



Identificación de Acciones Sistémicas de Corto y Largo Plazo para un Desarrollo Adecuado de los Sistemas de Transmisión como Condición Habilitante de la **Carbano Neutralidad**

RESUMEN DEL ESTUDIO

Consultora SPEC
www.spec.cl

Instituto Sistemas Complejos de la Ingeniería
www.isci.cl

2023

Identificación de Acciones Sistémicas de Corto
y Largo Plazo para un Desarrollo Adecuado de
los Sistemas de Transmisión como Condición
Habilitante de la **Carbono Neutralidad**

RESUMEN DEL ESTUDIO

El estudio completo se puede descargar en el siguiente link
<https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-PLANTX.pdf>

Consultora SPEC
www.spec.cl

Instituto Sistemas Complejos de la Ingeniería
www.isci.cl



TABLA DE CONTENIDO

1. CONTEXTO	4
2. SOBRE EL ESTUDIO	6
3. MÓDULO 1: ACCIONES DE CORTO PLAZO	7
3.1 USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EXISTENTE	7
Análisis de datos: Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	7
3.2 REVISIÓN DE DESPACHO INFLEXIBLE DE CENTRALES A CARBÓN	10
Análisis de antecedentes: Operación y costos de encendido/apagado	10
Simulaciones – Definición de casos de estudio y alcance	11
Simulaciones – Resultados obtenidos	11
4. MÓDULO 2: ACCIONES DE MEDIANO PLAZO	14
4.1 ACTUADORES Y HARDWARE	14
Control de flujos mediante FACTS o nuevos dispositivos digitales	14
Controladores de flujo de potencia: Tecnologías de corriente continua	15
Conductores y cables avanzados	15
Almacenamiento: Transmisión virtual (<i>grid booster</i>)	15
Puntos de apertura suave y puntos normalmente abiertos	16
4.2 SENSORES Y SOFTWARE	16
Capacidad térmica dinámica: Monitoreo de condiciones <i>on-line</i>	16
Co-optimización de topología y despacho económico	16
Respuesta de la demanda	18
Sistemas de control y monitoreo de área amplia	18
Esquemas de protección especial	18
Tecnologías de información y comunicación	18
Técnicas de evaluación de seguridad dinámica avanzadas	19
4.3 DESCRIPCIÓN DE OPORTUNIDADES/VENTAJAS	19
4.4 DISCUSIÓN DE BARRERAS IDENTIFICADAS	22

5. MÓDULO 3: ACCIONES DE MEDIANO-LARGO PLAZO	24
5.1 PARTE 1: MODIFICACIONES INCREMENTALES	24
Datos de entrada y detalle de modelamiento	24
Enfoque multivalor	25
Ejemplo de aplicación	27
5.2 PARTE 2: MODIFICACIONES PROFUNDAS	28
Simulación candidato a candidato vs optimización global	28
Incertidumbre futura, proactividad y adaptabilidad	28
Incorporación de nuevas tecnologías	29
Consideración de soluciones de distribución y recursos energéticos distribuidos (DERs)	29
Coordinación de trazado y territorios	30
Confiabilidad y resiliencia	30
6. MÓDULO 4: REGULACIÓN	31
6.1 CUERPOS REGULATORIOS REVISADOS Y PRINCIPALES HALLAZGOS	31
6.2 MODIFICACIONES PROPUESTAS PARA ABORDAR BRECHAS	32
6.3 ASPECTOS DE TARIFICACIÓN QUE REQUIEREN UNA REFORMA	32
Eje 1: Creación de contratos financieros por red	33
Eje 2: Existencia de un régimen eficiente y libre de inversiones en transmisión, en armonía con el régimen central y mandatado.	30
Eje 3: Peajes según beneficiarios.	34
7. REFERENCIAS	36

1. CONTEXTO

Según el ranking *Bloomberg Climatescope*, Chile es uno de los países emergentes más atractivos del mundo para el desarrollo de energías renovables. En 2022, un 28% del total de la energía generada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue producida a partir de energía eólica y solar. Se espera que la penetración de estas tecnologías al SEN sólo siga en aumento, ya que en los últimos años casi un 100% de los proyectos de generación en construcción y en evaluación ambiental son renovables.

En el último análisis de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 del Ministerio de Energía, que busca una expansión indicativa tanto de la infraestructura de generación como de transmisión a mínimo costo, se proyecta que una matriz de generación eléctrica en línea con el compromiso de alcanzar la carbono neutralidad a más tardar en 2050 va a requerir de cerca de 60 GW de capacidad instalada de generación solar y eólica, desplegada a lo largo del territorio nacional. Avanzar en esta dirección implica una profunda transformación del SEN, en el cual se van a requerir cerca de 50 GW de capacidad de generación renovable adicionales respecto de los existentes a fines de mayo de 2022.

Para incorporar de manera costo-eficiente el creciente volumen de generación renovable, particularmente de fuentes solares y eólicas, será necesario contar con condiciones habilitantes que permitan gestionar los desafíos asociados a su ubicación geográfica y naturaleza variable. Una de estas condiciones habilitantes es el desarrollo oportuno y uso eficiente de la infraestructura de transmisión eléctrica, la que permite:

- El transporte de energía renovable de bajo costo desde las zonas con mejores condiciones de producción a los grandes centros de consumo.
- La integración de recursos de generación renovables con diversos perfiles de generación en una amplia superficie geográfica.
- Garantizar niveles mínimos de confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico por fallas intempestivas de equipos, terremotos o ante eventos climáticos extremos.

En vista de lo anterior, es preciso revisar el estado de las condiciones de corto, mediano y largo plazo que permitirán que dicha infraestructura se despliegue y se opere de manera eficiente y oportuna, en línea con el ritmo de desarrollo de la oferta de generación. ●



2. SOBRE EL ESTUDIO

El presente estudio tiene por objetivo identificar las brechas existentes, que permitan hacer un mejor uso de las capacidades actuales y perfeccionar planificación futura de la infraestructura de transmisión del sistema eléctrico, manteniendo los estándares de seguridad del sistema. A través de un análisis de experiencia internacional y estado del arte se han identificado distintas acciones de corto, mediano y largo plazo que deben ser tomadas a fin de modernizar la operación y planificación de la red de transmisión, así como para habilitar la entrada de nuevas tecnologías avanzadas.

Los hallazgos del estudio han sido organizados en cuatro módulos o capítulos cuyo alcance se detalla a continuación.

- **Módulo 1 - Acciones de corto plazo:**

En este módulo se indaga sobre aquellos elementos de la operación del SEN que resultan en limitaciones o congestiones de transmisión, como pueden ser las metodologías de programación de la operación y la operación en tiempo real.

- **Módulo 2 - Acciones de mediano plazo:**

Este módulo se enfoca en la aplicación de nuevas tecnologías para permitir un mejor uso de la capacidad de transmisión existente, destacando las del tipo hardware como DLR, Almacenamiento y FACTS, entre otros.

- **Módulo 3 - Acciones de mediano-largo plazo:**

En este módulo se discute acerca de la necesidad de contar con metodologías adecuadas para la planificación de la red, en el contexto de sistemas profundamente descarbonizados.

- **Módulo 4- Regulación:**

En este módulo se discuten aquellas barreras identificadas para el despliegue de las distintas medidas recomendadas que se han levantado en los módulos anteriores. ●



3. MÓDULO 1:

ACCIONES DE CORTO PLAZO

En este módulo se analizaron aquellos elementos de la operación del SEN que están relacionadas con la programación del día anterior, o la operación en tiempo real, que resultan en congestiones o en un uso ineficiente de los recursos de transmisión. El alcance de este módulo se limita a dos análisis.

- **Uso del sistema de transmisión existente:** Análisis de datos históricos sobre uso de principales corredores congestionados con el objetivo de entender si hay un uso eficiente de los recursos disponibles y su relación con la operación de tiempo real.
- **Revisión de despacho inflexible de centrales a carbón:** Ejemplo aplicado al SEN comparando programación de la operación para distintos modelamientos de costos y tiempos de partida/parada, con las respectivas revisiones de cumplimiento de estándares de seguridad, reservas, inercia y efectos en las reducciones renovables.

En las siguientes secciones se expondrá en mayor detalle dichas actividades.

3.1 Uso del sistema de transmisión existente

A pesar de que en Chile existe un régimen de precios nodales, donde el costo marginal se calcula para más de 1000 nodos en el Sistema, en la práctica la operación del Sistema se realiza de manera zonal. Asimismo, el control de las transferencias de energía entre estas zonas se hace de manera manual, donde el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) monitorea la operación en tiempo real y va ajustando las consignas de generación mediante instrucciones a los coordinados, a efectos de

que los flujos de transmisión entre zonas se mantengan en los límites térmicos o de seguridad.

Para este efecto, el operador define un total de 8 zonas (ver Figura 1) y va dando las instrucciones, para el control de las transferencias según sea necesario, registrando al mismo tiempo la central que *margina* para cada una de ellas. Así, cuando existe capacidad de transferencia de potencia entre dos áreas o zonas, la central marginal será la misma para ambas. En caso contrario, se registrará un desacople y la central (o tecnología) que marque el costo marginal será diferente, produciendo un *gap* de precios. Todo este proceso se va registrando manualmente en un documento que se publica día a día, llamado “Registro de Instrucciones Operacionales” [1].

Operar un sistema multinodal bajo una lógica zonal mediante instrucciones manuales trae importantes desafíos. Por un lado se dificulta la capacidad de gestionar congestiones intra zonales, pero más importantemente, se ve mermada la efectividad de las instrucciones para mantener un uso eficiente de los recursos de red y mantener la seguridad. Por ejemplo, ante desviaciones en la generación de los recursos no controlables (eólica, solar) o la demanda, o bien, retardos en las respuestas de los coordinados a las instrucciones del operador, se pueden tener flujos menores a la capacidad máxima de transmisión, o incluso, que los flujos sobrepasen transitoriamente los límites de seguridad.

Análisis de datos: Nueva Pan de Azúcar - Polpaico

Se analizaron los datos reales para el año 2022 en los registros de instrucciones, los costos marginales y los flujos de transmisión. Como



Figura 1. Zonas registradas por el operador del sistema chileno para cálculo de costo marginal.

caso más notable del análisis de datos observados distingue la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. La Figura 2 muestra los valores horarios de flujo registrados para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, indicando en azul los puntos que son registrados como desacople (costo marginal registrado diferente en nodos de inicio y fin).

En general, existe un uso intensivo de la línea y la aparición de eventos de desacople es consistente con flujos cercanos al límite máximo, aunque un 84% de los puntos donde hay desacople se dieron con flujos menores a los 2000 MW. Asimismo, existen instantes donde hay desacoples producto de fallas o trabajos en la línea (o tramos contiguos) donde restringe fuertemente el flujo (puntos a la derecha en la gráfica, en torno a 400 MW), situaciones que son reportadas por el operador.

Para ejemplificar los impactos de las restricciones en esta línea se presenta a continuación un análisis enfocado en el día 27 de enero de 2022. Los flujos en la línea durante el evento se pueden ver en la Figura 3. Como se observa, en las horas 14 a 17, la línea tiene flujos inferiores al límite térmico de 2000 MVA, los cuales fueron declarados en los registros de instrucciones como desacople entre zonas. Lo anterior se verifica al analizar los costos marginales reales. La Figura 4 muestra distintas barras del sistema donde se observan costos marginales altos en la zona centro, versus costos marginales cero en la zona norte.

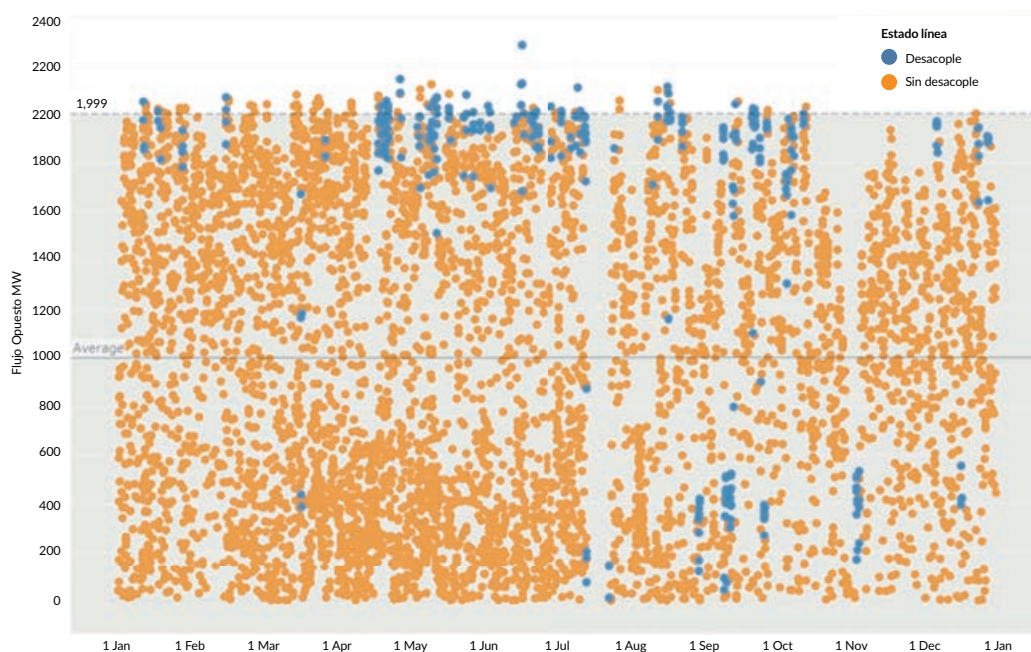


Figura 2. Flujo de transmisión Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV sentido norte-sur.

La Figura 5 muestra las reducciones eólicas y solares horarias durante el día, donde se observa, por ejemplo, que las reducciones en la hora 15 es superior a los 400 MW, mientras que en la línea existe una capacidad remanente en torno a 200 MW. Lo anterior indica que existía espacio para mejorar el uso de la capacidad de transferencia disminuyendo las reducciones, congestiones y desacoples. No obstante, en vista de las magnitudes crecientes de ERV que se va conectando a la red en la actualidad, es altamente probable que los desacoples y reducciones se mantengan a pesar de que se haga una mejora en esta línea. No obstante, en ocasiones como la descrita anteriormente el aumento de flujo de energía renovable hacia la zona centro permitiría al menos reducir el costo marginal en esta zona, lo que igualmente tiene efectos positivos hacia aquellos generadores que están expuestos al diferencial de precios de inyección y retiro.

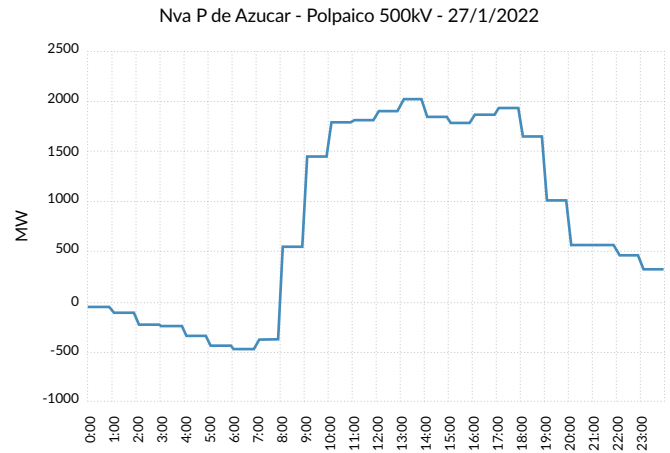


Figura 3. Flujos Nueva pan de azúcar – Polpaico 500 kV día 27/01/2022.

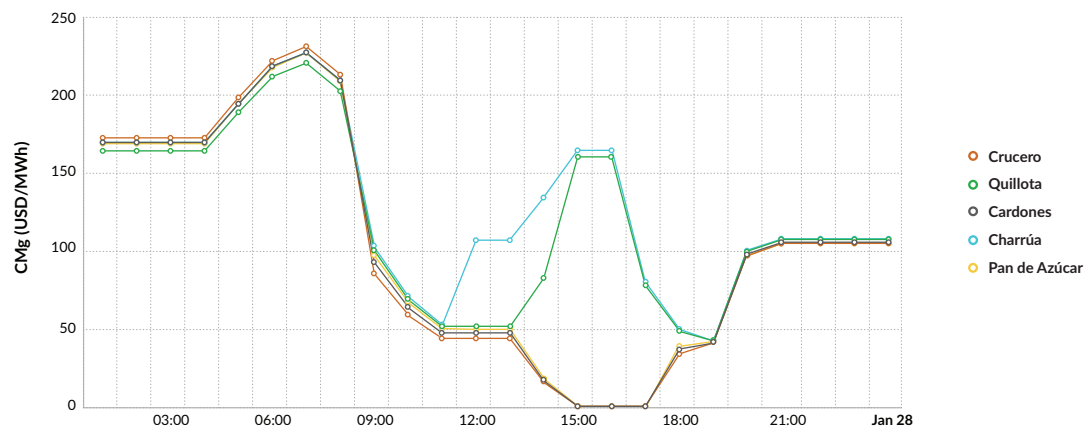


Figura 4. Costos marginales en distintas barras del sistema 27/01/2022.

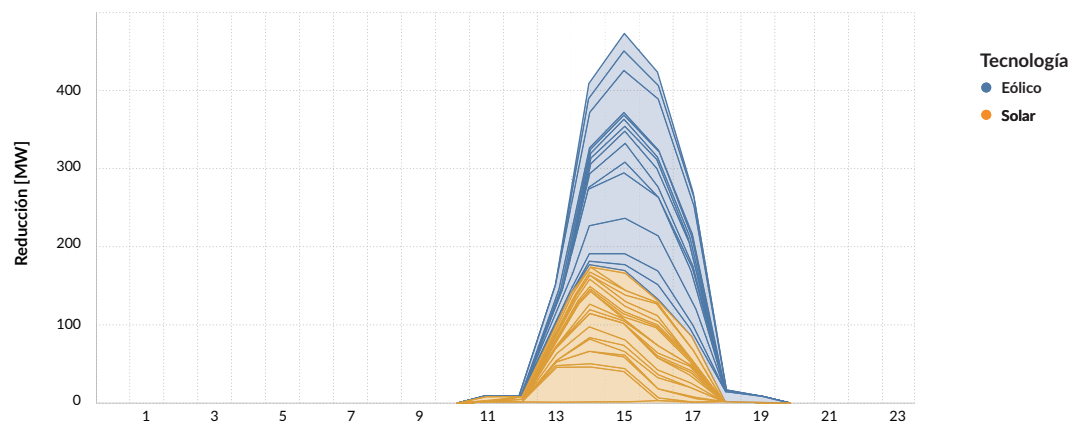


Figura 5. Reducción eólico y solar horario para el día 27/01/2022.

3.2 Revisión de despacho inflexible de centrales a carbón

La congestión en las líneas de transmisión entre el norte y centro/sur de Chile es un problema que se ha ido acentuando en los últimos años. Estas congestiones son principalmente en horas solares y son, en parte, explicadas por la creciente penetración de proyectos renovables instalados en la zona norte y la falta de capacidad de transmisión hacia la zona centro/sur. No obstante, parte de la capacidad de transmisión norte-sur es utilizada por la generación termoeléctrica que es mantenida en operación durante esas horas, en lo que se conoce como estado a “mínimo técnico”.

Por esta razón, se estudió las razones detrás de las inflexibilidades de las centrales a carbón, revisando los supuestos detrás de la programación de la operación. Asimismo, se llevó a cabo ejercicios de simulación para estimar el efecto de flexibilizar su operación en las reducciones renovables.

Análisis de antecedentes: operación y costos de encendido/apagado

En primer lugar, respecto a la operación histórica de estas centrales, la Figura 6 (a) muestra los encendidos promedios de las unidades a carbón de los últimos 5 años. Al analizar la figura se puede ver que históricamente ocurre aproximadamente un encendido por mes, lo cual guarda relación con que estas unidades -en su operación- solo

reducen carga en horas solares y no salen de servicio para retornar posteriormente en horas de la noche, es decir, las centrales a carbón tienden a funcionar de forma casi ininterrumpida.

En segundo lugar, se analizan los costos de encendido y apagado que son utilizados por el CEN al momento de programar la operación de las centrales. La Figura 6 (b) muestra los costos promedio de encendido de las centrales a carbón durante el año 2022, calculado en USD/MW para efectos de normalizar los valores y hacerlo comparativo entre unidades generadoras.

Los costos anteriormente presentados son una de las principales razones que resultan en una operación inflexible de las unidades, toda vez que la programación de la operación tiene por objetivo **minimizar los costos de operación y falla, considerando los costos asociados a encendidos y apagados de las unidades.**

Por ejemplo, considerando un costo de encendido y apagado de 500 USD/MW y una central de 150 MW con un mínimo técnico de 50 MW se tiene que los costos de apagar y encender la unidad resultan en alrededor de USD 150.000 ($2 \times 500 \text{ USD/MW} \times 150 \text{ MW}$), mientras que, por otro lado, el ahorro al reemplazar la generación a mínimo técnico por energía renovable variable (ERV) (suponiendo que existen 50 MW disponibles que no se pueden integrar a la red, durante 8 horas) es de unos 60.000 USD¹. Por lo tanto, **la decisión de mínimo costo corresponderá a mantener la unidad en operación.**

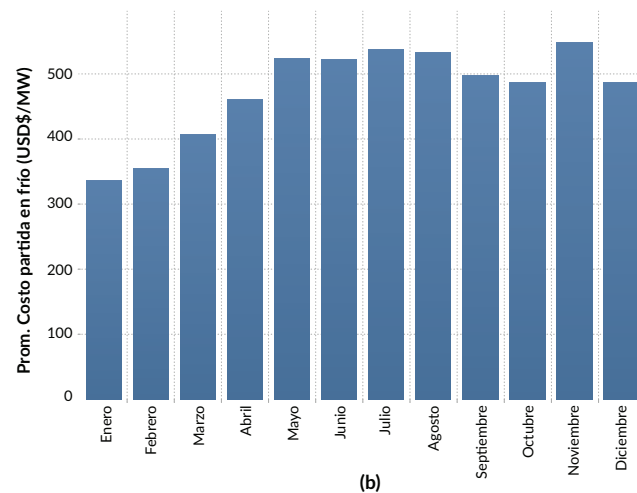
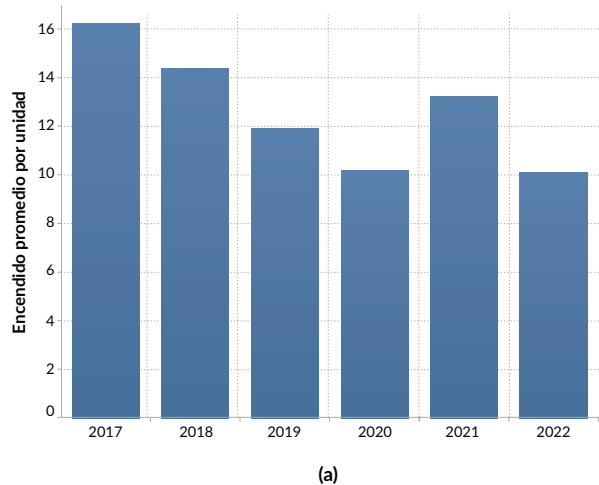


Figura 6 (a) Encendidos promedio por unidad en los últimos 6 años (Estos valores incluyen las fallas de las unidades) (b) Costo de partida promedio de centrales a carbón durante 2022 en el CEN (costos en USD/MW) [2].

¹ 50 MW por 8 horas, con un costo variable de 150 USD/MWh.

Un aspecto importante detrás de dichos valores de costos es que en el mercado chileno solo se considera un costo de encendido y apagado con sus respectivos tiempos mínimos de funcionamiento, mientras que en la literatura [3] [4] [5] se definen tres tipos de partida para las centrales a carbón. Estos tipos dependen del tiempo que llevan fuera de servicio² y cada tipo de partida tiene un costo, el cual se relaciona con el tiempo que ha estado fuera de servicio. La Tabla 1 muestra un ejemplo de los costos y tiempos de encendido y apagados asociados a las centrales carboneras en el sistema australiano [5].

Tipo de partida	Tiempo fuera de servicio [hr]	Costos [USD/MW] ³
Frio	40 o más	288
Tibio	5-40	99 (34% costo cold start)
Caliente	<5	33 (11% costo cold start)

Tabla 1. Costos de partida y tiempo fuera de servicio reportados en el sistema australiano para diferentes tipos de partida.

Simulaciones – Definición de casos de estudio y alcance

Se realizó un análisis cuantitativo mediante un modelamiento detallado de la operación de centrales a carbón que reconoce los tiempos y costos de partida en condiciones de *warm* y *hot start*⁴. Este análisis se lleva a cabo mediante simulaciones de la operación con resolución horaria y modelos de unit commitment para el año 2023, considerando una condición hidrológica media (23 TWh anuales). Se definieron los siguientes 6 casos de estudio⁵:

1. Base: Este caso tiene los costos y tiempos de partida registrados en diciembre 2022.
2. *Warm start*: Se consideran los tiempos y costos de partida en tibio.
3. *Hot start*: Se consideran los tiempos y costos de partida en caliente.
4. *Warm start* - inercia: Se consideran los tiempos y costos de parti-

da en tibio, y se incluye una restricción de inercia mínima (6000 MVA de s/e Maitencillo al norte).

5. *Hot start* - inercia: Se consideran los tiempos y costos de partida en caliente, y se incluye una restricción de inercia mínima (6000 MVA de s/e Maitencillo al norte).
6. Caso sin restricciones: Caso teórico donde no se consideran restricciones técnicas de generadores ni otras asociadas a las reservas en giro, inercias, entre otras, que pueden forzar la presencia de generación convencional en horas solares.

Simulaciones – Resultados obtenidos

La Figura 7 muestra el número de encendidos por semana (valor promedio anual) así como los tiempos promedio de funcionamiento para las centrales a carbón en los distintos casos de estudio y las sensibilidades. En el caso base se observa que las centrales funcionan de forma casi ininterrumpida durante el año, que es lo que ocurre actualmente en el SEN (puntos zona inferior derecha, altas horas de operación, bajo número de encendidos por semana). Al analizar el caso *Warm start*, el tiempo promedio de encendido máximo es de alrededor de 12 días con un gran número de unidades ciclando cada 1 o 2 días. Por último, en el caso *Hot start* el tiempo promedio máximo es de 43 horas (~2 días).

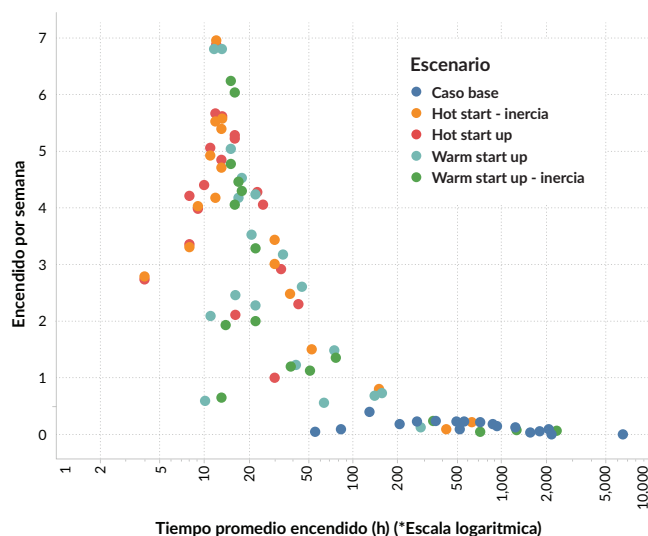


Figura 7. Encendidos por semana y tiempo promedio encendido por central (todas las centrales).

² Dependiendo la literatura revisada, los tiempos que se consideran para cada tipo de partida pueden variar levemente.

³ Los costos del sistema australiano fueron actualizados a dólares 2023

⁴ Este análisis no considera el desgaste de las máquinas a raíz de la implementación de este tipo de partidas, lo que ocasiona un aumento en el costo de mantenimiento, así como también un aumento de las tasas de falla dado que las centrales térmicas son más propensas a fallar en el periodo de encendido y apagado.

⁵ Para obtener los costos y tiempos de partida de los generadores del sistema chileno para los casos *Warm start* y *Hot start* se utilizan los valores del caso base y la razón entre los costos del sistema australiano reportados en la Tabla 2.



Cuando se analiza el comportamiento de las sensibilidades con restricción de inercia se puede ver que existe un subconjunto de generadores con comportamientos similares al del caso base, debido a que estas deben mantenerse en operación para brindar este servicio de red.

Por otro lado, la Tabla 2 resume el efecto de los distintos casos de estudio en las reducciones de energía eólica y solar. En el caso base estos alcanzarían aproximadamente unos 5000 GWh (11.94% de la energía eólica y solar anual), mientras que en los casos *Warm* y *Hot start*, reducciones disminuirán alrededor de un 2% (respecto al caso base). Los requerimientos de inercia del sistema reducen la flexibilidad del parque, pues impiden que un subconjunto de centrales sean retiradas de servicio durante la operación, por lo tanto, disminución de reducciones se ve mermada y en los casos *Warm* y *Hot start* con restricción de inercia es de alrededor de un 1%.

Caso de estudio	Reducciones eólico y solar
Base	11.94%
Warm start	9.67%
Hot start	9.54%
Warm start con rest. Inercia	10.53%
Hot start con rest. Inercia	10.51%
Sin restricciones	8.01%

Tabla 2. Reducciones de energía eólica y solar (en %) por caso de estudio.

Asimismo, estos resultados muestran un antecedente muy importante; el mínimo de reducciones teórico que se podría alcanzar en el caso sin restricciones de flexibilidad es de un ~8%, teniendo una reducción de un 4% respecto del caso base. Este caso de estudio sirve como referencia para evidenciar la condición estructural que posee el sistema: existe mayor oferta de generación ERV que demanda en horas solares.

Para ilustrar este hecho, en la Figura 8 se presentan perfiles horarios resultantes para la generación de las centrales carbón y la generación renovable del caso sin restricciones, para los meses de abril, junio,

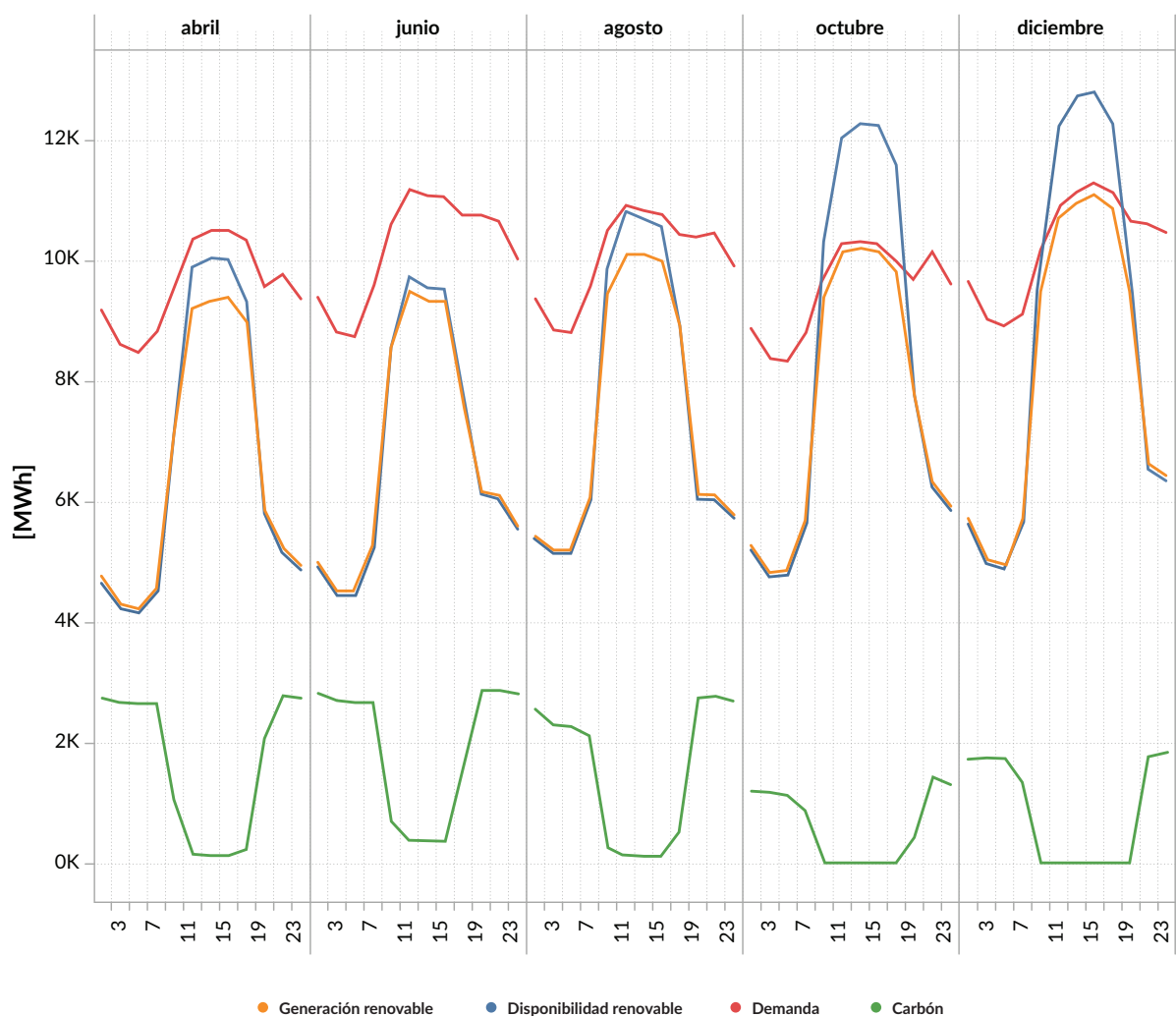


Figura 8. Perfiles horarios resultantes para el caso sin restricciones.

agosto, octubre y diciembre, en conjunto con la demanda y la disponibilidad renovable (generación más reducciones). En la figura se puede ver que, al relajar las restricciones del sistema, las centrales a carbón tienden a producir valores cercanos a 0 o apagarse en horas solares. Además, se puede ver cómo en los meses de octubre y diciembre la disponibilidad renovable en horas solares supera con creces la demanda del sistema, lo que implica un alto nivel de ERV que no puede ser integrada y debe ser reducida.

En vista de los resultados, se verifica que el modelamiento de costos de partida y parada está relacionado directamente con las inflexibili-

dades de las centrales a carbón y las reducciones de energía renovable. Asimismo, para alcanzar la máxima disminución de reducciones, las medidas en favor de la flexibilidad deben ser complementadas con aporte de otras tecnologías a la inercia del sistema. No obstante, dada la proyección de crecimiento ERV en horas solares, la disponibilidad de estas superará la demanda del sistema, lo que pone una cota superior a los efectos de las medidas pro flexibilidad operacional para reducir las reducciones. ●

4. MÓDULO 2

ACCIONES DE MEDIANO PLAZO

En esta sección se presenta un análisis de la experiencia internacional en la aplicación de diversas tecnologías avanzadas para hacer un uso eficiente de la infraestructura existente. Estas son altamente interesantes pues complementan el desarrollo de infraestructura de red convencional al permitir adaptabilidad tanto en el corto plazo para hacer frente a incertidumbre de ERV o contingencias, como en el largo plazo manejando situaciones o escenarios de desarrollo no previstas en la planificación.

En primer lugar, se clasifican las tecnologías en soluciones de tipo *hardware* o *software*, las que pueden ser combinadas en portafolios que permiten no tan solo aumentar la capacidad de transmisión sino que también la confiabilidad de la red. Se describen las distintas tecnologías, su propósito de uso y aplicaciones conocidas, aspectos relacionados a los costos de la tecnología, así como tiempos de implementación y beneficios observados en aplicaciones levantadas durante la revisión.

4.1 Actuadores y hardware

Las soluciones brindadas por la tecnología de actuadores y hardware se centran en aumentar las capacidades físicas de la infraestructura de red subyacente y en abordar los límites térmicos y de estabilidad que restringen el sistema de transmisión.

Control de flujos mediante FACTS o nuevos dispositivos digitales

Los controladores de flujo de potencia (PFC, por sus siglas en inglés) son una familia de tecnologías que permiten realizar maniobras de

control de flujo sobre el sistema de transmisión. Las primeras tecnologías PFC de corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés) fueron los *phase-shifting transformers* (PST) [6] y los *tap-changing transformers*, los cuales todavía están en uso. Estas tecnologías están basadas en dispositivos de conmutación mecánica, teniendo un tiempo de respuesta lenta y un nivel tosco de control. Sin embargo, las nuevas tecnologías de sistemas de transmisión flexibles AC (FACTS) están basadas en dispositivos de conmutación digital; por ejemplo, las tecnologías como *static synchronous series compensator* (SSSC), *static synchronous compensator* (STATCOM) y *unified power flow controller* (UPFC), utilizan una electrónica de potencia mejorada, siendo más pequeñas y rápidas, y sin la producción de armónicos. Los PFC de AC permiten ajustar parámetros cruciales como el voltaje en los extremos de la línea, la reactancia y los ángulos de fase, sin necesidad de modificar la operación de generadores ni la topología de la red. Además, las tecnologías FACTS son modulares, móviles y escalables, lo que facilita su implementación gradual y contribuye al alivio de la congestión en la red, generando ahorros en costos operativos [7] [8].

En un estudio realizado en la red de transmisión norte-sur de 500kV de Fujian, China, se evidenció que el desequilibrio de la capacidad de las líneas restringía significativamente la capacidad de transmisión. La implementación de un controlador de flujo de potencia unificado (UPFC, por sus siglas en inglés) se consideró como una inversión económicamente viable, posponiendo la necesidad de construir una nueva línea de transmisión hasta 2026 en situaciones de carga lenta o suministro abundante de energía. Sin embargo, en casos de crecimiento rápido de la carga, sería necesario invertir en nuevas líneas de transmisión para satisfacer la demanda [9].

Controladores de flujo de potencia: Tecnologías de corriente continua

Las tecnologías PFC de corriente continua (DC, por sus siglas en inglés) operan fuera de las limitaciones de los sistemas de corriente alterna, proporcionando así una mayor flexibilidad, control del flujo de energía, y eficiencia en algunos casos. Generalmente, las tecnologías PFC constan de convertidores *Back-to-Back* (AC a DC en un extremo y DC a AC en el otro), permitiendo el flujo de potencia libremente en cualquier dirección. Una de las aplicaciones ampliamente utilizadas es el enlace HVDC, el cual flexibiliza la transmisión de energía eléctrica. Por otro lado, los sistemas HVDC están generalmente en configuración bipolar, siendo más eficientes y económicos que los de alta tensión CA, además de posibilitar la transferencia de energía entre redes asincrónicas o de diferente frecuencia. Si bien la implementación de estos sistemas está más limitada, se utilizan en aplicaciones estratégicas y en la integración de las fuentes de energía renovables [7] [8] [10].

En los últimos años se han desarrollado numerosos enlaces HVDC comerciales. En enero de 2019, China energizó el enlace de corriente continua de ultra alto voltaje (UHVDC, por sus siglas en inglés) Changji-Guquan entre las regiones de Xinjiang en el noroeste hasta la provincia de Anhui en la región oriental de China. La línea UHVDC tiene un voltaje nominal de 1.100 kV, abarca 3.000 km de longitud y proporciona 12 GW de capacidad de transmisión. La finalización de este proyecto estableció récords mundiales para las líneas HVDC en términos de voltaje, capacidad de transmisión y longitud de línea. Incluso, antes del enlace UHVDC Changji-Guquan, China era un líder mundial en la construcción de líneas de transmisión HVDC, habiendo implementado con éxito líneas de transmisión UHVDC de 800 kV y superiores [11] [12].

Conductores y cables avanzados

Los conductores aéreos avanzados (AOHCS, por sus siglas en inglés) y los cables superconductores son tecnologías diseñadas para reemplazar los cables y conductores tradicionales. Los AOHCS utilizan aleaciones de aluminio, acero y otros metales con técnicas avanzadas de fabricación, mientras que los cables superconductores se componen de materiales con resistencia cercana a cero a temperaturas muy bajas, lo que reduce las pérdidas de energía. Ambas tecnologías superan a los conductores convencionales en términos de eficien-

cia, presentando menores pérdidas, mayor capacidad de transporte, menor peso y menos hundimiento o flecha en altas temperaturas, lo que mejora los límites térmicos de la transmisión eléctrica. Estas soluciones representan una alternativa interesante para aumentar la capacidad de las infraestructuras de transmisión, permitiendo la sustitución de los conductores en las estructuras de líneas de transmisión utilizando las franjas y torres de transmisión existentes [7].

La utilización de conductores avanzados y cables superconductores ofrece la ventaja de reducir los costos y acelerar la implementación en comparación con la construcción de nuevas líneas de transmisión, a pesar de que el costo inicial de estos nuevos conductores puede ser de 1,5 a 5 veces mayor que los conductores convencionales. Su capacidad de transporte es superior, hasta dos veces para los conductores avanzados y hasta diez veces para los cables superconductores, utilizando la misma sección transversal que los conductores tradicionales. En el caso de un operador de sistemas de transmisión, TenneT, en los Países Bajos y Alemania, han aplicado con éxito estas tecnologías, mostrando cómo se ha facilitado la integración de fuentes de energía renovable, como la eólica marina, y ha posibilitado la conexión de generación adicional a las redes existentes en diversos lugares [13] [14].

Almacenamiento: Transmisión virtual (*grid booster*)

Una línea de transmisión virtual (VPL, por sus siglas en inglés) es una aplicación que utiliza sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés) conectados en al menos dos puntos de la red para mejorar la infraestructura de transporte de energía existente. Un ESS se ubica cerca de la fuente de generación renovable para almacenar el excedente de energía cuando la red está congestionada, mientras que otro se coloca en el lado de la demanda, cargándose cuando hay capacidad de transmisión disponible. Las VPL se emplean para gestionar la congestión de la red sin afectar el equilibrio entre generación y demanda, aumentando la capacidad de transmisión y mejorando la confiabilidad del sistema. Esto permite una rápida disponibilidad de capacidad eléctrica adicional a un costo potencialmente menor en comparación con la expansión de la infraestructura de transmisión. Las VPL son especialmente útiles durante eventos atípicos como altas temperaturas en verano y pueden proporcionar servicios adicionales como regulación de frecuencia, voltaje y reservas, siempre que las regulaciones lo permitan [15].

El operador francés (RTE) ejecutó un proyecto piloto llamado RINGO, colocando ESS en tres puntos distintos de la red para manejar congestiones. Las ESS se desplegaron de modo que mientras una batería absorbe la generación de energía renovable que excede de la capacidad de transporte, la otra se conecta al centro de demanda. Cada batería de este sistema tiene una capacidad de 12 MW/24 megavatios hora (MWh), el cual entró en operación en el 2020 para un periodo de prueba de tres años [16].

Puntos de apertura suave y puntos normalmente abiertos

Los puntos de apertura suaves (SOP, por sus siglas en inglés) son dispositivos electrónicos de potencia que sustituyen a los puntos normalmente abiertos (NOP, por sus siglas en inglés) en las redes eléctricas, utilizando convertidores de fuente de voltaje (VSCs, por sus siglas en inglés) en una configuración *back-to-back* (link DC común). Estos SOP combinan las ventajas de las redes operadas en forma radial y enmallada, evitando los inconvenientes de cada una de ellas, a diferencia de la tecnología NOP, que implica interruptores mecánicos en media tensión. Los SOP se emplean para proporcionar control activo del flujo de potencia, compensación de potencia reactiva y regulación de voltaje en condiciones normales de operación, además de aislar rápidamente fallas y restaurar el suministro en situaciones anormales. Esta tecnología presenta flexibilidad de control y una capacidad de respuesta rápida, lo que facilita la integración de fuentes de energía renovable en las redes eléctricas. En particular, las redes de distribución de media tensión son un ejemplo destacado donde es más beneficioso instalar SOP en lugar de NOP, ya que las redes MT generalmente operan de manera radial y el uso de SOP puede mejorar la confiabilidad al evitar desequilibrios en el flujo de potencia y reducir las pérdidas de energía [17] [18] [19], contribuir a los procesos de restauración de servicio y a la regulación de tensión [20] [21], y aumentar la eficiencia en uso de energía renovable distribuida [22].

4.2 Sensores y software

La tecnología de sensores y software se enfoca en mejorar las operaciones y la planificación de la red eléctrica, considerando las limitaciones del hardware físico. Estas tecnologías se centran en mejoras en los centros y sistemas de control, como en los mecanismos de toma de decisiones.

Capacidad térmica dinámica: Monitoreo de condiciones on-line

Las tecnologías de capacidad térmica dinámica (DLR, por sus siglas en inglés), son sistemas y métodos que capturan datos en tiempo real de las condiciones ambientales y propiedades físicas de las líneas de transmisión, instalando sensores cerca o en secciones críticas, proporcionando una buena resolución espacial y temporal en tiempo real. Mediante estos datos, los operadores de red pueden estar siempre informados para maximizar la capacidad de carga segura de las líneas y aprovechar al máximo su capacidad disponible, mejorando la gestión de congestiones. También facilita a los gestores de activos el acceso a temperaturas históricas para predecir la vida útil restante [7] [23].

En Holanda, desde 2005, se utiliza el DLR para supervisar un enlace de transmisión de 150 kV cerca de Ámsterdam, que incluye un cable subterráneo lleno de aceite y una línea aérea en serie. El sistema DLR optimiza el uso de la capacitancia térmica del cable subterráneo y las variaciones climáticas en la línea aérea, lo que permite transportar más carga (entre un 10%-30% más) sin exceder los límites de temperatura establecidos [24].

Co-optimización de topología y despacho económico

El control de topología permite cambiar en tiempo real la configuración de elementos de transmisión, como líneas y transformadores, mediante la apertura y cierre de disyuntores para redirigir el flujo de energía. Se utiliza para minimizar la congestión al redirigir la energía a través de diferentes configuraciones topológicas, aumentando la flexibilidad del sistema. Utiliza herramientas computacionales, incluyendo la inteligencia artificial, para identificar de manera sistemática y automática las acciones óptimas de control de la transmisión. Esto permite abordar desafíos de transmisión de manera eficiente, minimizando costos y aumentando la resiliencia [7].

Un estudio en el mercado estadounidense (Southwest Power Pool) en 2018 demostró que la optimización de la topología podría generar ahorros significativos, reduciendo los costos de congestión en tiempo real en un promedio del 3%. Utilizando datos históricos, se estimó que el software podría generar ahorros anuales de entre \$18 y \$44 millones de dólares cuando se combina con la optimización del mercado [25].



Respuesta de la demanda

La tecnología de respuesta de la demanda (DR, por sus siglas en inglés) implica que los clientes finales ajusten sus patrones normales de consumo de energía en respuesta a señales económicas, como cambios en los precios de la electricidad o incentivos para reducir el consumo en momentos de alta demanda o riesgo para la red. Esto alivia las congestiones y mejora la estabilidad del suministro eléctrico, al reducir los eventos de demanda máxima, por ejemplo. Los medidores inteligentes son esenciales para esta tecnología, ya que proporcionan mediciones detalladas tanto en tiempo como en espacio [26] [27] [28].

En California, la DR se emplea principalmente para reducir la carga durante los días calurosos de verano, especialmente durante las horas *peak* de consumo de aire acondicionado. Los consumidores enfrentan tarifas más altas durante las horas punta y más bajas durante las horas nocturnas, lo que incentiva la reducción del consumo en momentos de alta demanda y su traslado a horas de menor demanda [29] [30].

Sistemas de control y monitoreo de área amplia

Un sistema de monitoreo de área amplia (WAMS, por sus siglas en inglés) es un conjunto de dispositivos de medición y comunicación que funcionan en tiempo real. Utiliza unidades de medición fasorial (PMU) ubicadas estratégicamente en diferentes áreas para obtener mediciones como el voltaje del nodo, el flujo de potencia activa de las líneas y la velocidad de los generadores remotos. Estas mediciones se transmiten al centro WAMS, donde son procesadas por sistemas de control de área amplia (WACS, por sus siglas en inglés). Los sistemas WACS mejoran la flexibilidad y reducen la vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica al utilizar señales proporcionadas por WAMS. El controlador centralizado de WACS puede enviar señales a dispositivos como controladores HVDC y FACTS locales para tomar medidas correctivas y garantizar un funcionamiento seguro del sistema eléctrico. Además, permiten definir límites operativos más flexibles, lo que aumenta la capacidad de transferencia de energía manteniendo la seguridad [31].

En el sistema eléctrico del oeste de América del Norte, se utiliza WACS para estabilizar el sistema de energía. Este sistema involucra mediciones fasoriales en múltiples subestaciones, comunicacio-

nes de fibra óptica, cómputo en tiempo real y señales de disparo de transferencia en muchas otras subestaciones y centrales eléctricas. Entre las ventajas de WACS se incluyen la flexibilidad, confiabilidad y aumento de la capacidad de transferencia de energía [32] [33].

Esquemas de protección especial

Los esquemas de protección especial (SPS, por sus siglas en inglés) son algoritmos de control y protección diseñados para abordar situaciones normales y excepcionales en sistemas de energía, asegurando un rendimiento aceptable del sistema y la continuidad de suministro. Los SPS detectan condiciones específicas del sistema que pueden causar estrés inusual, como inestabilidad, sobrecarga o caídas de voltaje, y toman medidas predeterminadas para contrarrestar la situación, como la apertura de líneas, desconexión de generadores o ajuste de las transferencias de energía HVDC. Estos esquemas desempeñan un papel importante para mejorar la capacidad de las líneas de transmisión y optimizar el uso de la capacidad existente. También permiten reemplazar la redundancia en la generación durante la operación normal, lo que aumenta la capacidad de transferencia [34] [35] [36] sin degradar la seguridad.

En Noruega, el operador del sistema Statnett ha utilizado SPS junto con técnicas probabilísticas avanzadas para aumentar la utilización de la red de transmisión sin comprometer la confiabilidad y la calidad del suministro. Esto se ha logrado mediante la implementación de reglas basadas en datos probabilísticos y tecnologías inteligentes, lo que permite operar de manera más eficiente y asumir cargas de red de tipo N-0 temporalmente cuando las consecuencias probablemente estén dentro de límites seguros [37] [23].

Tecnologías de información y comunicación

El uso de tecnologías de información y comunicación (ICT, por sus siglas en inglés) está transformando las redes eléctricas convencionales en redes inteligentes. Las ICT incluyen dispositivos como FACTS, PMUs, y relés de protección numéricos, que se comunican a través de redes de comunicación privadas y dedicadas. Estas tecnologías permiten la transmisión sincronizada de mediciones al centro de control a través de concentradores de datos (WAMS), lo que facilita el control automático en tiempo real, mejorando la flexibilidad y funcionalidad del sistema eléctrico. La implementación de ICT permite una gestión eficiente de sistemas eléctricos modernos



y complejos, lo que permite a los operadores tomar decisiones más rápidas y mejores. Estos sistemas se utilizan tanto para supervisar y controlar componentes como para tomar decisiones de compra y venta de energía a largo plazo. Además, los componentes de ICT del sistema eléctrico están cada vez más interconectados con otros sistemas ICT, ya sea para fines administrativos o para apoyar a los proveedores de servicios [38] [39] [38].

En Europa, varios países, incluyendo Austria, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Noruega, Suecia y el Reino Unido, han estado promoviendo la energía-ICT a través de programas nacionales. Por ejemplo, en Turquía, se ha demostrado que las redes inteligentes pueden impulsar el desarrollo de energías renovables, mejorar la eficiencia de la transmisión de energía y reducir pérdidas y robos de electricidad, lo que atrae inversiones y estimula la economía del país [40] [41].

Técnicas de evaluación de seguridad dinámica avanzadas

Las técnicas de evaluación de seguridad dinámica (DSA, por sus siglas en inglés) analizan la capacidad de un sistema eléctrico para enfrentar contingencias y mantenerse en un estado estable aceptable. A diferencia del análisis estático de seguridad, el DSA se enfoca en el análisis matemático y simulaciones en tiempo real durante perturbaciones, abordando problemas de estabilidad en la red eléctrica, como estabilidad de tensión, transitoria y de señal débil. El DSA puede aumentar la capacidad de transferencia de energía al reducir de manera segura las reservas necesarias para evitar inestabilidades dinámicas. Esto se logra mediante el uso de información precisa sobre el estado del sistema y su exposición a eventos dinámicos [42]. En 2011, la empresa rumana de redes eléctricas Transelectrica probó un prototipo de DSA para evaluar la seguridad de los sistemas eléctricos. El prototipo demostró ser capaz de proporcionar información crucial para evitar condiciones peligrosas del sistema, pero su capacidad para operar en tiempo real aún requería pruebas adicionales. Los resultados de los análisis dinámicos se presentaron en un esquema de

colores similar a un semáforo, que permitía a los usuarios identificar problemas de seguridad y las razones detrás de ellos [42].

4.3 Descripción de oportunidades/ventajas

De la revisión anterior puede notarse que existen múltiples tecnologías avanzadas que pueden utilizarse para mejorar y potenciar el sistema de transmisión, abarcando tanto el *hardware* como el *software* de la red.

- Las soluciones de actuadores y *hardware*, como los controladores de flujo de potencia (tanto AC como DC) y los conductores y cables avanzados, se centran en la mejora de los activos físicos y las infraestructuras responsables de transportar, convertir o controlar la electricidad.
- Las soluciones de sensores y *software*, como DLR y la optimización de la topología, se centran en la mejora del centro de control, los sistemas de control y los procesos de toma de decisiones.

Estas tecnologías diferentes pueden utilizarse aisladamente o en conjunto [43] para mejorar la eficiencia y eficacia globales de la red de transmisión, además de contribuir a aumentar la confiabilidad y resiliencia de todo el sistema.

Algunas de las ventajas de estas tecnologías por sobre la tecnología convencional de líneas de transmisión están en sus costos y tiempos de implementación. Todas estas ventajas se materializan en beneficios económicos producto de ahorro en costos debido a alivios en congestión. A continuación, en la Tabla 3 se presenta para cada tecnología un resumen de estos aspectos, que han sido levantados a través de la revisión internacional en aplicaciones existentes, dando detalles de los problemas y/o aplicaciones que pueden abordar cada una de ellas, lo que puede servir como una guía para orientar las iniciativas en esta línea, aplicada a la realidad nacional.

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
Control de flujos mediante FACTS o nuevos dispositivos digitales	Proyecto STATCOM 2 años [44].	Estudio SPP 2-15 millones USD [45].	Estudio de congestión en PJM muestra ahorros en 39 (1 dispositivo, 36 MVA)-196 (17 dispositivos, 2116 MVA) millones USD [45].	- Congestión de la red de transmisión. - Decisiones de inversión en la planificación de la transmisión. - Reducciones de la generación renovable. - Límites de estabilidad dinámica [7].
Controladores de flujo de potencia: Tecnologías de corriente continua	Proyecto UHV Belo Monte, Brasil fase II 2 años [46].	Costos más bajos que inversión convencional después de 300 KM [7].	Reducción de pérdidas de 6,7 a 3,5% por cada 1000 km, respecto a inversión convencional. [7].	- Congestionamiento de la red. - Límites de distancia de línea de transmisión en AC. - Restricción de interconexión entre distintos sistemas operando asincrónicamente [7].
Conductores y cables avanzados	2 años [7].	Proyecto de reconducción puede costar hasta la mitad que un proyecto de 20 años y de 2.4 millones USD/año [47].	25-40% de reducción en pérdidas [48].	- Límites de capacidad de la línea. - Hundimiento de la línea debido al límite térmico. - Inversión redundante en infraestructura (torres) de transmisión. - Tiempos de construcción extendidos [48].
Almacenamiento: transmisión virtual (<i>grid booster</i>)	80% más rápido que líneas convencionales [49].	Proyecto RINGO instaló VPL de 40 MW por 95 millones USD [16].	Estudio IRENA Ahorro por aplazamiento de inversión de 29 millones USD para un proyecto de 100 millones USD aplazado 5 años [15].	- Congestión bajo condiciones de alta demanda. - Incertidumbre en la planificación de inversiones en la red de la transmisión. - Ineficiencia en la utilización de líneas de transmisión. - Reducción de energía de fuentes renovables [15].
Puntos de apertura suave y puntos normalmente abiertos	1-2 años [50].	Estudio académico (IEEE-33 nodos) 0,3 millones USD en inversión y 1% del costo de inversión en mantenimiento, por 20 años [51].	Estudio académico compara instalación SOP vs aumento de diámetro de cable, mostrando un VAN para SOP de 10700 USD más grande que el VAN de aumento de diámetro [52].	- Bajo condiciones de operación normal: Control de flujo de potencia activa, compensación de potencia reactiva, y regulación de voltaje. - Bajo contingencia: aislamiento rápido de falla y restauración de suministro [17].
Capacidad dinámica en tiempo real: monitoreo de condiciones on-line (DLR)	Puede desarrollarse en algunos meses [53].	Una inversión de \$0,5 millones USD ahorra costos anuales de \$4 millones USD [54].	Estudio de congestión en PJM, muestra ahorros anuales de \$240 millones USD [55] [54].	- Límites de capacidad de la línea. - Anomalías en la línea en tiempo real. - Costo de la congestión [7].

Tabla 3. Características en base a la experiencia internacional por tecnología.

Tecnología	Tiempos de implementación	Costos de implementación	Beneficios económicos observados	Problemas que abordan
Co-optimización de topología y operación	1 año [56] [48].	Aprovecha infraestructura de transmisión y el hardware de comunicaciones existentes [7].	Hasta 25% de ahorro de costos de producción, y 16% si se consideran criterios de confiabilidad (N-1) [57].	- Congestión de la red de transmisión. - Costos de la congestión. - Impactos adversos si las condiciones del plan de operación cambiaron [48].
Respuesta de la demanda (DR)	Compañía eléctrica instala 110.000 medidores inteligentes en un plazo de 5-6 años [58].	Para un cliente residencial cuesta entre \$80-\$100 USD, y su instalación \$50 USD [59].	En estudio europeo, reducción 1 y el 4% en energía primaria; 1,5 y el 5% de emisiones de CO ₂ ; y ahorro entre 2 y 8% en los costos de inversión [60] [58].	- Horas de mayor congestión producto de la demanda punta. - Costos de producción altos provenientes de generadores con combustible fósil. - Comportamiento de los clientes en el mercado eléctrico [58].
Sistemas de control y monitoreo de área amplia (WAMS)	1-3 años , 3-5 años, y 5-10 años para aplicaciones con nivel de desafío bajo, medio y alto, respectivamente [61].	El operador del sistema eléctrico británico (ESO, por sus siglas en inglés) ha establecido una nueva política (STC-P 27-1) que mandata a los TO's a instalar tecnología de monitoreo en todas sus subestaciones al final del periodo 2021-2026, con un costo de 53,35 millones de euros [62].	Para un sistema totalmente desplegado (24.000 km de línea), el valor actual neto (VAN) total (diez años) se calculó en más de \$44 millones USD [63].	- Detección de fallas, estimación de estados, control de estabilidad (voltaje, ángulos de fase), protección especial, restauración del sistema, monitoreo de frecuencia angular, etc. [64].
Tecnologías de información y comunicación (ICT)	En Kirguistán, tomó 5 años ejecutar un proyecto de desarrollo del sector energético, con elementos SCADA, medidores eléctricos, y nuevos cables de fibra óptica a lo largo una línea de 523 km [65].	En Kazajstán, un estudio económico para el codesarrollo de ICT en el sector eléctrico, reveló que: la tarifa de arrendamiento por kilómetro de los cables de fibra óptica (FOC) es de \$25 USD/-mes, mientras que la construcción de cables FOC cuesta más de \$6.400 USD/km [65].	Aumento de un 28% en eficiencia energética del sector doméstico para el periodo 2000-2014, a un ritmo medio anual de 3,4%, para los países de la UE-27 [66].	- Déficit de la información para la gestión eficiente de la DR en horarios de máxima demanda. - Limitantes hacia una estructura de red inteligente. - Desintegración de la información entre redes de transmisión y distribución.
Esquemas de protección especial (SPS)	1 año.	Estudio académico (sistema de 5 nodos) para resolver planificación a 15 años. Se usa un costo de inversión de 1 millón USD [67].	Estudio académico de interconexión entre Escocia e Inglaterra generó 590 millones USD anuales de ahorro por concepto de congestión [68].	- Violaciones de límites operacionales (sobrecarga, excursión de voltaje, fenómenos de inestabilidad) frente a contingencias normales o excepcionales.
Técnicas de evaluación de seguridad dinámica avanzadas	2 años [88].	Proyecto de investigación con presupuesto de \$90 mil USD [69].	\$9 millones USD/año debido a reducciones de energía no suministrada y reducciones [70].	- Estabilidad de voltaje, estabilidad transiente, pequeña estabilidad de la señal, y estabilidad en redes de transmisión [70].

Tabla 3. Características en base a la experiencia internacional por tecnología.

Tal como se ha mostrado en la Tabla 3, las tecnologías avanzadas de transmisión son diversas en cuanto a madurez, aplicación y capacidades. **La selección del conjunto óptimo de tecnologías para una situación dada requerirá evaluaciones que puedan valorar las tecnologías avanzadas de transmisión entre sí, así como frente a las soluciones tradicionales.** Aunque los beneficios económicos directos pueden ser evidentes (liberación de capacidad latente de transmisión, alivio de congestiones, etc.), otros beneficios son más difíciles de cuantificar, como la mejora de la *situational awareness*, el aplazamiento de activos y la mejora de la resiliencia. **Se necesita un marco y una metodología sólidos, junto con herramientas de modelización y simulación asociadas, para apoyar esta determinación.** Además, en la mayoría de los casos, la reducción de costos y el rendimiento demostrado en terreno son requisitos necesarios para un despliegue más amplio.

4.4 Discusión de barreras identificadas

A continuación, se presenta una clasificación y descripción de barreras identificadas para el despliegue de estas tecnologías.

Barreras independientes del contexto: Existen algunas barreras que están relacionadas la tecnología en si misma y su adopción

- **Modernización de las instalaciones:** Una condición habilitante para la incorporación de tecnología flexible es una modernización de los sistemas [71]. Por ejemplo, si el sistema pretende alcanzar niveles de desarrollo que le permitan implementar SPS y otras tecnologías, el desafío del desarrollo de las redes comunicacionales asociadas con baja latencia es crítico.
- **Capacitación de recursos humanos:** Las empresas dueñas de los activos y los operadores del sistema deben estar familiarizados con el funcionamiento de nuevas tecnologías para mitigar imprevistos. Esto se puede abordar mediante proyectos piloto a fin de crear el conocimiento y el capital humano para la incorporación de más tecnología a futuro [71]. La formación adicional incluye capacidad para desarrollar métodos y herramientas de modelación que permitan medir correctamente los efectos de estas tecnologías sobre el sistema, y, además, capacidad para maniobrar directamente con el *software* o *hardware* necesario, mitigando imprevistos.

- **Limitaciones técnicas y complejidades propias de la tecnología:** Las tecnologías avanzadas poseen ciertas características propias de su diseño y función que pueden limitar sus beneficios y complejizar su operación. Por ejemplo, la tecnología DLR posee ciertas complejidades propias de su manejo tales como errores de medición y modelamiento en la precisión de los cálculos [7]. Respecto a los cables superconductores de alta temperatura estos presentan complejidades relacionadas a sus sistemas de enfriamiento, ya que se debe asegurar la disponibilidad de sistemas criogénicos, por tanto, cortes de suministro ponen en peligro su disponibilidad [7].

- **Problemas de interacción con el resto del sistema:** Dada la naturaleza interconectada de la red y la integración entre distintos equipos, puede ser difícil cuantificar la interacción entre las tecnologías avanzadas y el sistema. Por ejemplo, la aplicación de DLR podría desplazar el punto de restricción aguas abajo a otras líneas conectadas, lo que limitaría su eficacia. Además, otros activos pueden limitar el aumento de la capacidad de las líneas (relés, transformadores de corriente, interruptores, disyuntores, etc.), haciendo ineficaz su aplicación. Por otra parte, en la aplicación de control topológico se debe considerar el impacto sobre los disyuntores, su mayor frecuencia de operación reducirá la vida útil y confiabilidad de la infraestructura, y aumentará los costos de mantenimiento [7].

- **Validación tecnológica:** La confianza en el rendimiento de las nuevas tecnologías es fundamental para el operador. Por ejemplo, los DLR pueden suministrar datos inexactos en ocasiones, dificultando las decisiones del operador. Por otra parte, la mayor capacidad de suministro de los cables HTS o las líneas HVDC significa que su pérdida puede provocar una mayor fuerza desestabilizadora para la red [7]. Finalmente, respecto a la tecnología DR, los clientes pueden cansarse rápidamente de estar pendientes de las tarifas eléctricas, y, además, los costos iniciales para un consumo residencial en el uso de DR son elevados, requiriendo *hardware* o electrodomésticos inteligentes [72].

Barreras dependientes del contexto: Esta categoría representa aspectos relacionados al contexto económico y regulatorio de las jurisdicciones donde se desean incorporar estas tecnologías

- **Regulación:** Es importante tener en cuenta que las regulaciones



pueden imponer restricciones a las diversas opciones disponibles. Un ejemplo concreto es la limitación que puede experimentar la implementación de automatismos, como los SPS, debido a la estricta aplicación del criterio N-1 mediante el uso de redundancia en la capacidad de línea. Esta situación se presenta en el ámbito de la transmisión nacional en Chile.

- **Prácticas:** Los cambios necesarios no solo involucran *hardware* o *software*, sino también ajustes en las prácticas de los equipos de trabajo, lo que puede generar resistencias o retrasos en su implementación. Un ejemplo destacado es la aplicación de la respuesta a la demanda en áreas dominadas por la generación de energía. En el contexto de Chile, existe una inclinación a los servicios ofrecidos por los generadores en los mercados de servicios complementarios (SSCC), a pesar de que la regulación permite la participación de la demanda en estos mercados, lo que genera contradicciones en la implementación de nuevas tecnologías.
- **Análisis costo/beneficio incompletos:** Los análisis costo/beneficio pueden resultar incompletos debido a la falta de información

o a limitaciones en la capacidad de representar tecnologías en los esquemas de evaluación. De hecho, dichos análisis están altamente condicionados por parámetros difíciles de determinar, como las probabilidades de contingencias sistémicas y problemas en los sistemas de protección y control. Además, existen “fallas ocultas” (*hidden failures*) que solo se hacen evidentes después de un evento desencadenante. Por lo tanto, al tomar decisiones basadas en análisis costo/beneficio, es esencial considerar la limitación de información y los riesgos asociados con la operación y planificación del sistema eléctrico.

- **Asignación de riesgos:** Las personas o entidades que sufrirán las consecuencias de riesgos post-contingencia pueden diferir de quienes obtienen los beneficios. Esta discrepancia en la asignación del riesgo puede generar desafíos y obstáculos para la adopción de nuevas tecnologías, ya que los actores involucrados pueden tener diferentes incentivos y preocupaciones. Es esencial abordar de manera integral estos aspectos para garantizar decisiones informadas y equitativas en la implementación de nuevas tecnologías en el sector energético. ●

5. MÓDULO 3

ACCIONES DE MEDIANO-LARGO PLAZO

La revisión de múltiples aristas en el estado del arte, así como del detalle del proceso actual y sus distintas etapas, sugiere que existe una brecha que debe ser abordada, existiendo diversas consideraciones a incorporar tendientes a una evaluación justa del valor de los activos del plan de expansión. En esta línea, y en vista de que es necesario establecer mejoras que puedan ser implementadas a bajo costo y en el corto plazo, las propuestas de cambios se han dividido en dos partes:

- **Parte 1:** Modificaciones **incrementales** que podrían ser implementadas en un corto plazo en el esquema de evaluación y modelos de simulación actuales.
- **Parte 2:** Modificaciones **más profundas** que deberán ser analizadas en mayor detalle, pues requieren un cambio de enfoque para la aplicación de modelos avanzados de optimización lo que conlleva un proceso de adopción tecnológica.

En las siguientes secciones se expondrá mayor detalle los hallazgos y propuestas en estos aspectos.

5.1 PARTE 1: Modificaciones Incrementales

Actualmente, en términos simples, la metodología de planificación de la transmisión se basa en comparar el costo de la obra con los ahorros en costos de operación que esta genera, los cuales son estimados mediante modelos de simulación.

Por lo tanto, la representatividad de los análisis dependen de la calidad del modelo de simulación en conjunto con los datos de entrada

utilizados. Asimismo, la transmisión crea valor que va más allá de tan solo reducir los costos de operación del sistema, por ejemplo, permitir integrar polos de generación de menor costo de desarrollo, aumentar la resiliencia del sistema, así como habilitar el cumplimiento de objetivos de política pública. Dichos beneficios no son considerados actualmente por el planificador al momento de la evaluación.

En base a una revisión del estado del arte y al conocimiento del proceso de planificación aplicado a nivel nacional, destacamos dos grupos de oportunidades de mejora a esta metodología a fin de tener una evaluación justa de los proyectos de expansión.

Datos de entrada y detalle de modelamiento

En base a un análisis experto de las distintas bases de datos del proceso de planificación, es posible apreciar que en distintas partes se toman supuestos y detalles de modelamiento que son poco representativos de la realidad, como son:

- **Indisponibilidad de unidades generadoras:** Las indisponibilidades forzadas son modeladas mediante reducciones en la potencia máxima de las unidades, según su tasa de falla. De acuerdo con un análisis de datos reales entre 2016 y 2022, este enfoque no es adecuado ya que subestima la capacidad fuera de servicio por este concepto. Esto tiene impactos en distintos niveles, como son el proceso de determinación de la capacidad de expansión en cada escenario, subestimando la capacidad necesaria para el desarrollo eficiente, y luego, en la simulación de la operación de los escenarios.



- **Escenarios futuros poco representativos:** Actualmente la planificación considera incertidumbre a través de la utilización de escenarios, los cuales contemplan distintos niveles de penetración de energías renovables, costos de combustible, desarrollo de nuevas tecnologías, crecimiento de demanda, entre otros. Al respecto, es posible observar que existen desviaciones en la realidad que no han sido capturados por los escenarios, como son la expansión de la capacidad solar fotovoltaica entre 2022 y 2023 la cual ha sido sistemáticamente subestimada, así como también la consideración de eventos extremos de alzas de costos de combustibles.
- **Detalle operacional y granularidad temporal:** Actualmente se utilizan modelos que tienen una simplificada representación de la operación técnica del sistema, con una reducida resolución temporal. Lo anterior si bien es deseable para mantener acotados los tiempos computacionales, implica una amplia brecha en términos de capturar la variabilidad de las energías renovables y de la demanda, así como las condiciones técnicas de operación asociadas, y con ello, no se representan adecuadamente los costos asociados a la operación en estos casos.

La revisión del estado del arte en esta materia demuestra que existen distintos enfoques para seleccionar puntos de operación representativos, así como también, para la aplicación concatenada de modelos de simulación/optimización de distinto detalle. En paralelo, se destaca la necesidad de contar con la definición de métricas enfocadas en comparar la aproximación realizada a fin de dar al modelador una estimación de la calidad de datos elegidos.

En su conjunto, los análisis de datos de entrada y detalle de modelamiento demuestran que estos necesitan ser revisados para incluir situaciones extremas que pueden darse (y que se han dado) donde los proyectos de expansión tienen mayor valor [73]. Asimismo, el detalle de modelamiento operacional y la granularidad temporal juega un rol fundamental para que los análisis realizados e indicadores estimados capturen correctamente el valor de una obra de expansión.

Enfoque multivalor

Actualmente la metodología de planificación en Chile promueve aquellas obras de expansión donde los beneficios sistémicos que estas producen superan sus costos de inversión y operación. Los beneficios sistémicos son estimados como los ahorros en términos de costos de operación y falla (costos de generación térmica y de desconexión de carga evitada) que dicha expansión implicaría para el sistema durante la vida útil del proyecto.

Este enfoque centrado en costos de operación no permite capturar una amplia variedad de beneficios adicionales que una obra de transmisión puede acarrear, tales como seguridad, resiliencia y medioambientales. En esta línea, es posible identificar distintas categorías de beneficios asociados a la expansión de la transmisión que se resumen en la Tabla 4 [74].

La planificación multivalor aboga porque cada potencial beneficio sea incluido como línea de ingreso en la evaluación económica de los proyectos. Así, resulta indispensable el contar con mecanismos y métricas que permitan cuantificar de forma objetiva cada uno de los aportes esperados para cada proyecto.

Categoría de beneficio	Descripción
Ahorros de costos térmicos de producción	Ahorros en costos de producción estimados en base a simulaciones con modelos de despacho económico durante la vida útil del proyecto.
Ahorros adicionales de costos de producción	Beneficios no capturados por modelos de despacho simplificados, tales como: 1. Costos de servicios complementarios. 2. Costos asociados a pérdidas y congestiones. 3. Costos de ciclado de unidades térmicas. 4. Costos de encendido y parada. 5. Despachos fuera de mérito.
Beneficios de suficiencia del sistema	1. Reducción de la probabilidad de pérdida de carga (LOLE). 2. Reducción del margen de reserva de planificación.
Beneficios de resiliencia del sistema	Menores costos (u otro tipo de indicador) ante escenarios extremos Menores costos de infraestructura dedicada a prestar servicios asociados a resiliencia, tales como: recuperación de servicio, control de contingencias extremas.
Ahorro en costos de capital de nuevos proyectos	1. Beneficios en costes de capacidad necesaria, gracias a la reducción de las pérdidas de energía. 2. Acceso a zonas con mayor calidad de recurso para proyectos renovables, produciendo así un descenso en los costos nivelados de generación (LCOE) .
Beneficios medioambientales	1. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al facilitar inversiones en energías renovables en zonas con mejor recurso. 2. Cumplimiento con comunidades locales en términos de retiro de unidades contaminantes. 3. Aceleración de cumplimiento de compromisos globales de carbono neutralidad.
Mitigación de riesgo debido a la incertidumbre respecto a escenarios futuros	Ahorro de costos de producción para condiciones futuras inciertas (combustibles, crecimiento de demanda).
Beneficios de facilitación de mercado	1. Aumento de competencia, debido a menores barreras de entrada. 2. Mejoras de liquidez y protección de cadenas de pago ante diferencias entre precios de inyección y retiro.

Tabla 4. Descripción de potenciales beneficios de una obra de transmisión.

Ejemplo de aplicación

La experiencia internacional reciente nos muestra que este enfoque se aplica en diversas jurisdicciones, tanto en Unión Europea como algunos operadores de Estados Unidos (NYISO, CAISO, MISO) y también en Australia. Un ejemplo de aplicación corresponde al portafolio de proyectos propuesto por MISO en su proceso de planificación de transmisión a largo plazo, que incluyó una colección de proyectos de transmisión de 345 kV en la subregión del Medio Oeste de MISO (Figura 9).

El portafolio de proyectos resultó ser ligeramente rentable en términos de ahorros de costos de producción (USD \$16,4 mil millones), pero cuando se evaluaron únicamente en función de estos ahorros, la relación beneficio/costo (1,05) no era suficiente para justificar el desarrollo de estos, a ojos del planificador de la red [74]. Sin embargo, cuando se tuvieron en cuenta otros beneficios, el valor total del proyecto fue significativamente más alto, alcanzando los USD \$53,3

mil millones, con un beneficio esperado neto de USD \$37,7 mil millones, lo que generó una relación beneficio/costo de 3,4. Dado lo anterior, los proyectos resultaron ser claramente rentables y, por ende, justificables. Dichos resultados se pueden resumir en la Figura 10, donde se muestra un *stacking de beneficios* (barras en azul) comparados con los costos de inversión (barra color naranja).

Este ejemplo muestra que al evaluar la rentabilidad de un proyecto solo en función de los ahorros en los costos de producción se pueden despreciar significativos beneficios y llevar a la no recomendación de la expansión. Por otro lado, la experiencia muestra además que diferentes tipos de proyectos producen diferentes conjuntos de beneficios, por lo que es importante tener en cuenta esto al evaluar la rentabilidad de un proyecto. Por ejemplo, hay proyectos cuyos beneficios provendrán principalmente de análisis de resiliencia y seguridad, por lo que las metodologías a aplicar para evaluar estos beneficios deben ser adecuadas.

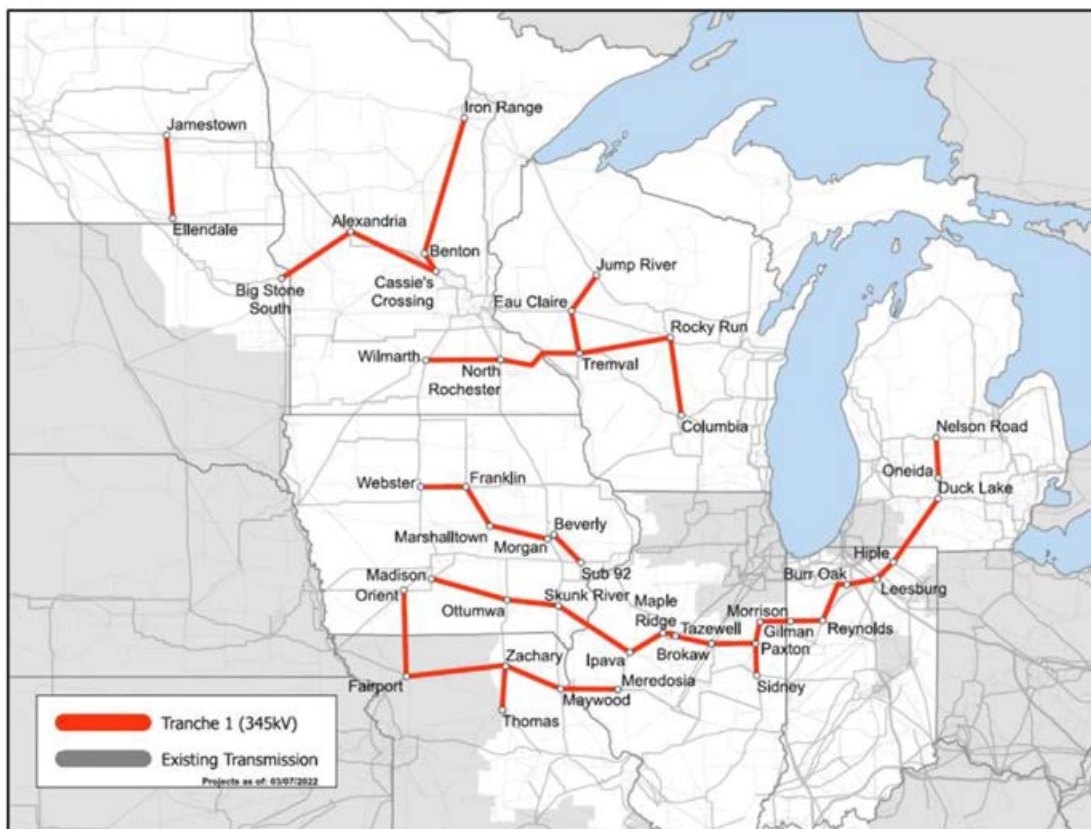


Figura 9. Mapa de proyectos de transmisión de gran escala propuestos por MISO (Tranche 1).

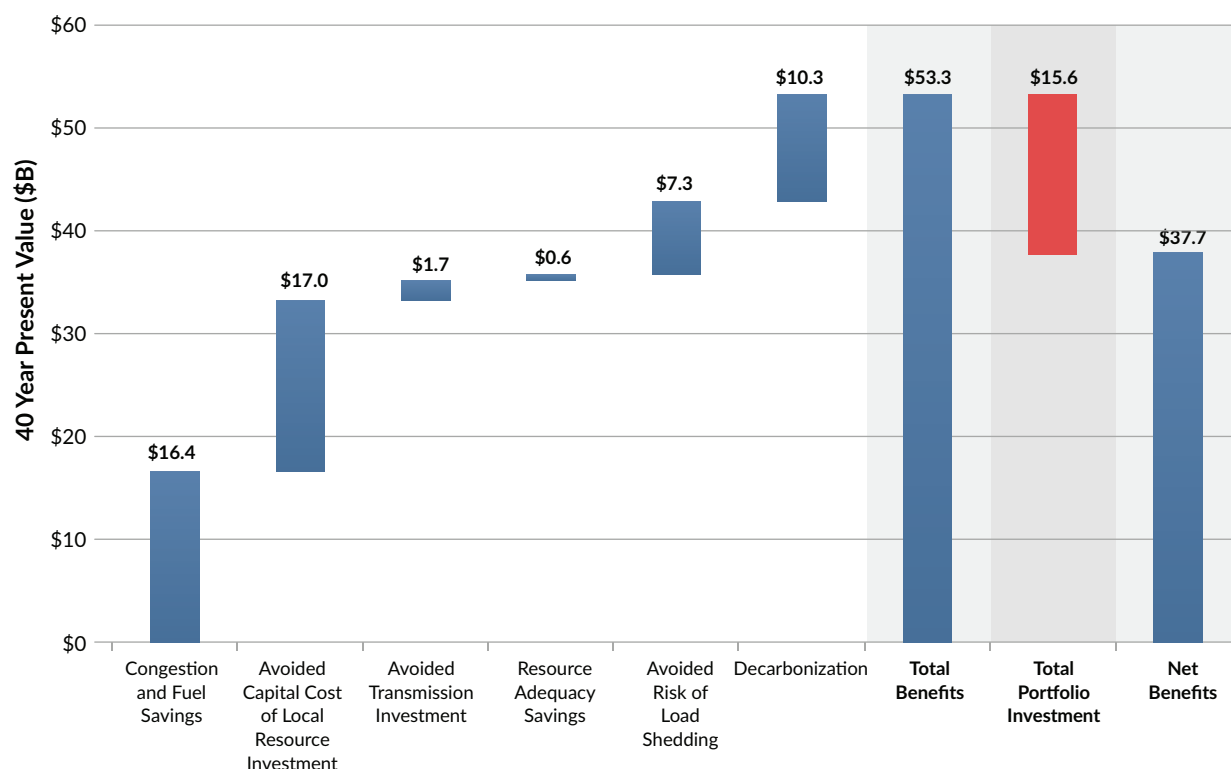


Figura 10. Stack de beneficios de proyectos propuestos por MISO (Tranche 1).

5.2 PARTE 2: Modificaciones Profundas

En esta sección se analizan 6 puntos que son muy relevantes para una planificación adecuada de la transmisión. A diferencia de los temas analizados anteriormente, estos son más desafiantes de implementar; no obstante, son muy necesarios para determinar expansiones que habiliten una descarbonización profunda de la matriz eléctrica de forma segura y económica.

Simulación candidato a candidato vs optimización global

La metodología para la planificación de la transmisión que se utiliza en Chile se basa en una simulación de la operación del sistema para cada inversión candidata, tratando estas inversiones de forma aislada, candidato a candidato. Sin embargo, cuando se analizan sistemas donde existen muchos proyectos candidatos que presentan sinergias y conflictos entre sí, el enfoque de simulación candidato a candidato no permite hacer un estudio exhaustivo de cada uno de los posibles

portafolios de solución (combinaciones de distintas inversiones candidatas), y por lo tanto, se alcanzan soluciones que son subóptimas.

Al utilizar un *software* de optimización probando las combinaciones y observando los efectos dentro de la función de costo total, se pueden determinar los ahorros en costos de operación, costos de inversión y costos de confiabilidad, los cuales son el resultado de una exploración exhaustiva del espacio de búsqueda (distintos portafolios de inversión) que permitirían tomar la mejor decisión de inversión [75].

Incertidumbre futura, proactividad y adaptabilidad

Actualmente, para abordar la incertidumbre de largo plazo se utiliza una heurística que se basa en soluciones deterministas para un conjunto de escenarios futuros (escenarios PELP). Así, la heurística permite identificar las inversiones que más se repiten en distintos escenarios, lo que justificaría la materialización de dichas inversiones.

nes. Sin embargo, es importante tener en cuenta que esta heurística es ineficiente ya que la incertidumbre, según la teoría y las mejores prácticas, debe ser gestionada de forma explícita mediante modelos probabilísticos y robustos, que reconozcan endógenamente la incertidumbre del problema y no mediante *proxys* determinísticos.

Como consecuencia de esto, se tienen soluciones subóptimas y sin holguras (o con holguras limitadas) que no presentan un margen de maniobra o capacidad para adaptarse a escenarios cambiantes, y, por lo tanto, se adaptan muy bien en algunos escenarios, pero muy mal en otros.

Por otra parte, se ha observado que los proyectos de inversión pueden presentar un arrepentimiento muy alto a futuro. Al no considerarse un *enfoque bajo incertidumbre explícita*, el proceso de planificación no es capaz de encontrar un balance entre costos y riesgos, en este caso, los riesgos de quedar subinstalado o sobreinstalados. Esto es de vital importancia porque, se ha demostrado en la literatura que es óptimo (desde una perspectiva de riesgo) quedar sobreinstalado y con un costo menor de congestiones, a que finalmente el sistema resulte subinstalado, con mayores costos de operación del sistema eléctrico. Por otro lado, la capacidad subutilizada puede prestar otros servicios asociados a la seguridad de suministro [76], cuyo valor es típicamente ignorado o subestimado en las evaluaciones económicas de inversiones en transmisión [77].

Incorporación de nuevas tecnologías

A pesar de que se está incluyendo cada vez más la incorporación de tecnologías flexibles (sistemas de almacenamiento, equipos FACTS, DR, etc.) como un elemento importante en la planificación de transmisión en Chile, éstas no se consideran de forma sistemática.

Si bien las tecnologías flexibles pueden competir con la transmisión convencional, estas son más bien complementarias pues permiten adaptabilidad. En primer lugar, para gestionar y flexibilizar la operación, ya sea frente a incertidumbre renovable o contingencias (incertidumbre de corto plazo). Asimismo, asisten en el manejo de escenarios no anticipados (incertidumbre de largo plazo). Así, los beneficios de la inversión en activos flexibles persisten ante una infinidad de escenarios, ya que pueden prestar múltiples servicios. Es poco probable que la capacidad de nuevas tecnologías se considere en “desuso”.

Dentro de la experiencia internacional en este ámbito destaca el caso de Australia [78] donde el planificador co-optimiza los activos de red y de almacenamiento. Otro ejemplo relevante es el caso del Reino Unido [79], donde se lleva a cabo un proceso de subastas (“*tendering*”) de innovación, seleccionando periódicamente los proyectos más competitivos, los cuales pueden estar compuestos de tecnologías flexibles como sistemas de almacenamiento de energía, equipos FACTS, generación distribuida, entre otros, que se complementan con el plan de transmisión.

Es indispensable que la planificación considere, mediante metodologías y modelos adecuados, las tecnologías flexibles para hacer un manejo de congestión en el corto plazo, mientras se espera por la información de mercado que irá revelando los sitios de instalación de proyectos renovables. En este sentido, las nuevas tecnologías de bajo costo son muy útiles para comprar tiempo en la medida que se obtiene más información que permite tomar decisiones de inversión más intensivas en capital y con mayores tiempos de construcción.

Consideración de soluciones de distribución y recursos energéticos distribuidos (DERs)

La planificación de la transmisión actualmente no incorpora la interacción con las redes de distribución y sus recursos (DERs), específicamente generación distribuida (GD), debido a que los aumentos de capacidad de la red zonal y su interfaz con la red (subestación primaria) solo se justifican por crecimientos de demanda.

Esto tiene como consecuencia que existe un nivel menor de eficiencia y/o de seguridad, pues un análisis costo beneficio permitiría aumentar la capacidad de la red no solamente por crecimientos de demanda, sino que también por aumentos de generación que puede aportar a la confiabilidad y a la eficiencia, la cual no termina ingresando por falta de capacidad de la red.

En general, existe una experiencia limitada con respecto al reconocimiento de DERs y las redes de distribución dentro del problema de la planificación de la transmisión. En la literatura académica han existido varios desarrollos en términos de coordinación de los planes de transmisión y distribución. En [80] se muestra que los DERs tienen el potencial para contribuir a la seguridad de suministro que, alternativamente, se puede prestar mediante la redundancia en transmisión, permitiendo eliminar o disminuir la necesidad por

capacidad redundante. Asimismo, destaca la experiencia de Reino Unido donde la prestación de servicios de control de voltaje desde los DERs ha permitido en algunos casos aumentar la capacidad de transporte en la red de transmisión y así ahorrar activos [81].

Si bien los análisis técnico-económicos sugieren la coordinación de ambos sectores, se deben considerar los distintitos regímenes regulatorios de ambos, ya que mientras en la transmisión es posible mandar obras nuevas, en la distribución no, ya que es la empresa distribuidora quien desarrolla libremente sus inversiones. Evidentemente, se requiere diseñar los mecanismos que permitan mandar obras en distribución de forma de coordinar más armónicamente los desarrollos transmisión-distribución.

Coordinación de trazado y territorios

La tramitación socio ambiental de los proyectos se ha reconocido como uno de los problemas más complejos asociados a la planificación de la transmisión y una barrera a la descarbonización de los sistemas eléctricos [82]. No obstante, actualmente las externalidades asociadas al uso del territorio no son endógenas al proceso de planificación (diseño de la red eléctrica), incorporándose en una fase posterior. Esto limita la capacidad de reducir las externalidades negativas de la expansión de la transmisión, lo que podría llevar a una falta de aceptación social, conflictos sociales y demoras en la implementación, con ejemplos notables a nivel mundial [83] [84] [85] [86].

La experiencia internacional, particularmente de Brasil [87], muestra que estos riesgos pueden acotarse mediante un proceso de coordinación central en etapas tempranas (previo a licitación) entre planificadores y desarrolladores, así como con un fuerte rol del Estado para la resolución de conflictos y facilitación de permisos que son realizadas por distintas agencias del Estado. Si a esto sumamos una internalización de externalidades al momento de diseñar los planes de expansión podemos observar que estos minimizan la intervención en zonas con conflictos [88].

Confiabilidad y resiliencia

En la planificación de la transmisión no se consideran eventos de baja tasa de ocurrencia, pero de alto impacto ya sea por la profundidad de las fallas, sino que también por la duración. Más aún, ge-

neralmente, se asume independencia entre las distintas fallas y no se consideran las dependencias que puede generar un evento común exógeno, produciendo contingencias simultáneas a lo largo de la red. Además, las metodologías actuales de planificación no consideran los niveles de aversión al riesgo de los consumidores. El plan se decide en función de los escenarios más probables y solamente considerando métricas promedio (como la energía no suministrada promedio). Como consecuencia de lo anterior, el sistema resultante es vulnerable, quedando expuesto a una variedad de eventos extremos que ocurren de forma sistemática (terremotos) e, incluso, varios que se están volviendo cada vez más frecuentes en Chile (incendios forestales, sequías, marejadas, frentes extremos de mal tiempo, etc.).

La experiencia internacional no es muy extensa en el tratamiento de estas materias en la planificación y está en desarrollo en varias jurisdicciones. Es importante destacar que las expansiones según una perspectiva de confiabilidad no necesariamente representan una mejora en términos de resiliencia, por lo que un tomador de decisiones/planificador debe considerar ambas métricas y definir su nivel de preferencia por ambas (nivel de aversión al riesgo). En el caso de Australia, se busca una mejora en una métrica que combina (linealmente) tanto la métrica típica de confiabilidad (la energía no suministrada esperada), con la medida de resiliencia (valor en riesgo condicional o CVaR de la energía no suministrada en escenarios extremos). A esta métrica combinada se le ha llamado la energía no suministrada aumentada [89] la cual se ha construido en base a ideas de este grupo de investigación [77] [90]. ●

6. MÓDULO 4

REGULACIÓN

El objetivo principal de este módulo es presentar una discusión sobre el estado de la regulación actual y las brechas identificadas en el módulo 3 sobre el marco metodológico para la planificación, y cómo se pueden acoger las distintas medidas propuestas. Asimismo, se discuten algunas propuestas de modificación en la línea de la tarificación del sector, necesarias para armonizar el desarrollo de los sectores generación y transmisión.

6.1 Cuerpos regulatorios revisados y principales hallazgos

La discusión sobre el estado de la regulación comienza por una revisión de distintos cuerpos regulatorios:

- LGSE (capítulo II de la Planificación Energética y de la Transmisión).
- Reglamento de Planificación de la Transmisión (37 2021) (RPT).
- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).
- Reglamento de Coordinación y Operación (DS125 2019) (RCyO).
- Norma Técnica de Coordinación y Operación del SEN (NTCyO) - capítulo de programación de la operación (en consulta pública).
- Reglamento para la fijación de Precios Nudo (PN).

La revisión, asimismo, se centra en aquellos aspectos mencionados relativos a metodología de planificación (contenida principalmente en RPT) y aspectos de modelamiento. Dentro de los hallazgos en este proceso se destacan los siguientes:

Hallazgo 1: No existen en los cuerpos regulatorios revisados precisiones de detalle respecto del modelamiento para el proceso de planificación de transmisión

En el Capítulo 4 sobre la metodología de transmisión del RPT se establece (Art 87 del RPT) que los análisis son realizados principalmente mediante modelos de simulación, y si bien existe la facultad para que existan otros análisis complementarios, no se hacen más precisiones y detalles respecto de estos. Asimismo, no se hacen precisiones del detalle en la calidad de las estimaciones de las distintas variables que el mismo artículo menciona deben evaluarse (congestiones, flujos, costos marginales y reducciones renovables).

Hallazgo 2: Aspectos relativos a datos de entrada son escuetamente mencionados y deberían tratarse de manera más extensiva

Dentro del Capítulo 2 de antecedentes del RPT, se señalan *diversos aspectos que la Comisión deberá considerar, tales como;* el plan de obras considerando unidades que tienen contratos de suministro, una adecuada representación de las fuentes renovables, entre otros aspectos.

En vista de la revisión realizada en el marco de este estudio, la sola definición de puntos de operación para una adecuada representación de las fuentes renovables es un proceso extenso que deberá revisarse continuamente en función del desarrollo del sistema y sus distintos escenarios de generación. En el estado abierto de este requerimiento, no existe la obligación de que existan análisis específicos que sean parte explícita del proceso de planificación, dado que la condición de “deberá” no especifica que debe ser realizada de acuerdo a una metodología, criterio o indicadores de desempeño.

Hallazgo 3: La metodología de planificación recoge el concepto multivalor habilitando la promoción de obras por atributos que no se limitan a ahorros de costos de operación

Los conceptos como minimización de riesgos de abastecimiento, condiciones de competencia y eficiencia económica, que guían la planificación, se señalan en la ley (art. 87). Por su parte, el Capítulo 4 del RPT presenta una aproximación metodológica en etapas para la planificación para abordar estos conceptos, donde se definen los objetivos de las etapas de análisis económico, de resiliencia y de mercado eléctrico común.

Esta estructura aborda el concepto de *multivalor* como se propone en el Módulo 3. No obstante, **(1) esto no se verifica en la práctica en los planes de expansión desarrollados y (2) no hay definiciones de detalle sobre qué hacer sistemáticamente en cada etapa.**

Adicionalmente, si bien se señala que se deben incorporar criterios ambientales y territoriales, no se menciona cómo tratar metodológicamente estos en el reglamento. Por ejemplo, no se menciona explícitamente la valorización de externalidades, sino que queda sujeto a un informe emitido por el Ministerio de Energía.

Así, la extensión de beneficios adicionales a ser incorporados en la evaluación de los proyectos **podría ser incorporada a través de definiciones reglamentarias, siempre que entren en estas categorías. Otras categorías, requerirán la modificación de la ley.**

6.2 Modificaciones propuestas para abordar brechas

En resumen, los hallazgos dan cuenta de una transversal ausencia de precisión en aspectos de modelamiento y metodología. Es necesario que estas brechas sean abordadas mediante una estructura que habilite una mejora continua del proceso. Las medidas propuestas en esta línea son las siguientes:

Medida 1: Incorporar un capítulo de requerimientos mínimos de modelamiento para la planificación

Dada la falta de precisión, se propone un capítulo de requerimientos de modelamiento, donde aspectos de detalle se derivan a estudios específicos. Es preciso señalar que no es deseable que queden definiciones detalladas ex-ante en el reglamento, pues crearía una rigidez posterior que no sería compatible con la mejora continua del proceso. En este sentido, se sugiere seguir la estructura del reglamento de CyO, por ejemplo, referenciando a un estudio anual que justifique la adecuada modelación de variables de interés para el proceso, los modelos

y metodologías aplicadas, entre otros aspectos de detalle.

Medida 2: Incorporar un capítulo de estudios específicos para la planificación

En línea con la medida anterior, distintos aspectos a tratar como datos de entrada y definiciones metodológicas pueden tratarse en **estudios específicos** en un símil a la NTSyCS, definiendo su alcance y frecuencia de realización. Un aspecto importante para considerar es que dichos estudios sean de responsabilidad de la Comisión pero que sean elaborados **por un consultor externo**, pues de esta manera se garantizaría una visión más objetiva. Como ejemplo de estos estudios, se pueden mencionar aquellos orientados a definir métricas y metodologías para la representación temporal de los modelos, definición de escenarios extremos y simulaciones específicas dedicadas a medir los aportes a la resiliencia de un proyecto de transmisión, entre otros aspectos.

Medida 3: Incorporar las externalidades de manera específica

Se requiere especificar requerimientos mínimos de forma taxativa en el articulado en las categorías (Ej.: considerar emisiones de CO₂), y avanzar en una definición metodológica de detalle, que puede ser actualizada según estudios específicos.

6.3 Aspectos de tarificación que requieren una reforma

La sincronización entre el desarrollo de la generación de energía y la infraestructura de transmisión ha demostrado ser un problema desafiante en Chile, que amenaza la economía, seguridad y descarbonización del sistema. En este sentido, existen diferentes mecanismos y enfoques que pueden ayudar a facilitar esta coordinación y ofrecer alternativas a la actual regulación en Chile.

A continuación, se presentan lineamientos para una reforma concreta para el sector basado en tres ejes, orientado a permitir un desarrollo eficiente de la transmisión. Estas propuestas están basadas en el principio de diseño de mercado conocido como *Standard Market Design* (SMD)⁶. Este es un marco que, si bien es teórico, ha demostrado ser un buen *benchmark* para realizar propuestas prácticas. Un ejemplo de lo anterior es la aplicación de algunos de estos conceptos en la regulación de redes en Estados Unidos y el Reino Unido⁷.

⁶ Ver: Presentación de W. Hogan en: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/second-imperial-workshop-agenda-11-and-12-jan-2013-international-experiences>

⁷ Strbac, G., Pollitt, M., Konstantinidis, CV., Konstantelos, I., Moreno, R., Newbery, D., and Green, R., "Electricity transmission arrangements in Great Britain: Time for change?", Energy Policy, Vol 73, pp 278-297, Oct 2014.



Eje 1: Creación de Contratos Financieros por Red

Una de las herramientas clave en este proceso son los **Contratos Financieros por Red (FTRs, por su nombre en inglés)**. Estos contratos brindan a los generadores una forma de protegerse contra el riesgo de congestión en las redes de transmisión, al mismo tiempo que sirven como un indicador valioso para la planificación del sector. Los FTRs permiten a los generadores mitigar los posibles impactos negativos de la congestión en la entrega de energía, alineando así el desarrollo de la generación con las capacidades de transmisión disponibles⁸.

Con respecto a los FTRs, es importante considerar que su característica es similar a la de un seguro que opera contra las congestiones del sector, anulando o mitigando el efecto de los diferenciales de precios entre inyecciones y retiros. En esta línea, un FTR, una vez adquirido por el generador típicamente mediante una subasta, entrega un ingreso a dicho generador que está perfectamente (anti)correlacionado con los costos del generador en el mercado *spot*, mitigando/anulando un riesgo importante asociado a los atrasos en el sistema de transmisión y/o a la aparición de nueva generación que puede afectar el nivel de congestiones y de precios a lo largo del sistema.

La existencia de FTRs también permite a los generadores estar más conscientes de los riesgos que enfrentan (asociados a los diferenciales de precio entre los puntos de inyección y de retiro) y de la necesidad de contratar servicios por red.

Eje 2: Existencia de un régimen eficiente y libre de inversiones en transmisión, en armonía con el régimen central y mandatado

En cuanto a las inversiones, se busca fomentar la participación activa de los diferentes actores en el mercado eléctrico mediante la propuesta y revisión de nuevas obras de transmisión. Esto implica permitir que los participantes propongan nuevas obras de infraestructura, siempre y cuando exista un acuerdo para remunerar dichas inversiones. Es decir, aquellos que se beneficiarán directamente de las obras asumen la responsabilidad de financiarlas. Este enfoque asegura que las inversiones sean respaldadas por aquellos que realmente se verán beneficiados por ellas. En esta línea, se pueden establecer cuotas o supermayorías⁹ que permitan impulsar nuevas obras desde la perspectiva privada, permitiendo la participación de todos los beneficiarios en la cobertura de los costos de la nueva línea.

Para regular este proceso, puede establecerse un **comité o una autoridad competente que tome decisiones basadas en un consenso mayoritario y siguiendo una regla de oro que garantice beneficios sistémicos**. De esta manera, se asegura que las inversiones propuestas sean evaluadas y aprobadas de manera transparente y equitativa, en línea con los intereses y necesidades de todos los actores involucrados. Además, la existencia de un régimen libre de inversión permite disciplinar al planificador, ya que las obras genuinamente necesarias por la sociedad serán impulsadas de una u otra manera. Es importante mencionar que esta recomendación va de la mano con la siguiente (peajes según beneficiarios), de manera de eliminar el incentivo per-

⁸ FTR son un instrumento financiero utilizado en el sector eléctrico para gestionar los riesgos y las fluctuaciones en los precios de la electricidad. Un FTR es esencialmente un contrato que otorga a su titular el derecho a recibir una compensación financiera basada en la diferencia entre los precios de electricidad en dos puntos de una red eléctrica. Estos puntos pueden ser áreas geográficas específicas o nodos en la red eléctrica donde se realiza la transmisión de energía.

El propósito principal de los FTRs es permitir a las partes involucradas, como productores, consumidores y comercializadores de electricidad, gestionar el riesgo de volatilidad en los precios de la electricidad, particularmente diferencias de precios entre dos puntos de la red. Si el precio de la electricidad en un nodo de retiro es más alto que en otro punto donde se realiza la inyección, el titular de un FTR podría recibir una compensación. Para el lector interesado se recomienda leer: Lyons, K., Fraser, H., & Parmesano, H. (2000). An introduction to financial transmission rights. *The Electricity Journal*, 13(10), 31-37.

⁹ En el caso de Nueva York, los costos de obras propuestas por agentes se pueden socializar entre todos los beneficiarios del sistema siempre y cuando se tenga un 80% de apoyo.

verso, tanto para *stakeholders* como de parte del regulador, de preferir alguno de los regímenes (mandatado o libre) producto de la asignación de costos.

Eje 3: Peajes según beneficiarios

Otro aspecto relevante es la forma en que se remuneran estas inversiones y las inversiones mandatadas por la autoridad. Se busca establecer una armonización tarifaria que garantice que tanto las obras mandatadas como las inversiones libres sean remuneradas de manera equitativa y no generen distorsiones significativas en el mercado. Para esto, **la tarificación o asignación de costos de nuevas inversiones debe realizarse acorde a la metodología de los beneficiarios**, similar a la

aplicada en otros mercados más avanzados^{10,11}. Esto también aborda el desafío político de evitar aumentos excesivos en las tarifas a clientes finales a corto plazo para respaldar las inversiones en infraestructura de transmisión, ya que se busca encontrar un equilibrio entre la sostenibilidad económica y el desarrollo del sistema eléctrico (también esta metodología de tarificación corrige otras distorsiones¹²). Por último, es importante destacar que el pago de peajes por parte de los generadores, les permite hacerse acreedores de FTRs y, por lo tanto, de partes de las rentas de congestión de la red, lo que a su vez, les permite cubrir el riesgo de congestiones. ●

¹⁰ "The cost of transmission facilities must be allocated to those within the transmission planning region that benefit from those facilities in a manner that is at least roughly commensurate with estimated benefits. ... Those that receive no benefit from transmission facilities, either at present or in a likely future scenario, must not be involuntarily allocated any of the costs of those facilities." (FERC Order 1000, 622, 637). Al lector más interesado en los detalles, se le recomienda leer: Hogan, W. W. (2018). A primer on transmission benefits and cost allocation. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 7 (1), 25-46.

Aunque esta propuesta evidentemente devuelve la señal de localización al peaje de transmisión, asignando costos a quienes se benefician de nuevas inversiones, difiere de forma sustantiva de la antigua metodología de peajes utilizada en Chile que presentaba una volatilidad significativa, y que finalmente terminaba degradando la señal de localización que originalmente se intentaba reforzar. Al lector interesado, se recomienda la siguiente lectura: Moreno, R, "Cuando el remedio es peor que la enfermedad".

¹¹ Cabe señalar que el esquema propuesto no es equivalente al esquema previo a la ley 20.936 pues este estaba basado en "usos" (no en beneficios) y factores específicos de dichos usos (GGDFs) que le agregaban mucha volatilidad al resultado. Esta propuesta es distinta y está basada en un análisis de beneficios.

¹² R. Moreno, "Cuando el remedio es peor que la enfermedad", *El Mostrador*, 2018. URL: <https://www.elmostrador.cl/mercados/2018/04/09/cuando-el-remedio-es-peor-que-la-enfermedad-el-nuevo-rol-del-consumidor-en-la-remuneracion-de-la-transmision/>



7. REFERENCIAS

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>. [Último acceso: 09 05 2023].
- [2] Coordinador eléctrico nacional, «IPLP 2022 (varios meses),» Santiago, 2022.
- [3] N. Kumar, P. L. S. Besuner, D. Agan y D. Hilleman, «Power Plant Cycling Costs,» 2012.
- [4] A. Schröder, F. Kunz, J. Meiss, R. Mendelevitch y C. Von Hirschhausen, «Current and prospective costs of electricity generation until 2050,» DIW Data Documentation, vol. 68, 2013.
- [5] GHD, «AEMO costs and technical parameter review,» Melbourne, 2018.
- [6] A. Moreira, G. Strbac, R. Moreno, A. Street y I. Konstantelos, «A Five-Level MILP Model for Flexible Transmission Network Planning under Uncertainty: A Min-Max Regret Approach,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 1, pp. 486 - 501, 2018.
- [7] U.S. Department of Energy, «Advanced Transmission Technologies,» 2020.
- [8] Y. Chen, R. Moreno, G. Strbac y D. Alvarado, «Coordination Strategies for Securing AC/DC Flexible Transmission Networks with Renewables,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, pp. 6309-6320, 2018.
- [9] M. Li, Z. Lin, W. Wu, Y. Li, P. Jiang y Z. Hu, «Application of UPFC in Fujian 500 kV power grid,» *The Journal of Engineering*, vol. 2019, n° 16, pp. 2510-2513, 2019.
- [10] J. Barrera, P. Beaupuits, E. Moreno, R. Moreno y F. Muñoz, «Planning resilient networks against natural hazards: Understanding the importance of correlated failures and the value of flexible transmission assets,» *Electric Power Systems Research*, vol. 197, n° 107280, 2021.
- [11] ABB, «Changji-Guquan UHVDC link 12,000 megawatts of electricity over 3,000 kilometers at 1.1 million volts, setting new world records on voltage level, transmission capacity and distance,» [En línea]. Available: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/changji-guquan-uhvdc-link>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [12] ABB, «ABB wins orders of over \$300 million for world's first 1100 kV UHVDC power link in China,» 2016. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/news/detail/13922/abb-wins-orders-of-over-300-million-for-worlds-first-1100-kv-uhvdc-power-link-in-china>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [13] Tennet, «The North Sea is becoming the powerhouse of Northwest Europe – Offshore wind energy as a central lever for the energy transition,» 2021. [En línea]. Available: [https://netztransparenz.tennet.eu/tinyurl-storage/detail/the-north-sea-is-becoming-the-powerhouse-of-northwest-europe-offshore-wind-energy-as-a-central-lev/\(UHVDC\)%20transmission%20link..](https://netztransparenz.tennet.eu/tinyurl-storage/detail/the-north-sea-is-becoming-the-powerhouse-of-northwest-europe-offshore-wind-energy-as-a-central-lev/(UHVDC)%20transmission%20link..) [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [14] Dave Bryant, «The TenneT DIM-LLS 380kV ACCC® Reconnector Project Continues,» 2021. [En línea]. Available: <https://ctcglobal.com/the-tennet-dim-lls-380kv-acc-reconductor-project-continues/>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [15] International Renewable Energy Agency - IRENA, «Virtual power lines - Innovation landscape brief,» 2020.
- [16] Nidec, «RTE (réseau de transport d'électricité), together with nidec industrial solutions, launches "ringo", the first experiment in the world for the automated management of a large-scale battery system,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.nidec-industrial.com/rte-nis-launches-ringo/#quick-assistance>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [17] W. Cao, J. Wu, N. Wu, C. Jenkins, G. Wang y T. Green, «Operating principle of Soft Open Points for electrical distribution network operation,» *Applied Energy*, vol. 164, pp. 245-257, 2016.
- [18] G. Fotouhi, A. Mohammad, H. Morais, C. Jenkins y Z. Vale, «Coordination between mid-term maintenance outage decisions and short-term security-constrained scheduling in smart distribution systems,» *Applied Energy*, vol. 96, pp. 281-291, 2012.
- [19] A. Savić y Z. Djuricic, «Optimal sizing and location of SVC devices for improvement of voltage profile in distribution network with dispersed photovoltaic and wind power plants,» *Applied Energy*, vol. 134, pp. 114-124, 2014.
- [20] W. Chen, X. Lou, X. Ding y C. Guo, «Unified data-driven stochastic and robust service restoration method using non-para-

metric estimation in distribution networks with soft open points,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, nº 17, pp. 3433-3443, 2020.

[21] T. Ding, Z. Wang, W. Jia, B. Chen y M. Shahidehpour, «Multi-period distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked micro-grids,» *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, nº 6, pp. 4795-4808, 2020.

[22] M. Shafik, H. Chen, G. Rashed, R. El-Schiemy, M. Elkadeem y S. Wang, «Adequate Topology for Efficient Energy Resources Utilization of Active Distribution Networks Equipped With Soft Open Points,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 99003-99016, 2019.

[23] G. Strbac, C. Konstantinidis, I. Konstantelos, R. Moreno, D. Newbery, M. Pollitt y R. Green, «Integrated transmission planning and regulation project: review of system planning and delivery,» 2013.

[24] F. De-Wild, W. Boone, H. Van-Der-Geest y J. Smit, «Dynamic rating systems in general and in a hybrid 150 kv transmission system,» *Jicable*, 2007.

[25] The Energy Systems Integration Group - ESIG, «Webinar: transmission topology optimization: a software solution for improving congestion management,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.esig.energy/event/webinar-transmission-topology-optimization-a-software-solution-for-improving-congestion-management/>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].

[26] U.S. Department of Energy, «Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them,» 2006.

[27] D. Alvarado, A. Moreira, R. Moreno y G. Strbac, «Transmission Network Investment with Distributed Energy Resources and Distributionally Robust Security,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, nº 6, pp. 5157-5168, 2019.

[28] International Energy Agency - IEA, The Power to Choose - Demand Response in Liberalised Electricity Markets International Energy Agency, OECD Publishing, 2003.

[29] N. O'Connell, P. Pinson, H. Madsen y M. O'Malley, «Benefits and challenges of electrical demand response: A critical

review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 686-699, 2014.

[30] P. Jazayeri, A. Schellenberg, W. Rosehart, J. Doudna, S. Wierdgerren, D. Lawrence, J. Mickey y S. Jones, «A survey of load control programs for price and system stability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 3, pp. 1504-1509, 2005.

[31] Y. Li, S. Rehtanz, L. Luo y Y. Cao, «Wide-Area Robust Coordination Approach of HVDC and FACTS Controllers for Damping Multiple Interarea Oscillations,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, nº 3, pp. 1096-1105, 2012.

[32] A. Guzman, D. Tziouvaras, E. Schweitzer y K. Martin, «Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources,» de *Power Systems Conference*, Clemson, SC, USA, 2006.

[33] C. Taylor, D. Erickson, K. Martin, R. Wilson y V. Venkatasubramanian, «WACS-Wide-Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online Demonstration,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, nº 5, pp. 892-906, 2005.

[34] European Network of Transmission System Operators for Electricity -ENTSOE, «Special protection schemes,» 2012.

[35] Revistaei, «Esquemas especiales de protección: claves para garantizar la seguridad y operación del sistema,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/esquemas-especiales-de-proteccion-claves-para-garantizar-la-seguridad-y-operacion-del-sistema/#>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].

[36] Y. Pipelzadeh, R. Moreno, B. Chaudhuri, G. Strbac y T. Green, «An Assessment of Transient Assistive Measures Using HVDC for Special Protection Schemes: Case on the GB Transmission System,» de *The 10th International Conference on AC and DC Power Transmission*, Birmingham, UK, 2012.

[37] O. Breidablik, F. Giaver y I. Glende, «Innovative measures to increase the utilization of Norwegian transmission,» de *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, Bologna, Italy, 2003.

[38] I. Tøndel, J. Foros, S. Kilskar, P. Hokstad y M. Jaatun, «Interdependencies and reliability in the combined ICT and power system: An overview of current research,» *Applied Computing and Informatics*, vol. 14, nº 1, pp. 17-27, 2018.

- [39] B. Jimada-Ojuolape y J. Teh, «Impact of the Integration of Information and Communication Technology on Power System Reliability: A Review,» *IEEE Access*, vol. 8, pp. 24600-24615, 2020.
- [40] J. Hu, Y. Chen y Y. Yang, «The Development and Issues of Energy-ICT: A Review of Literature with Economic and Managerial Viewpoints,» *Energies*, vol. 15, n° 2, p. 594, 2022.
- [41] I. Colak, R. Bayindir, G. Fulli, I. Tekin, K. Demirtas y C. Covrig, «Smart grid opportunities and applications in Turkey,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 344-352, 2014.
- [42] U. Kerin, R. Balaurescu, F. Lazar, R. Krebs y F. Balasiu, «Dynamic Security Assessment in System Operation and Planning - First Experiences,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2003.
- [43] R. Moreno, Y. Chen y G. Strbac, «Evaluation of Benefits of Coordinated DC & AC Flexible Transmission Systems with Probabilistic Security and Corrective Control,» de IET International Conference on *Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN)*, Birmingham, UK, 2015.
- [44] Dirección de Operación – Dirección de Peajes, ENDESA, Colbun S.A., AES Gener S.A., Eléctrica Guacolda S.A., Transelec, Arauco Generación S.A., Norvind, «Comentarios de la dirección de operación y peajes del cdec-sic al informe técnico preliminar de fijación de precios de nudo del sic,» 2020.
- [45] A. Del-Rosso, E. Ela, S. Uppalapatti, J. Roark y A. Tuohy, «Benefits and Value of New Power Flow Controllers,» 2018.
- [46] MBT - Vietnam power transformer, «The world's longest power transmission lines,» 2020. [En línea]. Available: <https://vietnamtransformer.com/our-news/top-7-worlds-longest-power-transmission-lines>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [47] U.S. Department of Energy, «Dynamic Line Rating,» 2019.
- [48] J. Caspary y J. Schneider, «Advanced conductors on existing transmission corridors to accelerate low cost decarbonization,» 2022.
- [49] Modern Power Systems, «What are the benefits of 'virtual transmission' to electricity networks?,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.nsenergybusiness.com/features/virtual-transmission-storage/>. [Último acceso: 2023 Mayo 5].
- [50] UK Power Networks, «Active Response - Project Progress Report – July to December 2021,» 2022.
- [51] P. Li, H. Ji, C. Wang, J. Zhao, G. Song, F. Ding y J. Wu, «Coordinated Control Method of Voltage and Reactive Power for Active Distribution Networks Based on Soft Open Point,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, n° 4, pp. 1430-1442, 2017.
- [52] M. Deakin, I. Sarantakos, D. Greenwood, J. Bialek, P. Taylor y S. Walker, «Comparative analysis of services from soft open points using cost-benefit analysis,» *Applied Energy*, vol. 333, n° 3, p. 120618, 2023.
- [53] International Renewable Energy Agency - IRENA, «Dynamic line rating innovation landscape brief,» 2020.
- [54] J. Marmillo, «Simulating the Economic Impact of a Dynamic Line Rating Project in a Regional Transmission Operator (RTO) Environment,» de CIGRE U.S. *National Committee 2018 Grid of the Future Symposium*, 2018.
- [55] J. Verga, N. Pinney y J. Marmillo, «Incorporating Dynamic Line Ratings to Alleviate Transmission Congestion, Increase Wind Resource Utilization, and Improve Power Market Efficiency,» de CIGRE US *National Committee 2016 Grid of the Future Symposium*, 2016.
- [56] National Grid, «Transmission Network Topology Optimisation,» 2016. [En línea]. Available: https://smarter.energynetworks.org/projects/nia_nget0169. [Último acceso: 05 Mayo 2013].
- [57] P. Ruiz, M. Caramanis, E. Goldis, B. Keshavamurthy, X. Li, R. Philbrick, A. Rudkevich, R. Tabors y B. Tsuchida, «Topology control algorithms (TCA) - Simulations in PJM with ac modeling,» de *Technical Conference On Increasing Real - Time And DayAhead Market Efficiency Through Improved Software*, 2014.
- [58] J. Torriti, M. Hassan y M. Leach, «Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation,» *Energy*, vol. 35, n° 4, pp. 1575-1583, 2010.
- [59] International Energy Agency - IEA, «The power to choose - Demand response in liberalised electricity markets,» 2015.

- [60] G. Papagiannis, A. Dagoumas, N. Lettas y P. Dokopoulos, «Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level,» *Energy Policy*, vol. 36, n° 1, pp. 163-180, 2008.
- [61] D. Cai, «Wide area monitoring, protection and control in the future great britain power system,» 2012.
- [62] R. Dubey, M. Popov y J. Chavez, «Cost Effective Wide Area Measurement Systems for Smart Power Network,» *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 5, n° 3, pp. 85-93, 2018.
- [63] D. Novosel, V. Madani, B. Bhargava, K. Vu y J. Cole, «Dawn of the grid synchronization – Benefits, practical applications, and deployment strategies for wide area monitoring, protection, and control,» 2008.
- [64] A. Nalini , P. Sheeba, S. Sivanesan, S. Rama y T. Bhuvaneshwari, «Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks,» *Energy Procedia*, vol. 160, pp. 381-388, 2019.
- [65] C. Park, A. Yershov y A. Kobzev, «ICT Infrastructure Co-Deployment with Transport and Energy Infrastructure in North and Central Asia,» 2019.
- [66] World Energy Council, «The role of ict in energy efficiency management - Household sector,» 2018.
- [67] Power Systems Engineering Research Center, «System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management,» 2010.
- [68] J. Calvo, P. Ramírez, S. Tindemans y G. Strbac, «Cost-benefit analysis of unreliable System Protection Scheme operation,» de 2015 *IEEE Eindhoven PowerTech*, 2015.
- [69] Universidad de Chile, «Investigadoras del DIE y el AMTC obtienen FONDEF 2020,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.uchile.cl/noticias/162243/investigadoras-del-die-y-el-amtc-obtienen-fondef-2020>. [Último acceso: 05 Mayo 2023].
- [70] Power tech, «Maintaining grid security,» 2015.
- [71] R. Moreno, B. Bassi, C. Toro, S. Püschel,, F. Martínez-Conde y E. Pereira , «Mejoramiento Continuo de los Procesos Vinculados a la Operación Económica y Segura del SING,» 2016.
- [72] R. Gheuens, «Barriers to residential demand response in belgium and the netherlands,» 2020.
- [73] R. Moreno, «Operacion y Diseno Eficiente de Redes Electricas de Transmision Mediante el Uso de Nuevas Tecnologias Inteligentes [Efficient Operation and Design of Transmission Networks through New Smart Technologies],» *Revista chilena Electricidad, EDITEC*, 2013.
- [74] E. Pereira-Bonvallet, F. D. Muñoz y R. Marín, «Sistemas de almacenamiento como infraestructura de transmisión,» 2020.
- [75] J. Pfeifenberger, K. Spokas, J. M. Hagerty, J. Tsoukalis, R. Gramlich, M. Goggin, J. Caspary y J. Schneider, «Transmission Planning for the 21st Century: Proven Practices that Increase Value and Reduce Costs.,» 2021.
- [76] The university of Melbourne, «Study of advanced modelling for network planning under uncertainty,» 2020.
- [77] I. Konstantelo, R. Moreno y G. Strbac, «Coordination and uncertainty in strategic network investment: Case on the North Seas Grid,» *Energy Economics*, vol. 64, pp. 131-148, 2017.
- [78] R. Moreno, M. Panteli, P. Mancarella, H. Rudnick, T. Lagos, A. Navarro, F. Ordonez y J. C. Araneda, «From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 18, n° 4, p. 41–53, 2020.
- [79] Australian Energy Market Operator (AEMO), «2020 Integrated System Plan,» 2020.
- [80] Department for business energy and industrial strategy, «Competition in Onshore Electricity Networks,» 2021.
- [81] D. Alvarado, A. Moreira, R. Moreno y G. Strbac, «Transmission Network Investment With Distributed Energy Resources and Distributionally Robust Security,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n° 6, pp. 5157-5168, 2019.
- [82] National Grid, «Power Potential: Project Close Down Report,» 2021.
- [83] B. Plumer, «The U.S. Has Billions for Wind and Solar Projects. Good Luck Plugging Them In,» 2023.
- [84] Wenche Tobiasson y Tooraj Jamasb, «The Solution that Mi-

ght Have Been: Resolving Social Conflict in Deliberations about Future Electricity Grid Development,» *Energy Research & Social Science*, vol. 17, pp. 94-101, 2016.

[85] G. Strbac, C. Konstantinidis, R. Moreno, I. Konstantelos y D. Papadaskalopoulos, «It's All About Grids: The Importance of Transmission Pricing and Investment Coordination in Integrating Renewables,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, n° 4, pp. 61 - 75, 2015.

[86] The Missouri Times, «Grain Belt Express: What to know about the transmission line project,» 2023.

[87] El Mercurio, «Las causas que originan los retrasos en las líneas de transmisión de energía,» 2019.

[88] L. A. Barroso, F. Porrua, L. M. Thome y M. V. Pereira, «Planning for Big Things in Brazil,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, n° 5, pp. 54-63, 2007.

[89] C. Matamala, R. Moreno, E. Sauma, J. Calabrese y P. Osses, «Why Reducing Socio-Environmental Externalities of Electricity System Expansions Can Boost the Development of Solar Power Generation: The Case of Chile,» *Solar Energy*, vol. 217, pp. 58-69, 2021.

[90] Australian Energy Market Commission (AEMC), «2022 RSS Review Final Report,» 2022.

[91] T. Lagos, R. Moreno, A. Navarro, M. Panteli, R. Sacaan, F. Ordonez, H. Rudnick y P. Mancarella, «Identifying Optimal Portfolios of Resilient Network Investments Against Natural Hazards, With Applications to Earthquakes,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, n° 2, pp. 1411 - 1421, 2020.

[92] F. Yan, X. Chen, W. Tang, R. Yan y H. Wu, «Reliability and power supply capability evaluation of active distribution networks with four-terminal soft open points,» *IET Smart Grid*, vol. 3, n° 5, p. 657-666, 2020.

[93] K. Sun, S. Likhate, V. Vittal, V. Kolluri y S. Mandal, «An online dynamic security assessment scheme using phasor measurements and decision trees,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 4, pp. 1935 - 1943, 2017.



Identificación de Acciones Sistémicas de Corto y Largo Plazo para un Desarrollo Adecuado de los Sistemas de Transmisión como Condición Habilitante de la **Carbono Neutralidad**

RESUMEN DEL ESTUDIO

