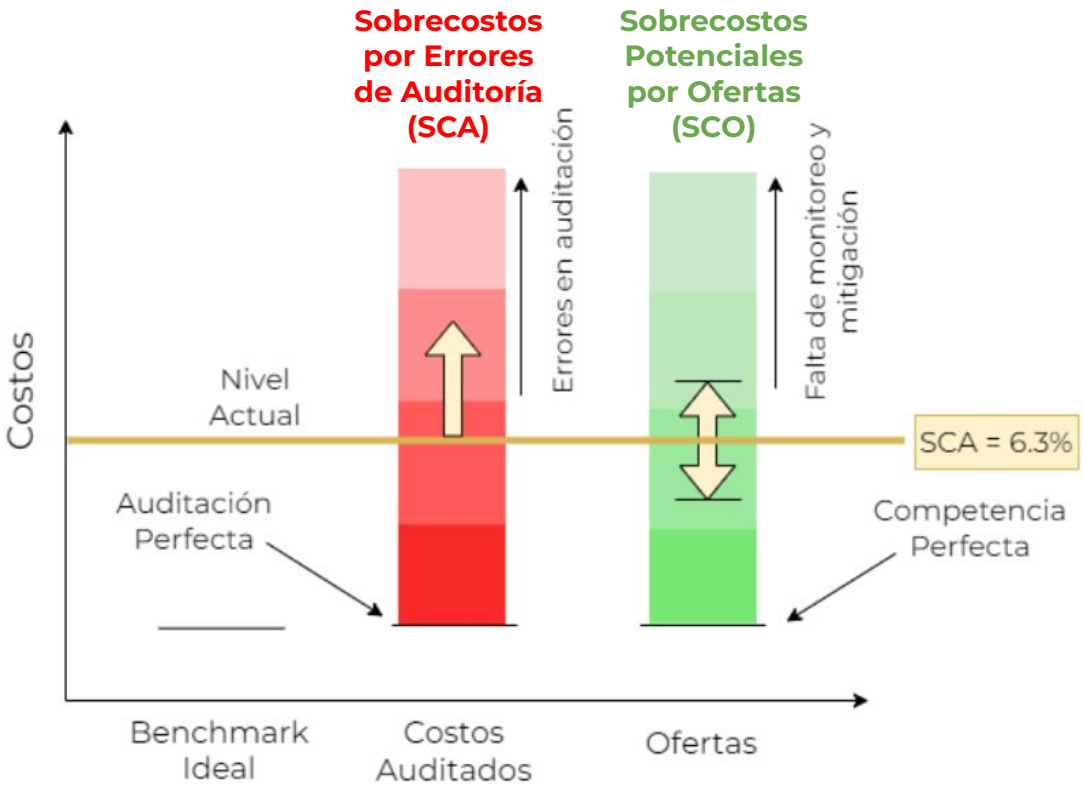
Sobrecostos por Errores de Auditoría (SCA)

Considera un **escenario basado en la operación actual** (sin ofertas) con operación centralizada y dos **escenarios Benchmark**, en los cuales se escogen variaciones de un 10% en parámetros de operación clave, los cuales suponen la corrección de errores en la auditación:

- **Benchmark Caso 1: Mínimo Técnico** reducido un **10%** respecto al auditado.
  Rampas de centrales incrementadas un **10%** respecto a las auditadas.
- **Benchmark Caso 2: Costos Variables** reducidos en un **10%** respecto a los auditados.

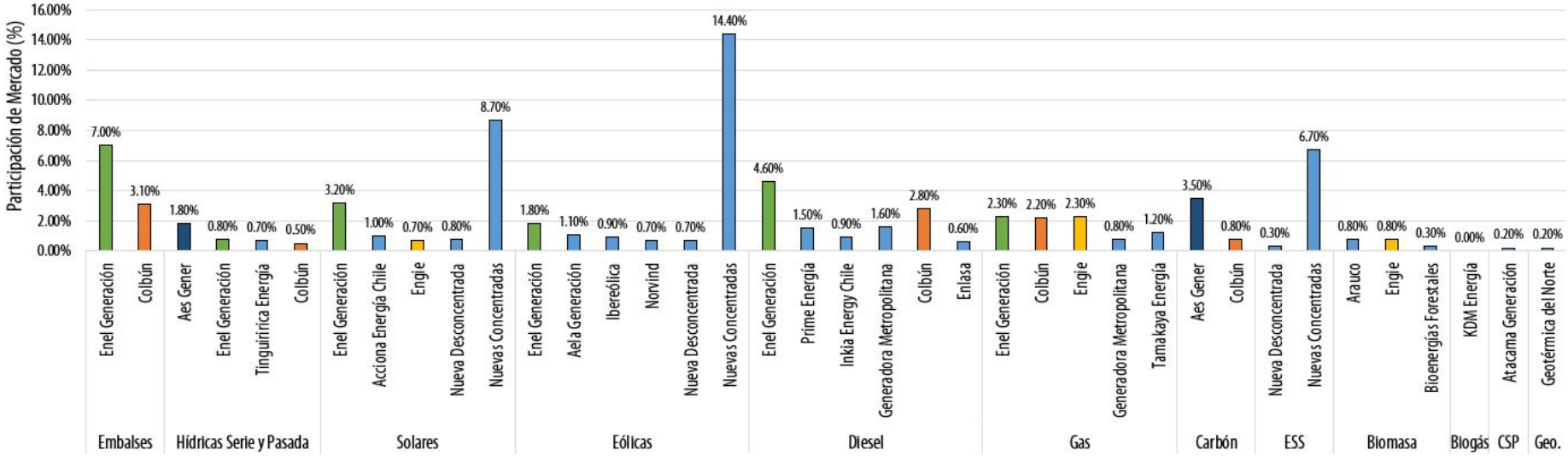


Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO)



Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO)

Se realiza el análisis de **sobrecostos potenciales por ofertas (SCO)** para cada **tecnología y firma**, los cuales son comparados con los **Sobrecostos por errores de auditoría (SCA)**, de forma de comparar con el **mercado de costos ideal de menor costo** sistémico.



Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO)

Para cada par tecnología-firma se realiza un análisis de **rentas pivotales**, definidos como la diferencia entre el costo de operación del sistema con y sin el par tecnología-firma.

$$\pi_i = \begin{pmatrix} \min \sum_j^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_{j \neq i}^N P_j = P \\ \sum_{j \neq i}^N R_j \geq R \\ P_i = 0 \\ R_i = 0 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \min \sum_j^N c_j(P_j, R_j) \\ \text{s.t.} \sum_j^N P_j = P \\ \sum_j^N R_j \geq R \end{pmatrix}$$

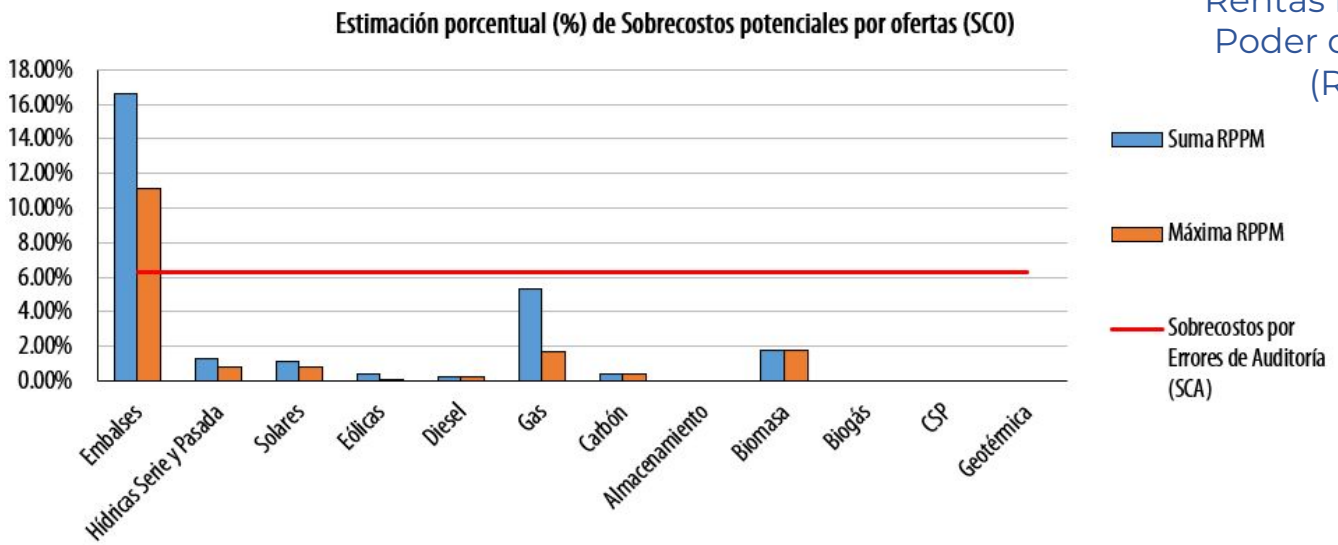
Rentas pivotales pueden separarse en:

- **Rentas de Eficiencia:** obtenidas por operar de forma más eficiente que la unidad marginal.
- **Rentas de Poder de Mercado (RPM): las que indican el potencial beneficio por poder de mercado y que son comparadas con los Sobrecostos por errores de auditoría (SCA).**

Sobrecostos Potenciales por Ofertas (SCO)

A partir del análisis antes descrito, se calculan **rentas pivotales totales por tecnología**, mediante la **suma del aporte de cada par firma-tecnología**, asumiendo que firmas con menor participación no aportan a Sobrecostos potenciales por ofertas (SCO).

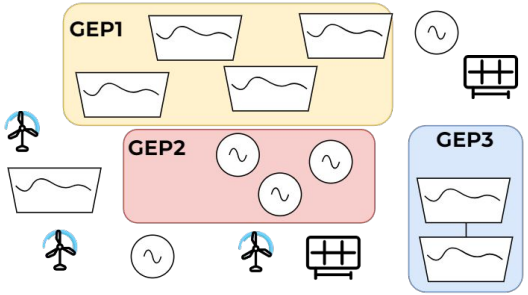
Rentas Pivotales de Poder de Mercado (RPPM)



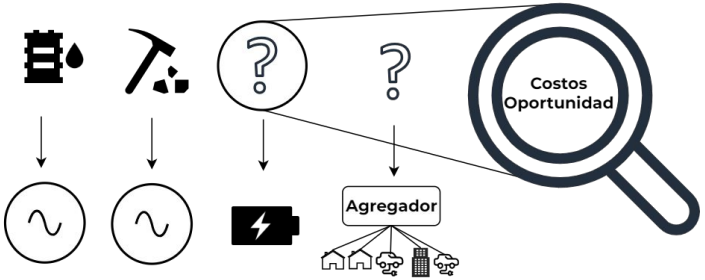
Se destacan Rentas Pivotales de Poder de Mercado (RPPM) asociadas a la generación hidráulica de embalses, dando cuenta del impacto que podría generar su participación en ofertas, lo que se encuentran por sobre Sobrecostos por errores de auditoría (SCA) de referencia.

Análisis Cualitativo Complementario

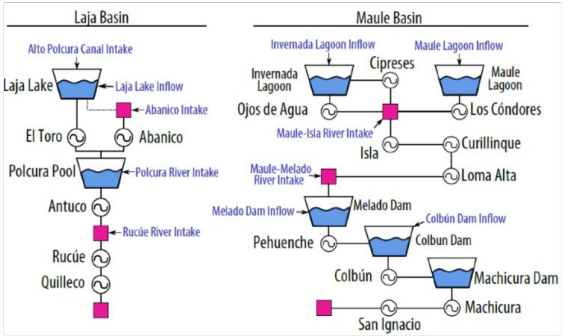
Concentración de tecnologías se relaciona con poder de mercado



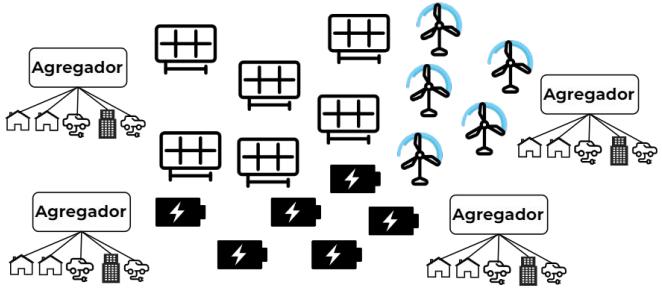
Esquema de ofertas facilitaría la integración de tecnologías con costos difíciles de auditar



Cuencas hidrológicas complejas requieren coordinación efectiva

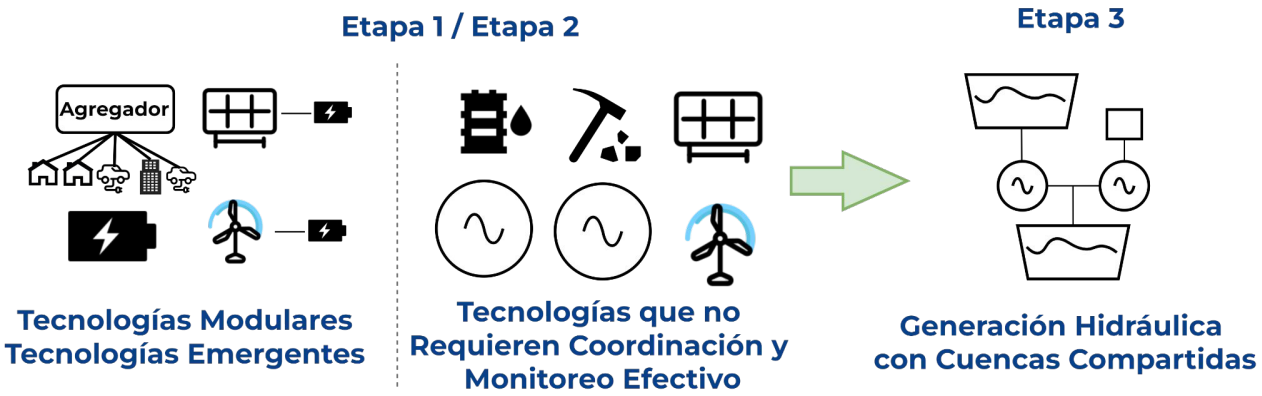


Tecnologías modulares y/o distribuidas presentan menor potencial poder de mercado



Ranking de Tecnologías

- Se recomienda la **apertura a ofertas con menor restricción inicialmente a tecnologías emergentes** (i.e, respuesta de demanda, sistemas de almacenamiento de energía e híbridas).
- A continuación (o en paralelo al punto anterior), la apertura al **resto de tecnologías de generación renovable y térmicas** en función del establecimiento de **medidas de mitigación y monitoreo** acordes.
- Finalmente, se recomienda que la apertura a ofertas (de alguna naturaleza) de tecnologías asociadas a **cuencas hidrográficas compartidas** (e.g., hidráulicas de embalses) sea evaluada en **etapas avanzadas de implementación**.

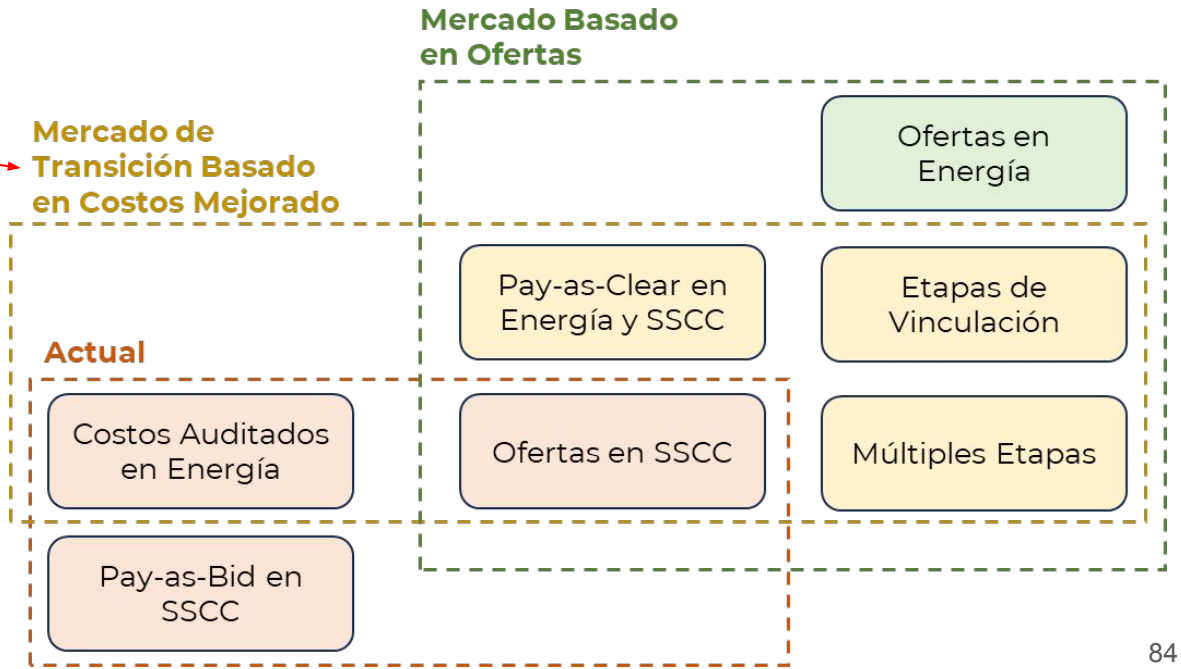


Detalles Hoja de Ruta para Actualización del Diseño de Mercado

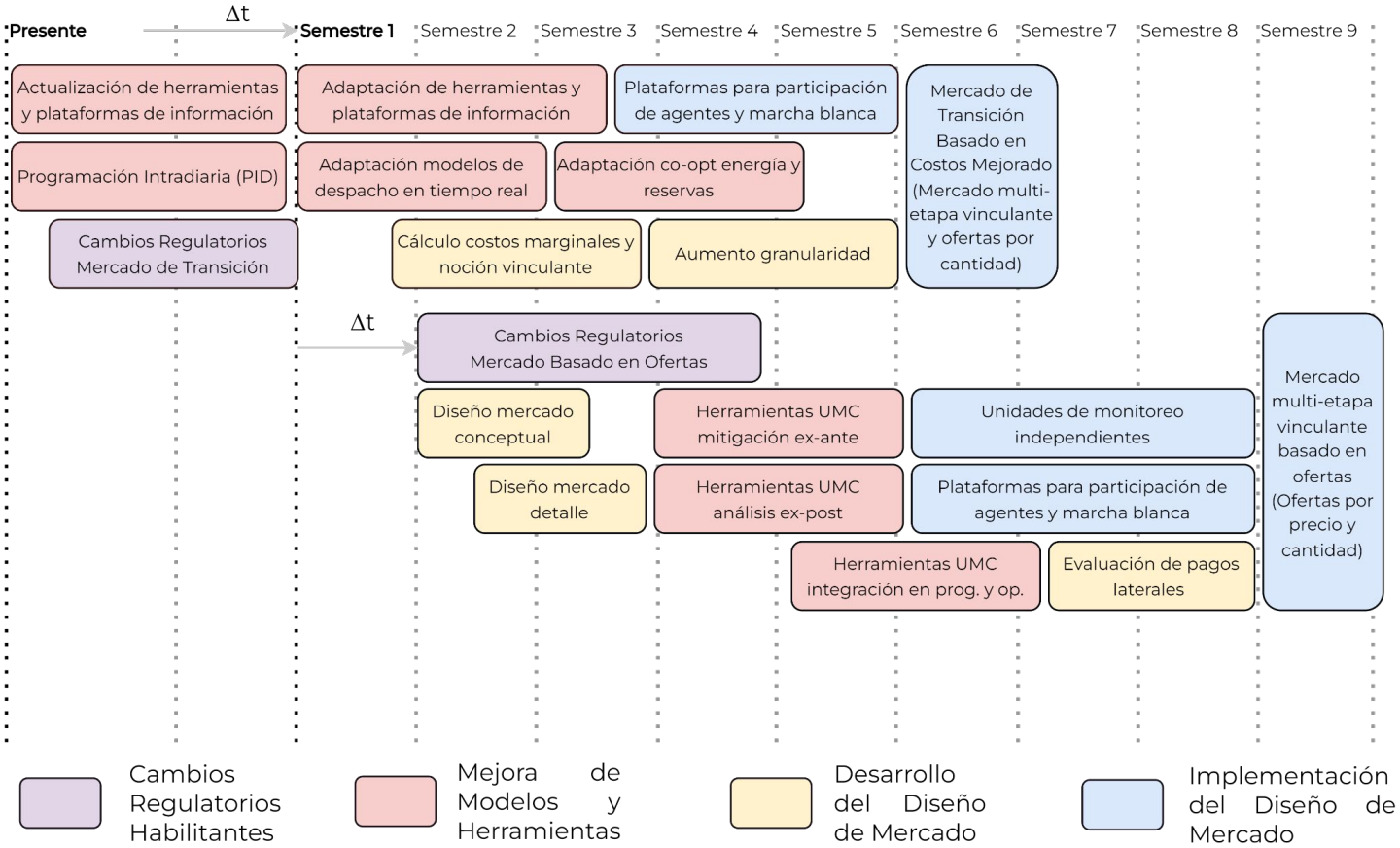
Hoja de Ruta para Actualización del Diseño de Mercado

Requiere habilitar **herramientas de monitoreo y mitigación**, junto a **plataformas de información** para agentes del mercado.

Considera una **mejora de modelos y herramientas** para realizar la programación y la OTR del SEN



Cronología Tentativa para Implementar Cambios



(*) Donde Δt hace referencia a un período de tiempo adicional producto de la incertidumbre en el inicio de procesos.

Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado

Considera **extensiones naturales al esquema actual centralizado**, **etapas de vinculación** con **costos auditados** en energía, pero sin inconsistencias entre el mercado de energía y de SSCC, así como elementos de implementación, modelos y herramientas de operación del mercado.

- **Adaptación de Herramientas:** Lo que a nivel de procesos de planificación, programación y operación del SEN requiere de la revisión de al menos:
  - **Modelos de coordinación** hidrotérmica.
  - **Proyecciones** de generación variable y demanda.
  - Metodologías para la **definición y cálculo de requerimientos** de reservas.
  - Herramientas de **monitoreo** de mercado y medidas de **mitigación**.
- **Adaptación de Plataformas de Información:** Asociadas al regulador y operador del SEN, su operación y mercados asociados, considerando la **calidad, consistencia, disponibilidad y accesibilidad** de la misma, así como **documentación complementaria** que facilite su comprensión y análisis.
- **Adaptación de Modelos de Despacho en Tiempo Real:** **Reemplazando el uso de listas de mérito por modelos de despacho en tiempo real basados en co-optimización** de energía y reservas, lo que puede asociarse a los avances en el proceso de la programación intradiaria (PID).

Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado

- **Cálculo de Costos Marginales y Adaptación Co-optimización:** Transicionando hacia un diseño basado en **co-optimización y precio uniforme tanto para energía y reservas**, explicitando el cálculo del costo marginal como la variable dual de los modelos de operación.

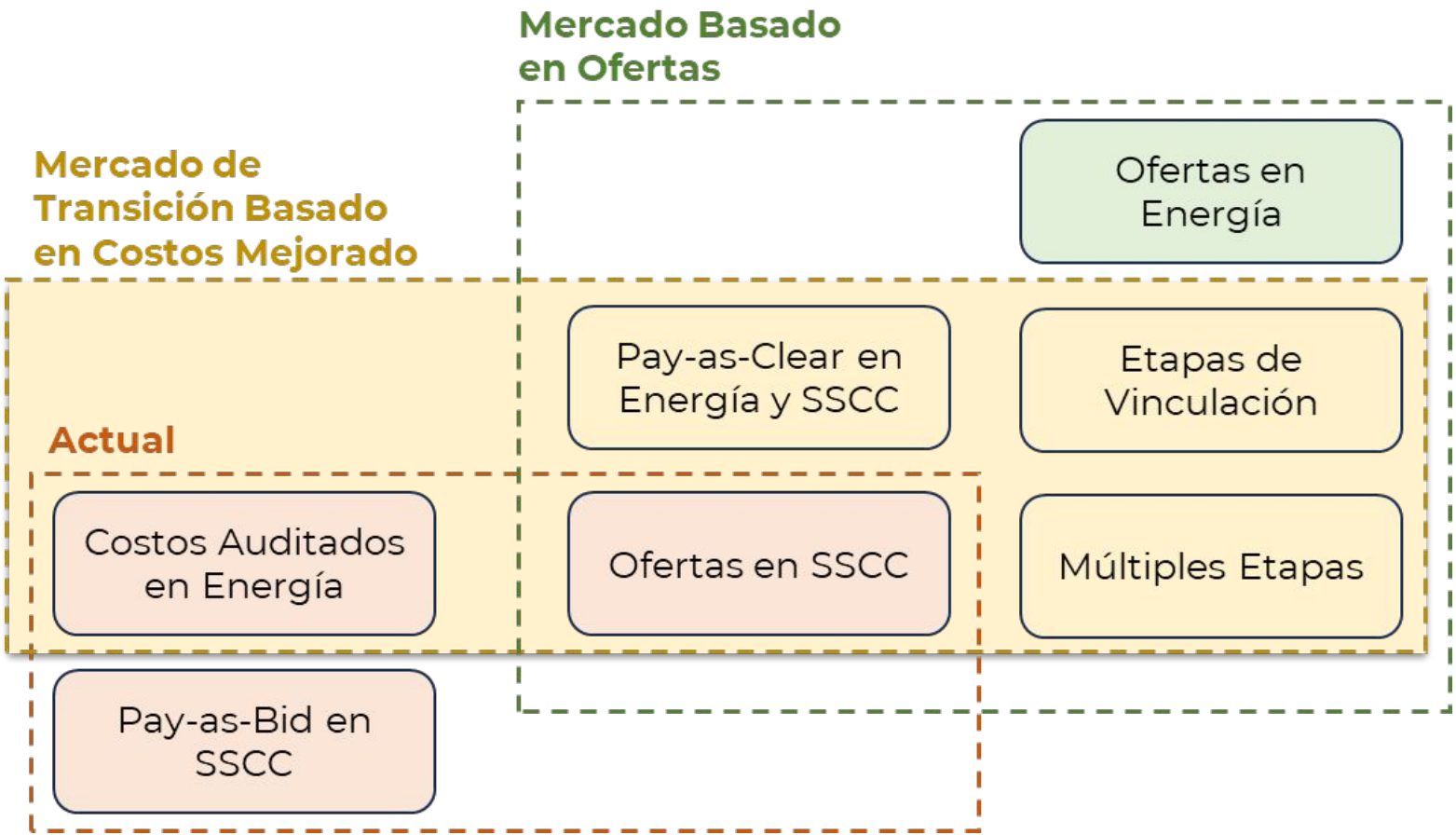
- **Aumento en la Granularidad:** De forma **progresiva en modelos y herramientas de cálculo de procesos** asociados a la programación y operación del sistema, lo que debiera impactar positivamente la **operación eficiente** del sistema, además de **capturar y reconocer de mejor manera el valor de atributos y aportes a la flexibilidad**.

- **Incorporar Nociones de Vinculancia:** Implementar gradualmente un esquema de **mercado de múltiples etapas de naturaleza vinculante**, de tal forma que resultado de la programación sea vinculante.

- Mercado de transición basado en costos mejorado permitirá un aprendizaje de **nuevas instancias** de participación, así como el **diseño y adopción de herramientas de monitoreo y mitigación requeridas** para una transición progresiva hacia próximas etapas.

Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado

Finalizada la marcha blanca, se concreta una primera transición hacia un esquema de mercado basado en co-optimización y precios uniformes para energía y reservas con nociones de vinculancia en múltiples etapas.


Mercado Basado en Ofertas
Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado
Actual
Ofertas en Energía
Pay-as-Clear en Energía y SSCC
Etapas de Vinculación
Costos Auditados en Energía
Ofertas en SSCC
Múltiples Etapas
Pay-as-Bid en SSCC

Mercado Basado en Ofertas

Nivel en que el **principal elemento diferenciador consiste en que la información de entrada pasa a basarse en una estructura de ofertas** en precio y cantidad por energía.

- **Cambios Regulatorios Habilitantes de un Mercado Basado en Ofertas:** En relación a la **naturaleza de la información de entrada** a modelos y herramientas como información auditada y modificaciones asociadas al ámbito y facultades de unidades de monitoreo, asociados al **diseño conceptual y de detalle** del mercado.

- **Plataformas para la Participación de Agentes:** La actualización de **plataformas de información y participación**, así como la **educación de los agentes** respecto a las nuevas reglas de mercado.

- En este contexto, y a propósito de agentes que no cuenten con las herramientas y/o recursos humanos requeridos, la **posibilidad de continuar con un esquema de auditación de costos por tecnología**, las que también puedan servir como referencia para mecanismos de mitigación de ofertas de mercado.

Mercado Basado en Ofertas

- Cualquier posibilidad de realizar ofertas por energía (i.e., tanto en cantidad como en precio), requerirá de la **revisión, diseño y adopción de herramientas de monitoreo y mitigación** adecuadas para ello.

- **Herramientas de la UMC:** En favor de un monitoreo proactivo, **incorporando medidas de mitigación de corto plazo** oportunas y dinámicas, así como la evaluación de **medidas intermedias**.

- **Unidades de Monitoreo Independientes:** Evaluar la conveniencia de contar con una entidad independiente y externa al CEN, **sin conflictos de interés** de algún tipo.

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

POTOMAC ECONOMICS

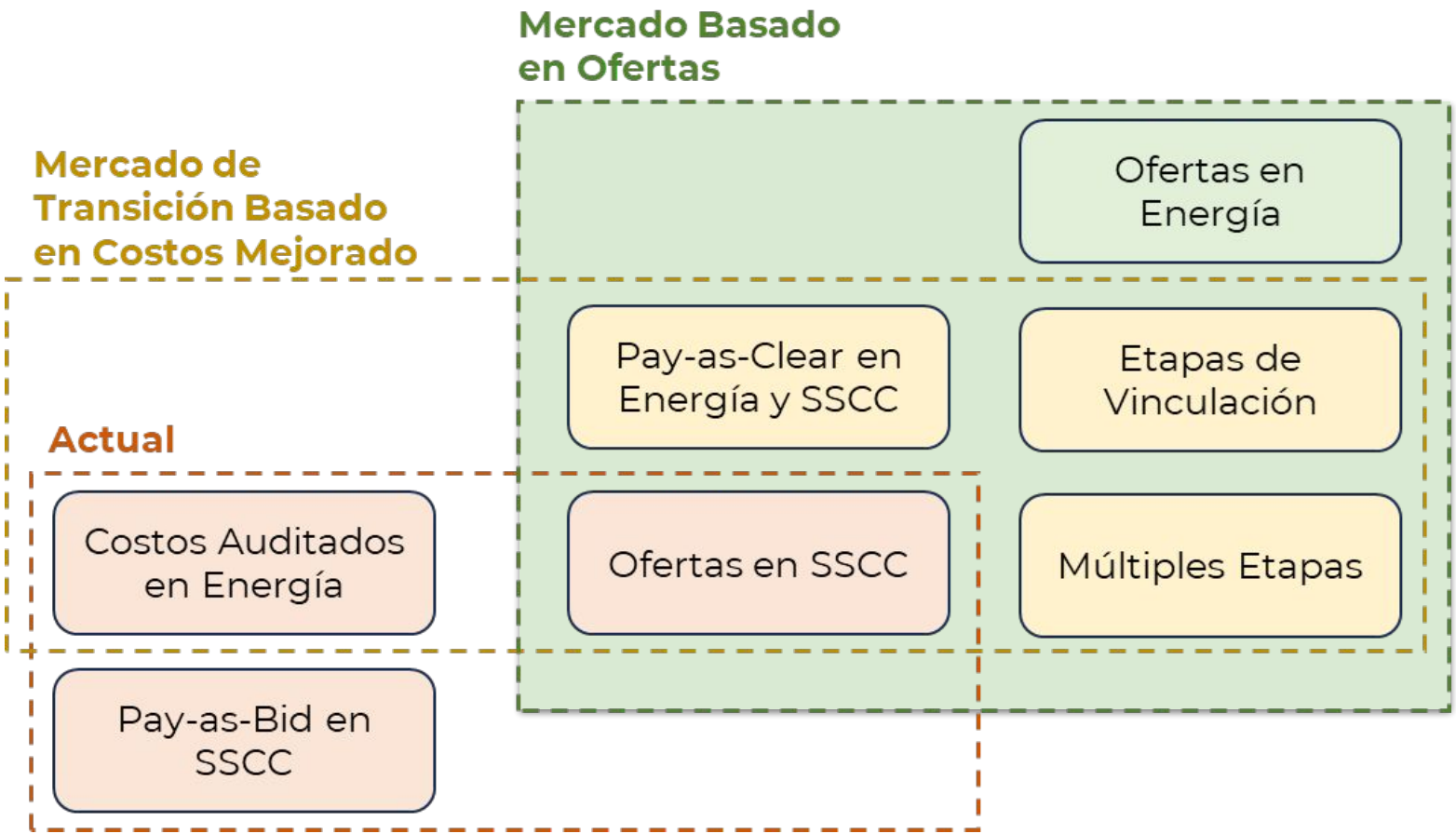
Monitoring Analytics

Mercado Basado en Ofertas

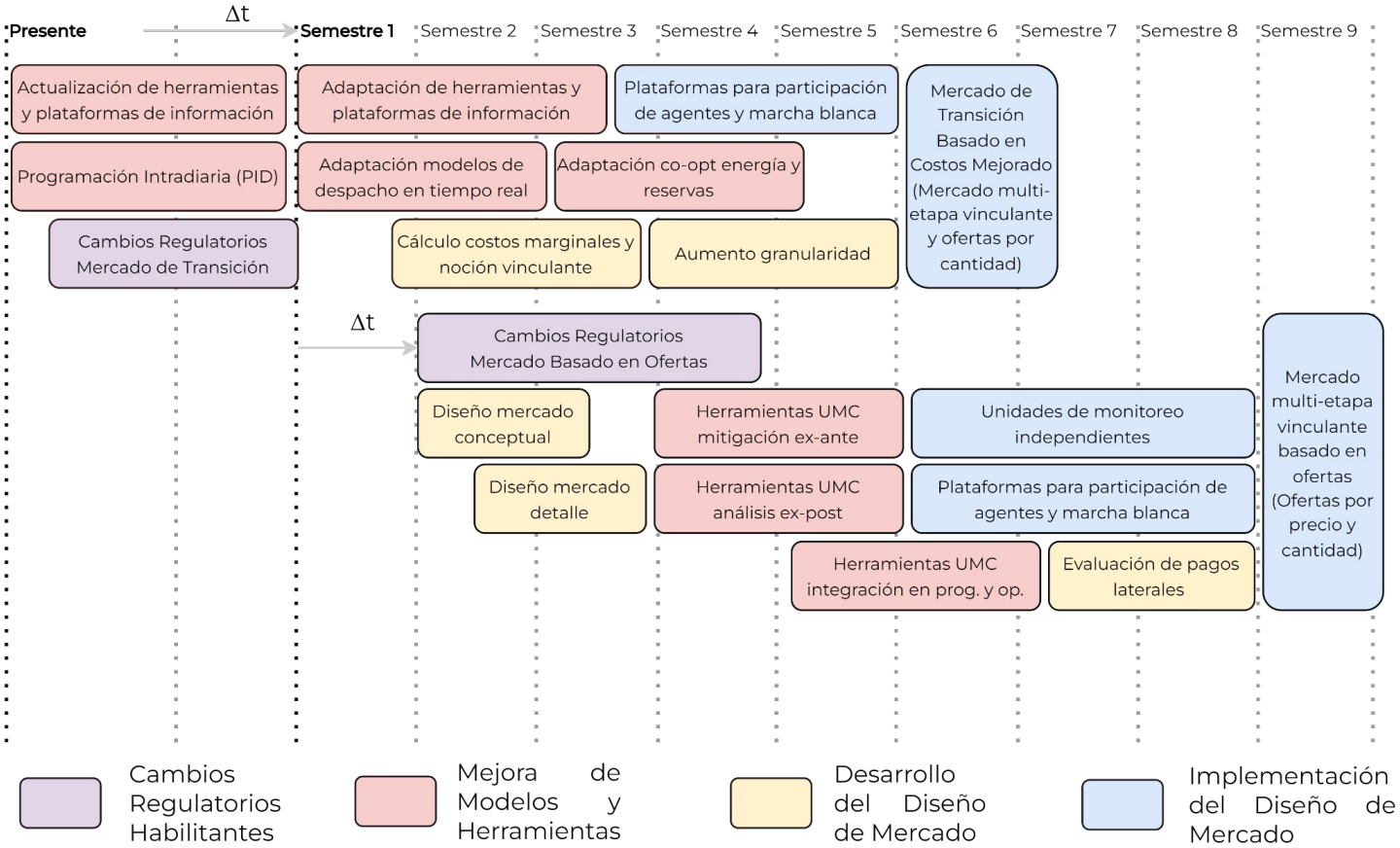
- **Marcha Blanca del Mercado Basado en Ofertas:** Se propone una **adopción gradual** de un mercado basado en ofertas tanto por cantidad como por precio. Esto, en función de diferencias de atributos de tecnologías, y haciendo uso, por ejemplo, de **bandas de referencia** para el monitoreo y mitigación.

- **Evaluación de Pagos Laterales:** Junto a la **maduración** del esquema de mercado, se podrá revisar la necesidad y factibilidad de modificar el esquema de pagos laterales, por ejemplo mediante la modificación de señales marginales (e.g., extended LMP).

Finalizada la marcha blanca, se concreta la transición total hacia un esquema de mercado basado en ofertas de múltiples etapas de naturaleza vinculante basado en co-optimización y precios uniformes para energía y reservas.


Mercado Basado en Ofertas
Mercado de Transición Basado en Costos Mejorado
Actual
Ofertas en Energía
Pay-as-Clear en Energía y SSCC
Etapas de Vinculación
Costos Auditados en Energía
Ofertas en SSCC
Múltiples Etapas
Pay-as-Bid en SSCC

Cronología Tentativa para Implementar Cambios



(*) Donde Δt hace referencia a un período de tiempo adicional producto de la incertidumbre en el inicio de procesos.

Conclusiones

Principales Conclusiones

- Necesidad de **rediseño** de los mercados eléctricos debido a cambios tecnológicos impulsado por necesidades de transición energética 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.
- Mercados de **ofertas pueden adaptarse de mejor manera** que uno basado en costos a los desafíos actuales y futuros del Sistema Eléctrico Nacional.
- Lo anterior requiere abordar una serie de **desafíos y brechas actuales** para empezar a **considerar** la implementación de mercados basados en ofertas.
- Se requerirá de una serie de **etapas, horizontes de tiempo y recursos adecuados** para su ejecución.

Principales Conclusiones

- Análisis de **condiciones de competencia** muestran que existen condiciones favorables para una transición del diseño de mercado donde manejo de recursos hídricos, capacidad efectiva, y mecanismos de contratación y mitigación de poder de mercado **son críticos**.
- **Proceso gradual de varios años** desde el **mercado actual** manteniendo elementos positivos del diseño actual y buenas prácticas hacia un **mercado mejorado basado en costos auditados** (foco: herramientas) y posteriormente un **mercado de ofertas para energía y SSCC** (foco: monitoreo y mitigación).
- Transición tomará un **horizonte de años** en materializarse, por lo que **cambios propuestos** al mercado mayorista **requieren** ser planificados y ejecutados con **perspectiva de Estado**.
- **Mejoras** a mercados de corto plazo **deben complementarse** con modificaciones a mecanismos de capacidad sumado a otras instancias para contratación de largo plazo (mercados híbridos competencia por y en el mercado).
- En el **corto plazo es relevante comenzar con modificaciones** al diseño del mercado de SSCC de tal forma de ir generando **señales de inversión** mejoradas a tecnologías con atributos necesarias para una operación segura y eficiente del SEN: modificaciones al **esquema de remuneración** y evaluar **incorporación de nuevos productos** asociados a atributos de flexibilidad.

Muchas Gracias

http://www.vinken.cl

Perfeccionamiento del Mercado Eléctrico Nacional en la Transición Hacia un Esquema de Ofertas

Matias Negrete Pincetic
Departamento de Ingeniería Eléctrica UC
Vinken Dictuc
Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

12 de Junio de 2024