



ISCI INSTITUTO
SISTEMAS COMPLEJOS
DE INGENIERÍA

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 estudio

Chile y sus
Redes

Desafíos y oportunidades del sistema que conectará el futuro del país.



El **objetivo general** del estudio: **identificar** brechas y acciones que permitan hacer un uso eficiente de la infraestructura de transmisión existente y perfeccionar su planificación futura

Módulo 1: Acciones de corto plazo

- Hipótesis: capacidades de transmisión dependen de criterios de operación de corto plazo SEN

Módulo 2: Acciones de mediano plazo

- Hipótesis: tecnologías avanzadas de rápido despliegue mejorarían el uso de la infraestructura actual

Módulo 3: Acciones de largo plazo

Hipótesis: Es necesaria una modernización de metodología de planificación

Módulo 4: Regulación

Elementos habilitadores y de coordinación entre medidas

Módulo 1:
Acciones de corto plazo

Prácticas operacionales



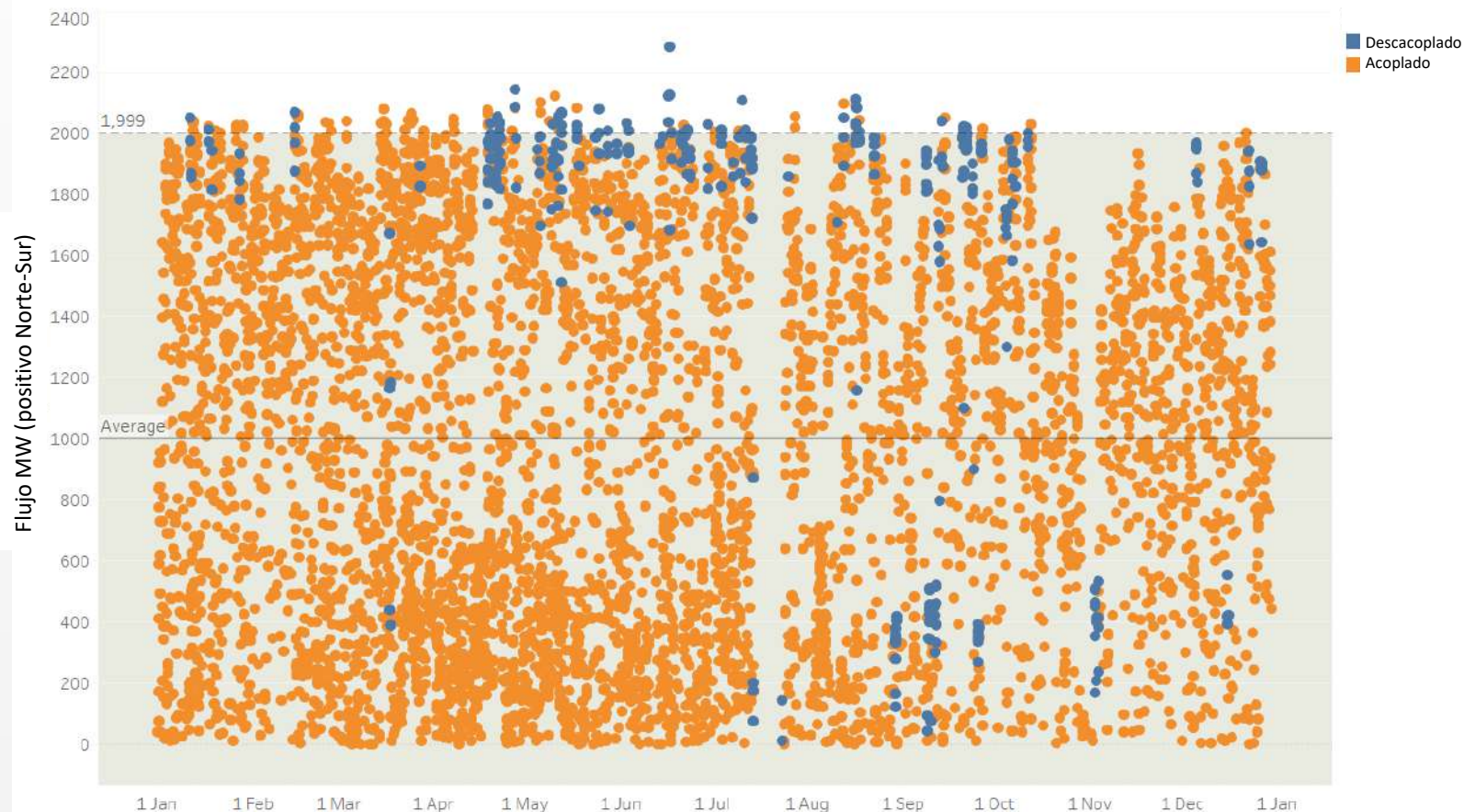
¿Existen limitaciones a la capacidad de transferir energía asociadas a procedimientos o restricciones operacionales?

Mirada holística para identificar elementos limitantes de la capacidad de transmisión de ERNC

- 1. Uso eficiente de del sistema de transmisión existente:** análisis de datos históricos de costos marginales y de uso de principales corredores congestionados con el objetivo de entender si hay un uso eficiente de los recursos disponibles
- 2. Revisión de despacho inflexible de centrales a carbón:** Ejemplo aplicado al SEN comparando programación para distintos modelamientos de costos de partida/parada, con respectivas revisiones de cumplimiento de estándares de seguridad, reservas, inercia, y efectos en el vertimiento

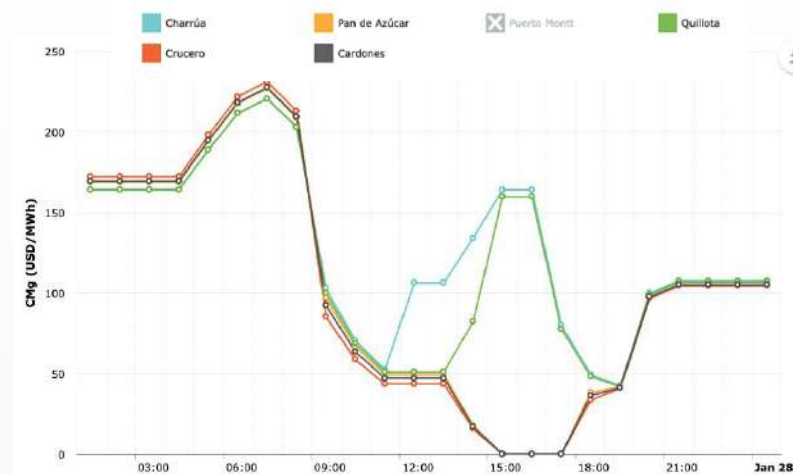
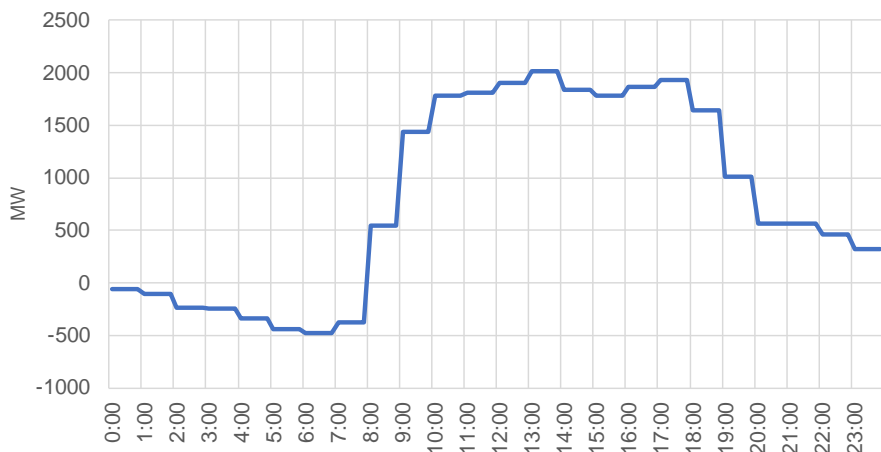
- Flujo horario año 2022, destacando en azul aquellas horas con **desacople** (Costo marginal diferentes en nodos inicio y destino)
- **Existe un uso intensivo de la línea y eventos de desacople son consistentes.** No obstante, 84% de desacoples tienen flujos menores al límite de 2078 MVA
- Desacoples con bajo flujo por condiciones particulares de trabajos o fallas

Flujo de Transmisión Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV sentido norte-sur



Ejemplo 1: 27/1/2022

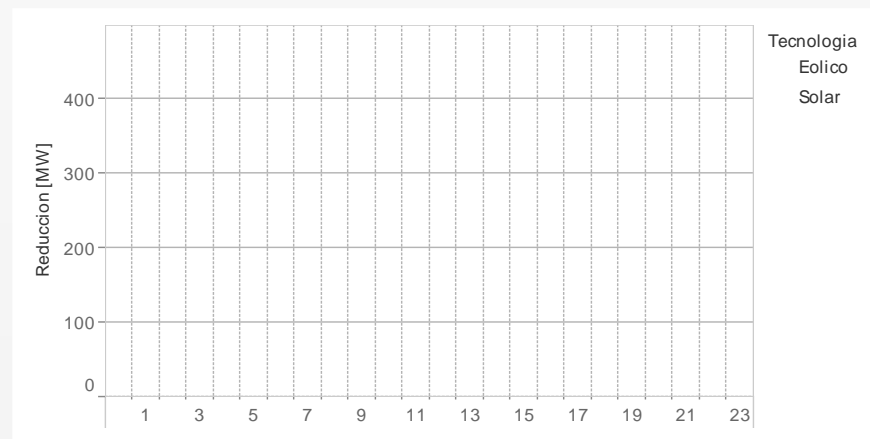
Nva P de Azucar - Polpaico 500 kV - 27/1/2022



Hr	Central Marginal PAzucar	Central Marginal Polpaico	Flujo Total Norte Sur MW
14:00	ERNC	LOSPINOS_DIESEL	1,844
15:00	ERNC	LOSPINOS_DIESEL	1,780
16:00	ERNC	CIPRESES_sinv	1,867
17:00	ERNC	SANTAMARIA_CAR	1,932

En algunos eventos no es clara la razón del límite¹, siendo el control de transferencias manual sumado a desviaciones de generación ERNC una potencial justificación. Eventos como estos generan un triple efecto para los participantes de mercado:

1. Se les recorta en mayor medida su generación disponible, al registrar falta de espacio en el sistema de transmisión.
2. Su inyección se valoriza a costo marginal cero*
3. Se produce un diferencial de precio entre la barra de inyección y un potencial retiro en Polpaico, donde se encuentran los grandes retiros de demanda regulada.



1) Informe diario: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-diario-27-01-2022.pdf>

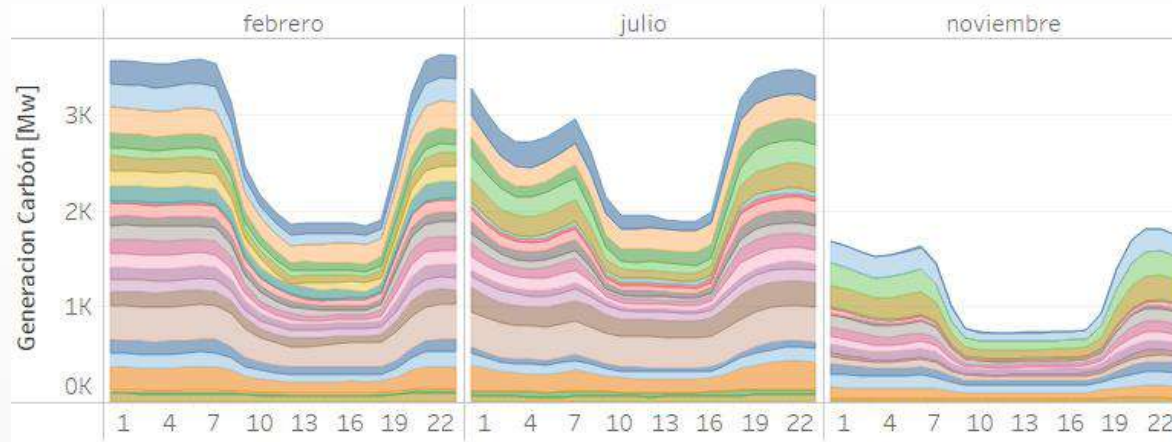
* Hacer un uso 100% no necesariamente garantizaría eliminar el Costo Marginal cero

Parte relevante de la congestión de transmisión norte-sur en horas solares se debe al despacho a **mínimo técnico de centrales a carbón**

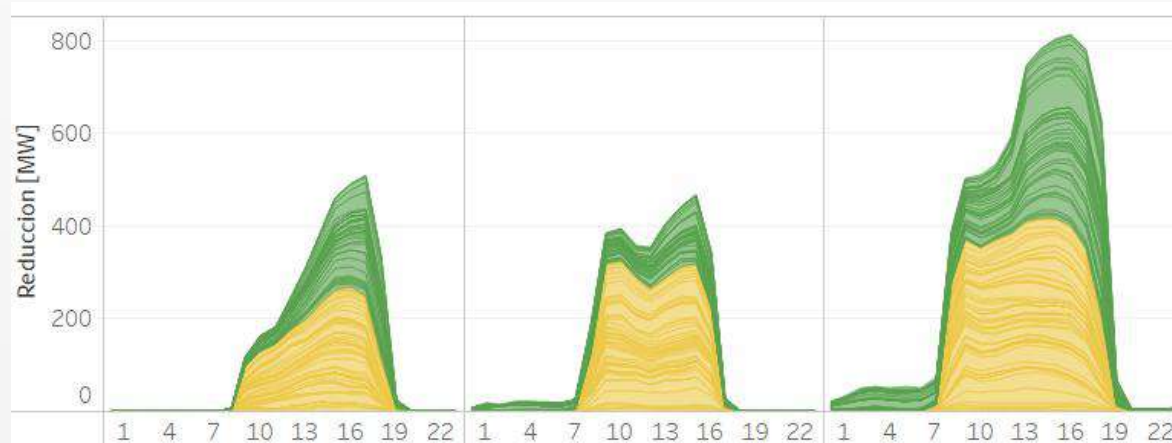
Durante 2022 se observó que vertimientos en estas horas son comparables a generación total a carbón.

Por esta razón, se estudian las inflexibilidades del parque a carbón, revisando los supuestos detrás de la programación de la operación

Operación promedio horaria de las centrales a carbón 2022



Recortes promedio horario **eólico-solar** 2022



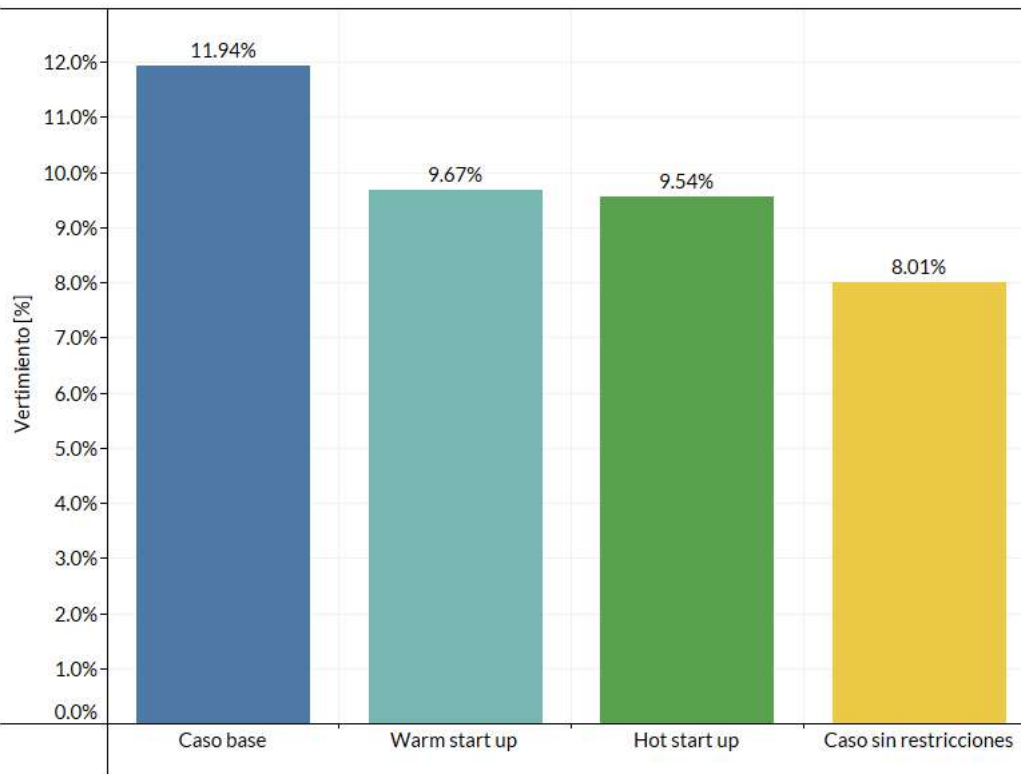
Se simula la operación **horaria** del SEN para el año 2023 en una condición hidrológica media (23 TWh) en distintos casos de estudio relativos al modelamiento de partidas en caliente-tibio-frío, así como un caso sin restricciones (full flexibilidad)

Las sensibilidades muestran que al pasar de un modelamiento con costos y tiempos de partida en frío a uno tibio o caliente **el vertimiento se reduce un 2%**.

Sensibilidad sin restricciones sirve como referencia para diagnosticar el **problema de fondo**.

A pesar de *hipotéticamente* reducir a cero la generación térmica en horas solares, **la generación renovable es muy superior a la demanda** en hr solares y vertimientos persisten.

Esto pone una cota superior a las expectativas de efectividad de medidas pro flexibilidad operacional para reducir el vertimiento



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

**Metodologías de
planificación**



¿Es nuestra metodología de planificación adecuada para detectar las necesidades de expansión de la red eficientes para habilitar una descarbonización profunda de la matriz eléctrica?

El estado del arte sugiere que existen diversas consideraciones en la planificación tendientes a **una evaluación justa del valor de los activos del plan de expansión**.

Se propuso un foco en dos partes a fin de poder tener una aplicación práctica en el corto plazo, y una hoja de ruta hacia el mediano-largo plazo

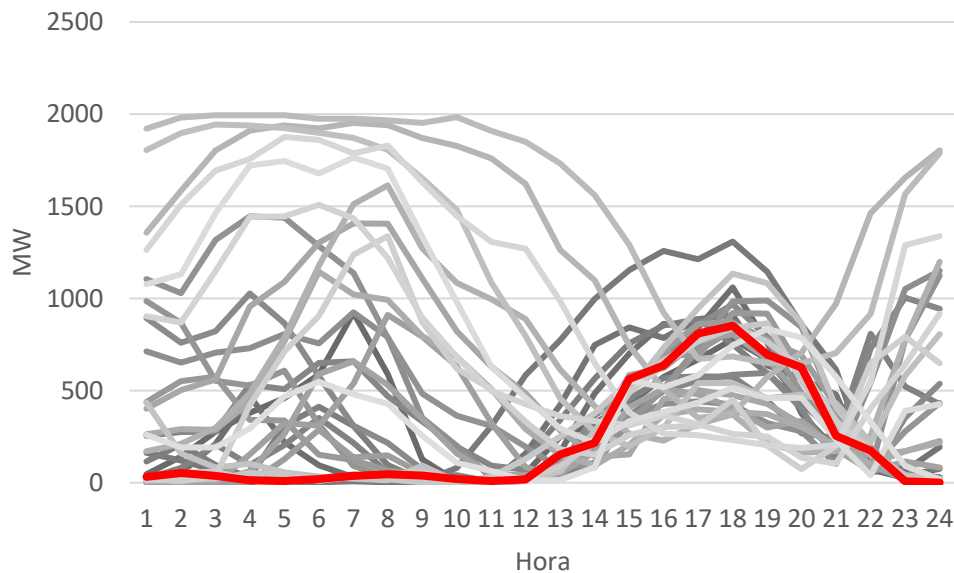
- Modificaciones **incrementales** que podrían ser implementadas en un corto plazo en el esquema de evaluación y modelos de simulación actuales.
 - Mejoras en el tratamiento de datos de entrada relevantes
 - Ampliar la evaluación a un enfoque multivalor no solo costos de operación
- Modificaciones **más profundas** que deberán ser analizadas en mayor detalle, pues requieren un cambio de enfoque y/o desarrollo de **nuevos modelos**, así como potenciales modificaciones regulatorias y superar barreras de adopción tecnológica

Supuestos poco representativos que tienden a subestimar el uso de la red

(1) Escenarios de generación ERNC tienden a subestimar su variabilidad, alterando tanto la etapa de creación de escenarios de generación, como la etapa de de simulación, tendiendo a subestimar las congestiones

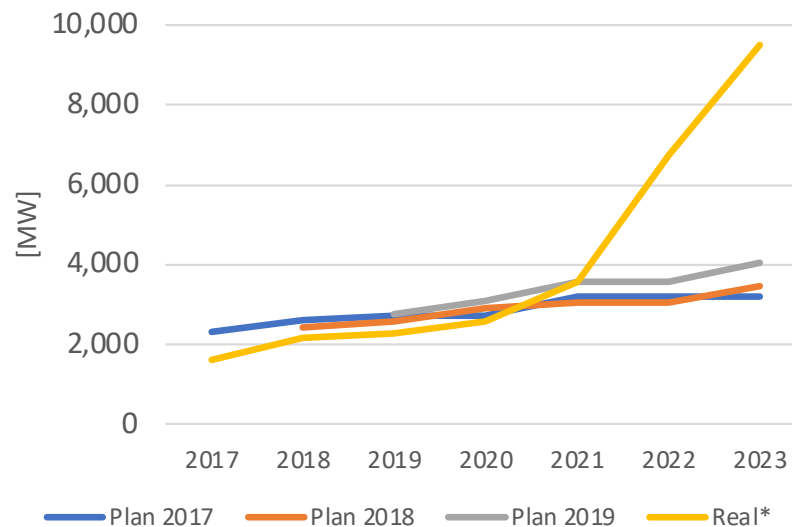
Ejemplo: Escenario PELP E 2022, comparación de perfiles usados y variabilidad

Perfil eólico zona Parinas - Febrero



(2) Desviaciones proyección vs realidad
Incluso con una anticipación considerable (6 años) los distintos escenarios PELP no cubrían condiciones cercanas a lo actual (co-optimización no necesariamente es representativa)

Capacidad solar FV - supuestos planificación vs real



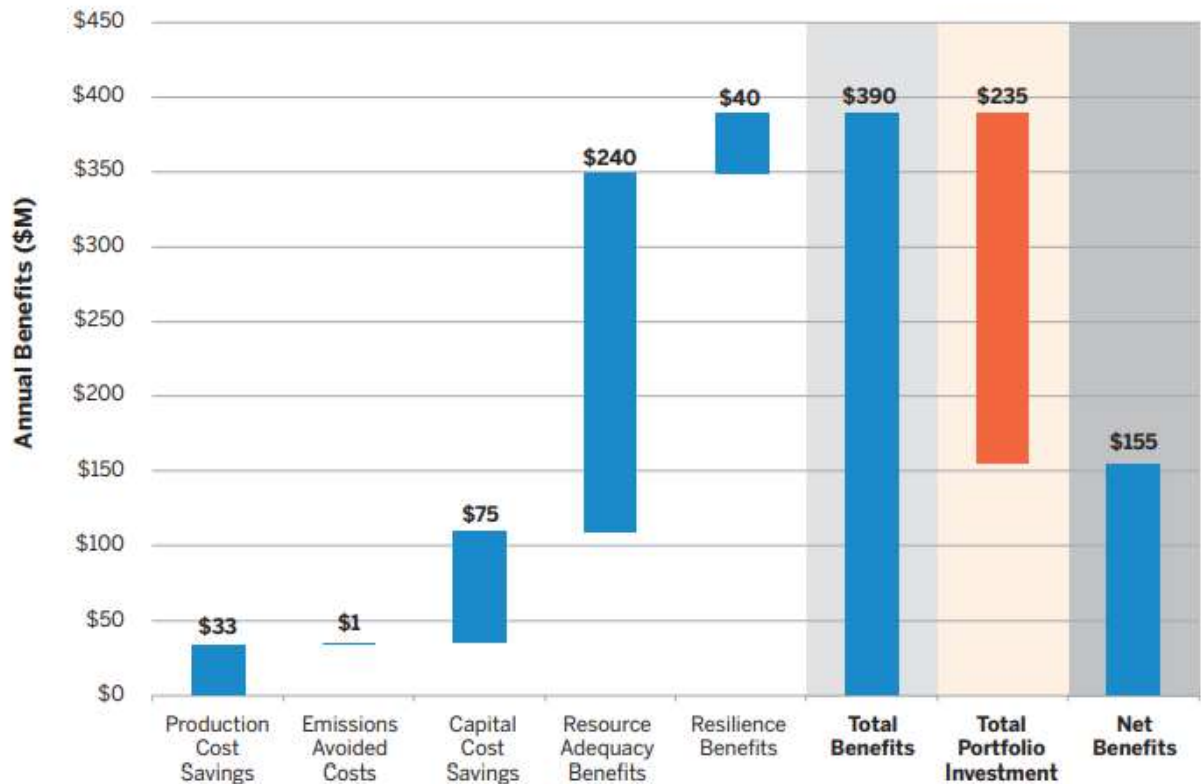
Las obras de transmisión crean beneficios que van más allá de los costos de operación. La planificación multivalor aboga porque cada potencial beneficio sea cuantificado e incluido en la evaluación económica de los proyectos.

La figura muestra los resultados de la evaluación de una línea de transmisión entre ERCOT y Southern Company

Se puede apreciar que el 60% de los beneficios se asocian a suficiencia y solo un 8% a ahorro de costos de producción

Unión Europea, Australia, y operadores adscritos a la **FERC** han incorporado el concepto de la planificación multivalor, definiendo metodologías adhoc

Multi-Value Benefit Stacking for the Transmission Line Connecting ERCOT and Southern Company, 2030



(1) Energy Systems Integration Group. 2022. Multi-Value Transmission Planning for a Clean Energy Future. A Report of the Transmission Benefits Valuation Task Force. Reston, VA.

Módulo 4: Regulación



El objetivo es identificar las iniciativas regulatorias para habilitar las propuestas de trabajo en relación a la metodología de planificación

- Existe una falta de precisión de detalle respecto a requerimientos de modelamiento y tratamiento de datos de entrada: “debe” vs métricas de calidad
- Por otro lado, se requiere flexibilidad en las definiciones a fin de permitir una mejora continua en el proceso e innovación

Propuestas de modificación al reglamento de planificación de la transmisión:

- Incorporar un capítulo de requerimientos mínimos de modelamiento para el proceso (símil a NT de CyOp) justificados en estudios periódicos
- En un símil a la NTSyCS, crear un capítulo con **estudios específicos para la planificación**, a ser desarrollados por consultor externo (objetividad), definiendo alcance y frecuencia.
- Realizar a través de los estudios específicos las definiciones metodológicas de detalle para ampliar la evaluación económica a los conceptos multivalor

Parte 2: modificaciones profundas



¿Es nuestra metodología de planificación adecuada para detectar expansiones que habiliten una descarbonización profunda de la matriz eléctrica de forma segura y económica?

Parte 2: **Modificaciones más profundas** que deberán ser analizadas en mayor detalle, pues requieren un cambio de enfoque y desarrollo, así como potenciales modificaciones regulatorias.

Algunos aspectos avanzados a desarrollar:

2.1 Simulación caso a caso vs optimización global

2.2 Incertidumbre futura, proactividad y adaptabilidad

2.3 Incorporación de nuevas tecnologías

2.4 Consideración de soluciones de distribución y recursos distribuidos

2.5 Coordinación de trazado y territorios

2.6 Confiabilidad y resiliencia

2.2. Incertidumbre futura, proactividad y adaptabilidad

Descripción del problema:

- La planificación de la transmisión **no es proactiva** en la práctica, donde el tomador de decisión **asume el riesgo** de invertir en la red frente distintos escenarios futuros que son desconocidos (no existe una metodología para identificar **holguras**).
- La planificación de la transmisión **no es adaptativa**, ya que las decisiones de inversión no se corrigen en el tiempo.
- Para abordar la incertidumbre se utiliza una **heurística** que usa modelos deterministas para cada escenario, y ejecuta el plan de inversión que mas se repite.

Consecuencias del problema:

- La heurística entrega soluciones **subóptimas y sin holguras**.
- Presencia de **congestiones**, incluso a pocos años de la entrada de los proyectos.
- Las estrategias de inversión óptimas bajo incertidumbre **no** se pueden construir mediante la **heurísticas**.
- Los proyectos de inversión pueden presentar un **arrepentimiento muy alto** a futuro.

Experiencia (académica):

Agentes	Resultados
WECC	Demuestra que existe un ahorro de costos por usar un enfoque estocástico vs un enfoque determinístico.
North Seas	Se usan modelos robustos para controlar incertidumbre.
ERCOT	Se usa un enfoque estocástico para controlar incertidumbre.

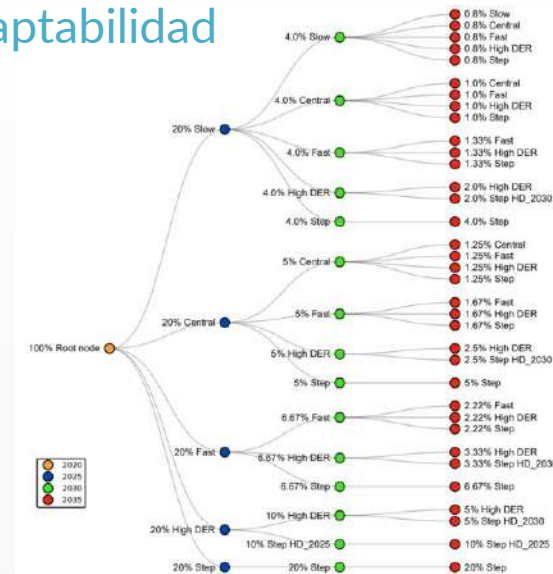
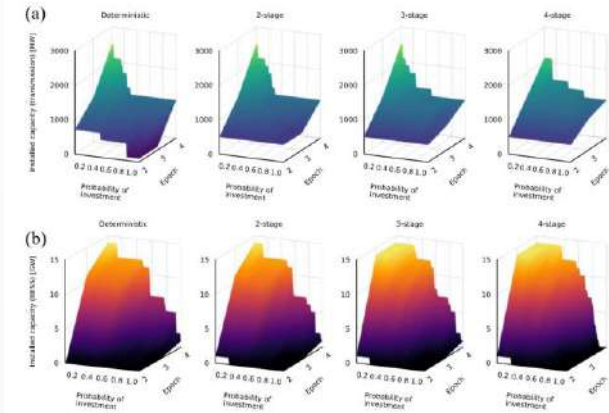
Fuente: (Munoz, 2014), (Konstantelos, 2017).(Derek Stenclik, 2022)

Estos agentes utilizan un enfoque de incertidumbre.

F. D. Munoz, B. F. Hobbs, J. L. Ho and S. Kasina, "An Engineering-Economic Approach to Transmission Planning Under Market and Regulatory Uncertainties: WECC Case Study," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 1, pp. 307-317, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2279654.

2.2. Incertidumbre futura, proactividad y adaptabilidad

Experiencia/aplicación:



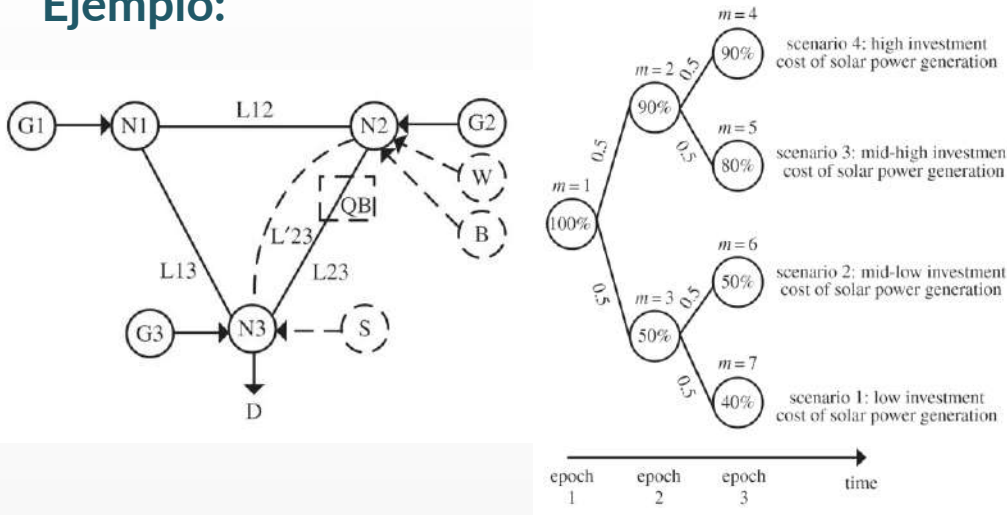
- Las inversiones en transmisión recomendadas por el enfoque bajo incertidumbre **son superiores en beneficio sistémico** a los planes deterministas y las heurísticas relacionadas.
- La solución bajo incertidumbre identifica obras que son “**invisibles**” ante las metodologías determinísticas y las heurísticas relacionadas.
- **El arrepentimiento de sobreinvertir y quedar con capacidad subutilizada es menor al arrepentimiento de subinvertir y aumentar los costos de operación e inversión de la generación a futuro. La capacidad subutilizada puede prestar otros servicios asociados a la confiabilidad y resiliencia.**

F. D. Munoz, B. F. Hobbs, J. L. Ho and S. Kasina, "An Engineering-Economic Approach to Transmission Planning Under Market and Regulatory Uncertainties: WECC Case Study," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 1, pp. 307-317, Jan. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2279654.

Konstantelos, I., Moreno, R., and Strbac, G., "Coordination and uncertainty in strategic network investment: Case on the North Seas Grid", Energy Economics, Vol 64, pp 131 - 148, May 2017.

2.3. Incorporación de nuevas tecnologías

Ejemplo:



	scenario 1 low	scenario 2 mid-low	scenario 3 mid-high	scenario 4 high
<i>expansion plan per epoch and scenario</i>				
epoch 1			W(16)	
epoch 2		S(39)		W(10), QB
epoch 3	S(18)	S(5), W(2)	B(1)	B(1)
<i>costs per scenario (k\$)</i>				
investment	59 896	60 047	35 853	35 853
operation	240 974	244 321	273 517	273 517
total	300 870	304 368	309 370	309 370
<i>expected costs (k\$)</i>				
investment			47 017	
operation			258 082	
total			305 994	

- Nuevas tecnologías permiten **disminuir más los costos sistémicos** mediante una mayor opcionalidad, aunque esto requiere entender mejor los riesgos asociados (malfuncionamiento).
- Tecnologías flexibles, aunque pueden **competir** con grandes obras de Tx, también permiten **complementarlas** mediante un rápido despliegue de la tecnología.
- Se hace vital capturar todos los beneficios en los análisis, especialmente aquellos asociados a la **incertidumbre, flexibilidad y adaptabilidad** (corto y largo plazo).
- 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"**.

Moreno, R., Street, A., Arroyo, J. M., & Mancarella, P. (2017). *Planning low-carbon electricity systems under uncertainty considering operational flexibility and smart grid technologies. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 375(2100), 20160305.* doi:10.1098/rsta.2016.0305.

Moreira, A., Strbac, G., Moreno, R., Street, A., Konstantelos, I., "A Five-Level MILP Model for Flexible Transmission Network Planning under Uncertainty: A Min-Max Regret Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 33, Issue 1, pp 486 - 501, Jan 2018.

2.5. Coordinación de trazado y territorios

Descripción del problema:

- Actualmente, las **externalidades** asociadas al uso del suelo no son endógenas al proceso de planificación, incorporándose en una fase posterior.
- Proceso de **franjas** percibido como una fuente de atrasos.
- Falta de **coordinación** en los mecanismos de permisos.

Consecuencias del problema:

- El trazado de la nueva infraestructura puede presentar externalidades negativas sustanciales en la sociedad y el medio ambiente local, generando impedimentos en la construcción y aumentando los costos, lo cual puede **desacelerar** el desarrollo de la red.
- **Atrasos, falta de aceptación.**
- En cuanto al proceso de franjas, se trata de **evitar** para proyectos urgentes (HVDC).

Experiencia:

País	Proyecto	Conflicto
Gran Bretaña	Beaully-Denny	Paisajismo, medio ambiental
Estados Unidos	Grain Belt Express	Derechos de propiedad, paisajismo, agricultura
Chile	Cardones-Polpaico	Social, medio ambiental

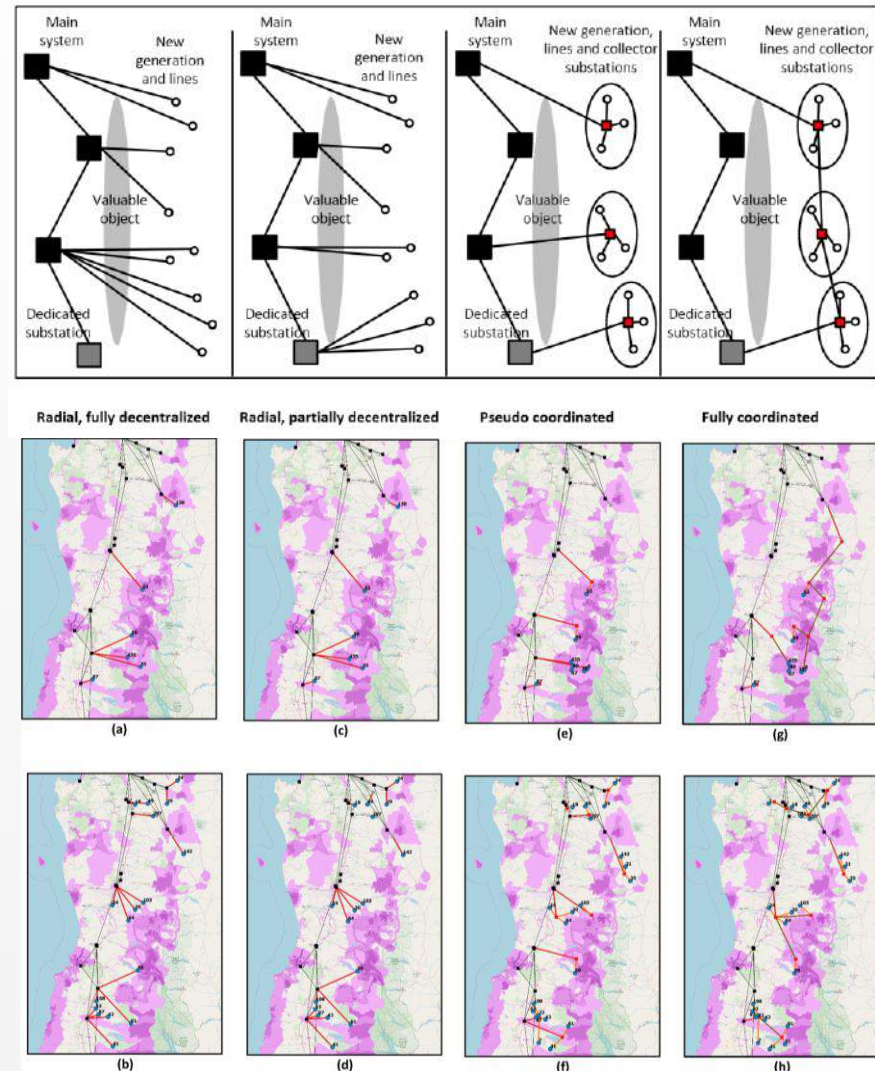
Fuente: (Tobiasson and Jamasb, 2016), (Cardwell, 2016), (Astorga and Urquiza, 2013)

Matamala, C., Moreno, R., Sauma, E., Calabrese, J. & Osses, P. (2021). Why Reducing Socio-Environmental Externalities of Electricity System Expansions Can Boost the Development of Solar Power Generation: The Case of Chile. Solar Energy. 217. 58-69. 10.1016/j.solener.2021.01.034.

2.5. Coordinación de trazado y territorios

Ejemplo:

- Minimizar los costos de operación y los costos de externalidades al momento de decidir la expansión del sistema, puede tener un impacto significativo en la ubicación de la infraestructura futura, tanto en transmisión como en el mix de generación.
- Experiencia internacional muestra que los permisos requieren mayor coordinación central (en caso Chileno, entre servicios).
- Rol del Estado en la resolución de conflictos y facilitación en la obtención de permisos, sobre todo en decisiones que son compartidas con el Estado.



Matamala, C., Moreno, R., Sauma, E., Calabrese, J. & Osses, P. (2021). Why Reducing Socio-Environmental Externalities of Electricity System Expansions Can Boost the Development of Solar Power Generation: The Case of Chile. *Solar Energy*. 217. 58-69. 10.1016/j.solener.2021.01.034.

2.6. Confiabilidad y resiliencia

Descripción del problema:

- No se consideran escenarios extremos pero posibles en el proceso de planificación; es decir, eventos de baja probabilidad pero de alto impacto.
- No se considera la aversión al riesgo y, por lo tanto, la disponibilidad por cobertura.

Consecuencias del problema:

- Sistema muy expuesto a eventos extremos (incendios forestales, tormentas, terremotos), lo cual impacta tiene impactos económicos importantes.

Experiencia:

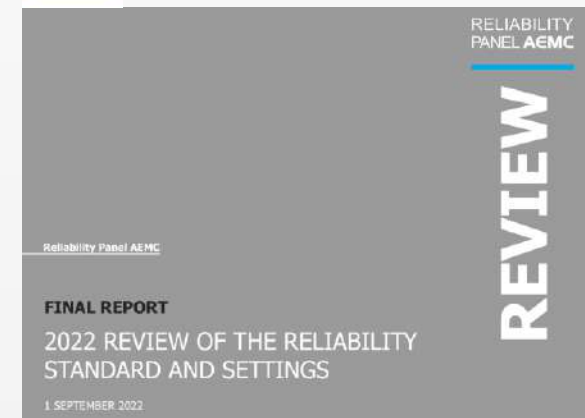


DECRETO 37 | APRUEBA REGLAMENTO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DE LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN
MINISTERIO DE ENERGÍA

Promulgación: 06-MAY-2019
Publicación: 25-MAY-2021
Versión: Única - 25-MAY-2021

REGLAMENTO MODIFICACION

DOBLE ARTICULADO



RELIABILITY PANEL AEMC

REVIEW

Reliability Panel AEMC

FINAL REPORT

2022 REVIEW OF THE RELIABILITY STANDARD AND SETTINGS

1 SEPTEMBER 2022

Moreno, R., Panteli, M., Mancarella, P., Rudnick, H., Lagos, T., Navarro, A., ... Araneda, J. C. (2020). *From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes*. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(4), 41–53. doi:10.1109/mpe.2020.2985439

2.6. Confiabilidad y resiliencia

Ejemplo:

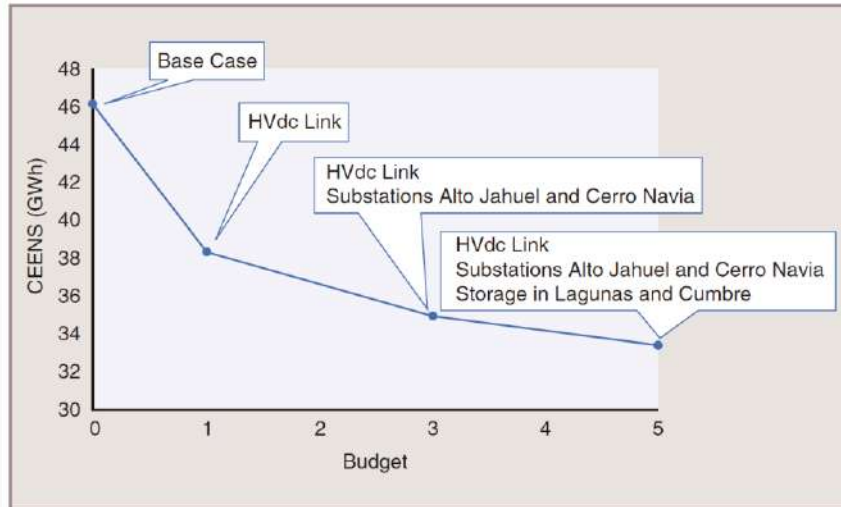


figure 10. The optimal portfolio solutions for resilience enhancement for different budgets. CEENS: conditional EENS.

- Se identifican las mejoras necesarias (inversiones) en la infraestructura de la red para la transición de las redes eléctricas confiables hacia redes resilientes.
- Potencia con nuevas tecnologías.
- Requiere de la definición de un nivel de aversión o presupuesto de inversión.

- Las decisiones de inversión enfocadas en confiabilidad son distintas de decisiones de inversión enfocadas en resiliencia.
- Necesario conciliar ambas.

table 3. The average and risk indicators of the four considered network design options.

Metric	N=0 Base Case	N=1	N=0 Shorter Repair Time	N=0 Underground
VoLL × EENS (US\$)	538,532	38,464	470,506	280,428
VoLL × CVaR (US\$)	4,113,206,199	3,846,412,398	2,690,095,838	2,837,833,988
Probability of double outage under adverse weather (%)	7.7	7.7	2	2.6

Moreno, R., Panteli, M., Mancarella, P., Rudnick, H., Lagos, T., Navarro, A., ... Araneda, J. C. (2020). *From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes*. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(4), 41–53. doi:10.1109/mpe.2020.2985439

Lagos, T., Moreno, R., Navarro, A., Panteli, M., Sacaan, R., Ordóñez, F., Rudnick, H., Mancarella, P., "Identifying Optimal Portfolios of Resilient Network Investments Against Natural Hazards, With Applications to Earthquakes", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 35, Issue 2, pp 1411 - 1421, Mar 2020.

Módulo 2:
Acciones de corto plazo

Tecnologías avanzadas



Necesitamos a futuro no sólo más activos de transmisión, sino también más tecnología para realizar un mejor uso de la capacidad existente

¿Qué hacemos por mientras?

- Construir nuevas líneas es un proceso costoso y lento: es **atractiva la introducción de soluciones alternativas** que pueden desplegarse en menor tiempo que una línea de transmisión.
- Soluciones de tipo **hardware/software pueden combinarse para incrementar la capacidad de transmisión**, e incluso la confiabilidad de la red en su conjunto

Hardware / Actuadores: centrados en mejoras de activos físicos	Software / Sensores: centrados en mejoras en centro de control, sistemas de control y toma de decisiones
<ul style="list-style-type: none">• Controladores de flujo de potencia (AC o DC)• Conductores avanzados• Almacenamiento (grid booster)• Puntos de apertura suave (SOP)	<ul style="list-style-type: none">• Capacidad térmica dinámica (DLR)• Evaluación dinámica de seguridad (DSA)• Co-optimización topología / despacho• Respuesta de demanda (DR)• Monitoreo y control de área amplia (WAMS-WACS)• Esquemas de protección especial (SPS)• Tecnologías de información y comunicación

Control correctivo HVDC con soporte transitorio (estabilización post-contingencia)

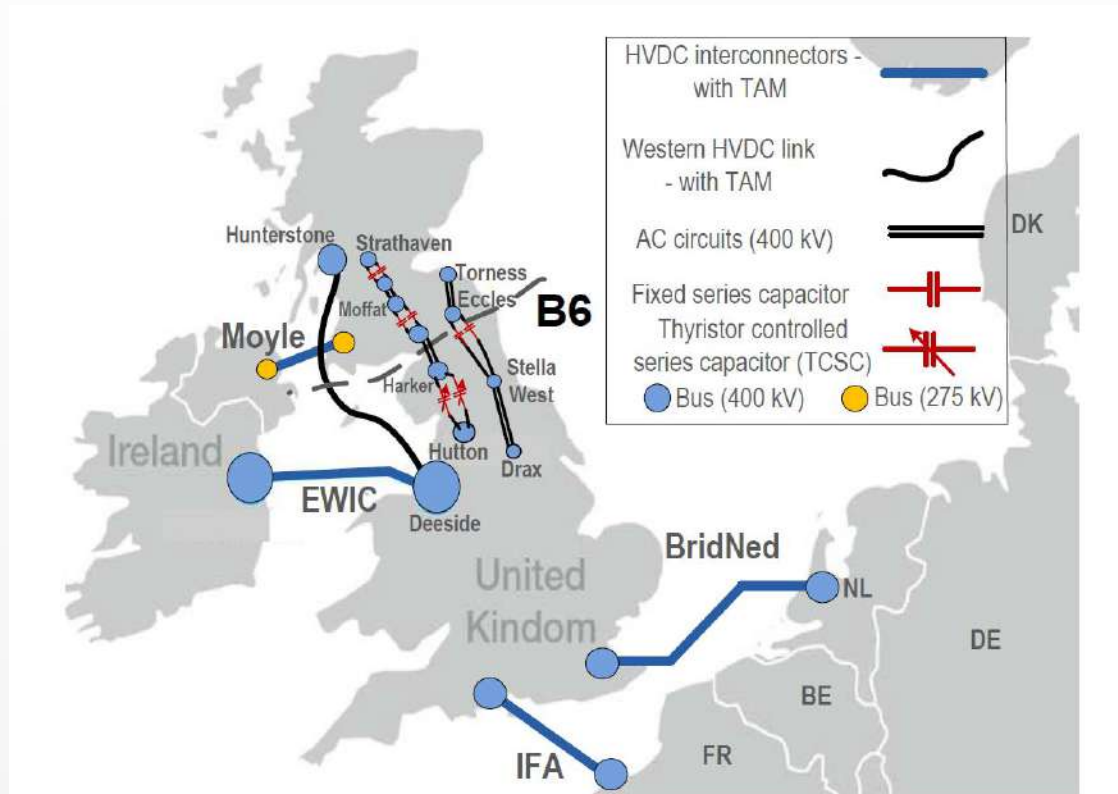


Fig. 3. GB transmission network (2017 scenario) illustrating the key AC circuits reinforced with series compensation interfacing Scotland–England in parallel to the Western HVDC link. The international cross-boarder HVDC interconnectors are also shown.

Y. Pipelzadeh, R. Moreno, B. Chaudhuri, G. Strbac and T. C. Green, "Corrective Control With Transient Assistive Measures: Value Assessment for Great Britain Transmission System," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 2, pp. 1638-1650, March 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2598815.

Importancia de la respuesta/latencia de las comunicaciones

TABLE II
ECONOMIC RESULTS (57 GW DEMAND)

	Case A	Case B	Case C
B6 Transfer [GW]	4.4	4.95	5.5
Congestion cost [k£/h]	147	107	104
Corrective control cost [k£/h]	0	3	6
Stability ensured through	Preventive control only	Corrective actions (CA)	CA+TAM

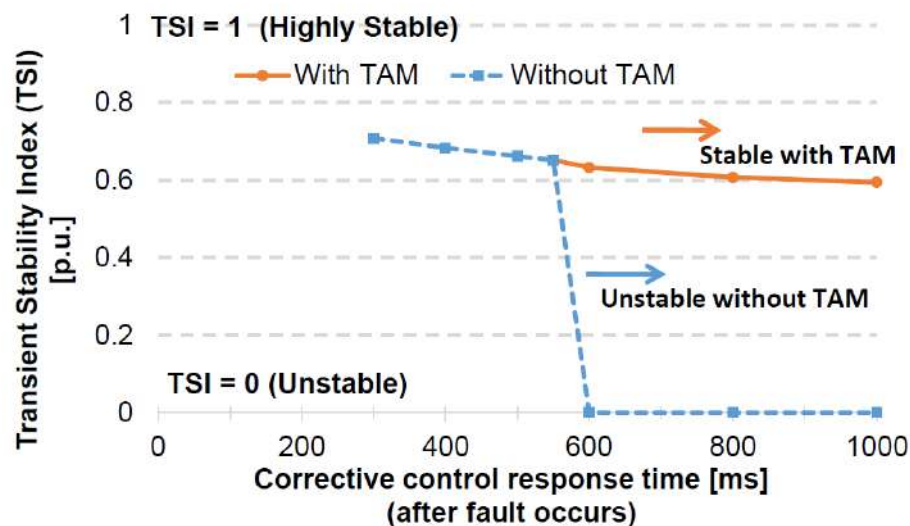


Fig. 10. Transient Stability Index (TSI) [26] as a function of corrective control response time with and without TAM (case B under 57 GW demand).

Y. Pipelzadeh, R. Moreno, B. Chaudhuri, G. Strbac and T. C. Green, "Corrective Control With Transient Assistive Measures: Value Assessment for Great Britain Transmission System," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 2, pp. 1638-1650, March 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2598815.

Se puede monitorear o predecir una falla, lo que puede permitir mayor flujo en condiciones especiales (buen clima), lo que se puede reforzar mediante una reasignación de reservas

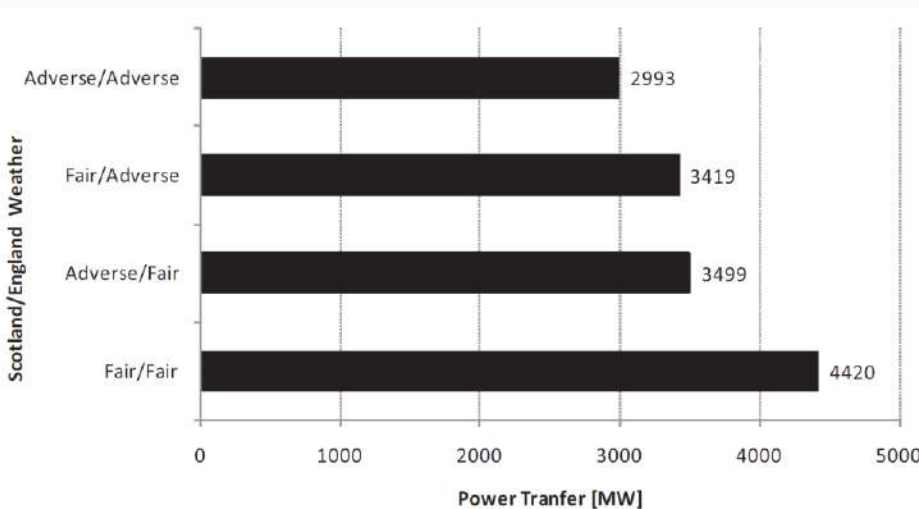


Figure 3.3: Probabilistic transfers in the current transmission network.

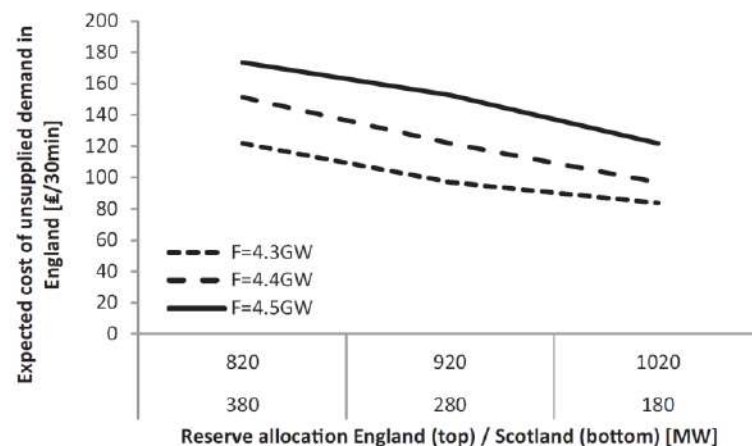


Figure 3.5: Effect of power transfers (F) and reserve allocation on reliability of supply in England.

G. Strbac, D. Kirschen and R. Moreno, "Reliability standards for the operation and planning of future electricity networks," Foundations and Trends® in Electric Energy Systems, vol. 1, no. 3, pp. 143-219, 2016.

- **Discusión de barreras identificadas y estrategias para abordarlas**

Independientes del contexto	Dependientes del contexto
<ul style="list-style-type: none">• Modernización de instalaciones y redes de comunicación• Capacitación de recursos humanos• Limitaciones técnicas o complejidades de las tecnologías y mediciones• Interacción con resto del sistema• Validación tecnológica	<ul style="list-style-type: none">• Regulación / modelo de remuneración• Prácticas• Análisis costo/beneficio incompleto• Asignación de riesgos



www.spec.cl
www.ameba.cloud

info@spec.cl
+56 2 2944 4636
Los Militares 5885, of 803, Las condes
Santiago, CHILE - 7561272



www.isci.cl

contacto@isci.cl
República 695
Santiago Centro
+56 2 2689 4429