



POTENCIAL DE TECNOLOGÍAS DE MEJORA DE RED PARA LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.

Este informe forma parte de la agenda de conocimiento de la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la División de Clima y Medio Ambiente de BID Invest. Su objetivo es generar análisis y programas de asistencia técnica que fortalezcan las políticas públicas, las estrategias del sector privado y la gestión del mercado energético en América Latina y el Caribe. Estos productos buscan informar, orientar y ofrecer un conjunto de recomendaciones a los responsables de la formulación de políticas, los ejecutivos del sector privado y las partes interesadas clave del sector, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y las entidades reguladoras.

AGRADECIMIENTOS

El informe fue elaborado bajo la dirección de Juan Paredes, especialista principal en energía del BID, y Ricardo De Vecchi, jefe de la Unidad de Infraestructura Verde de BID Invest, junto con Julián González y Mauricio Ayala, de la División de Clima y Medio Ambiente de BID Invest, cuya participación fue fundamental para el desarrollo del estudio. Los autores son Melissa Alé, Mathieu Kretz, Cristóbal Mujica, Nicolas Omont, Rodrigo Federico Naranjo y Tengxiang Ren, de Artelys e ISCI (Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería), con la validación de Rodrigo Moreno, del ISCI. El documento también se benefició de la revisión de Arturo Alarcón, especialista sénior en energía del BID.

DESCARGO DE RESPONSABILIDAD

Las opiniones expresadas en esta publicación son exclusivamente las de los autores y no reflejan necesariamente la posición del Banco Interamericano de Desarrollo, la Corporación Interamericana de Inversiones o su Directorio Ejecutivo. La preparación de este informe contó con el apoyo financiero del Programa de Desarrollo Estratégico de Infraestructura del BID, financiado con capital ordinario, a través de la cooperación técnica regional RG-T4513: «Transformación digital en el sector energético y la red del futuro» (ATN/OC-20954-RG), y la cooperación regional RG-T4149 de BID Invest «Mecanismo de apoyo a la preparación de proyectos de energía sostenible en ALC II» (ATN/LE-19355-RG), financiada con recursos de la contribución de la Alianza Global de Energía para las Personas y el Planeta (GEAPP).

Todas las imágenes incluidas en este documento cuentan con licencia de Shutterstock.

Glosario

AAR	Clasificación ajustada al ambiente (Ambient Adjusted Rating)
AGC	Control automático de la generación (Automatic Generation Control)
AOM	Administración, operación y mantenimiento (Administration, Operation, and Maintenance)
AVI	Inversionistas en activos de valor (Asset Value Investors)
BCR	Relación Costo-Beneficio (Benefits-Costs Ratio)
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en baterías (Battery Energy Storage System)
BLPC	Barbados Light & Power Company Limited
BM	Mecanismo de equilibrio (Balancing Mechanism)
CBA	Análisis coste-beneficio (Cost Benefits Analysis)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional de Chile
CETP	Plan de transición hacia energía limpia (Clean Energy Transition Plan)
CETR	Mecanismo de transición hacia energía limpia (Clean Energy Transition Rider)
DLR	Capacidad dinámica de líneas (Dynamic Line Rating)
DR	República Dominicana (Dominican Republic)
DSO	Operador del servicio de distribución (Distribution Service Operator)
CEM	Campo electromagnético
EMS	Sistema de gestión de la energía (Energy Management System)
EOI	Expresión de interés (Expression of Interest)
FACTS	Sistema flexible de transmisión de corriente alterna (Flexible Alternating Current Transmission System)

FERC

Comisión Federal Reguladora de la Energía (Federal Energy Regulatory Commission)

GET

Tecnología de mejora de red (Grid Enhancing Technology)

GFB

Batería formadora de red (Grid-Forming Battery)

GFC

Controladores formadores de red (Grid-Forming Controllers)

GFM

Inversores formadores de red (Grid-Forming Technologies)

IBR

Recursos basados en inversores (Inverter-Based Resources)

LAC

América Latina y Caribe (Latin American and Caribbean)

MEM

Mercado Eléctrico Mayorista

NERC

Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (North American Electric Reliability Corporation)

NREL

Laboratorio Nacional de Energías Renovables, EE.UU. (National Renewable Energy Laboratory)

PST

Transformador de cambio de fase (Phase-shifting Transformer)

RES

Fuentes de energía renovables (Renewable Energy Sources)

RFI

Solicitud de información (Request for Information)

ROCOF

Tasa de cambio de frecuencia (Rate-of-change-of-frequency)

ROE

Rentabilidad de capital propio (Return on equity)

ROI

Retorno de la inversión (Return on investment)

SCL

Nivel de cortocircuito (Short Circuit Level)

SPS

Esquemas especiales de protección (Special Protection Schemes)

SSPD

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

STATCOM

Compensador estático síncrono (Static Synchronous Compensator)

STN

Sistema de Transmisión Nacional (Colombia)

SVC

Compensador estático VAR (Static VAR compensator)

TRL

Nivel de preparación tecnológica (Technological Readiness Level)

UK

Reino Unido (United-Kingdom)

UPFC

Controlador de flujo de potencia unificado (Unified Power Flow Controller)

UPME

Unidad de Planeación Minero Energética (Colombia)

100

Las GETs comprenden software, hardware o una combinación de ambos que **mejoran dinámicamente la capacidad, eficiencia y confiabilidad de la red de transporte de electricidad**. Varios indicadores clave –



beneficios económicos y técnicos, plazos de implementación, nivel de preparación tecnológica (TRL) y facilidad de implementación – se detallan en la primera sección del informe para cada una de las principales GET existentes: capacidad dinámica de líneas (DLR); cambio de conductores; condensadores síncronos (SC); sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS); sincrofasores (PMU); sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS); y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Cabe destacar que las GET presentan plazos de despliegue más cortos, en contraste con los plazos más largos que requieren las tecnologías de refuerzo de la red tradicionales, y una mejor relación costo-beneficio.

Se ha estudiado específicamente el impacto y el potencial de mercado de dos tecnologías diferentes de mejora de la red: **Los Condensadores Síncronos (SC)** y **los equipos de Capacidad Dinámica de Línea (DLR)**. Los SC son una tecnología de hardware que proporciona inercia, nivel de cortocircuito (SCL) y soporte de tensión para reforzar la estabilidad del sistema. DLR es una tecnología de software que supervisa o estima la temperatura de las líneas eléctricas y optimiza así su capacidad máxima de

transferencia de potencia permitida (capacidad de línea) para ayudar a aliviar las congestiones de transmisión. Esta tecnología es muy importante en zonas con alto recurso eólico, donde la temperatura, y por tanto el valor dinámico de la línea, suele ser significativamente inferior a la temperatura más desfavorable utilizada para calcular el valor estático por defecto de la línea. Para estas dos tecnologías, evaluamos el potencial de mercado en Chile y en Colombia, y luego lo ampliamos a la región de América Latina y el Caribe.

Para estimar el tamaño del mercado y el impacto potencial de la implantación de las GET se ha analizado el sector eléctrico de Chile y Colombia: recopilando proyecciones de la demanda y la oferta futuras, evaluando las adiciones de capacidad eólica y solar, la congestión de la transmisión local y los problemas de estabilidad de la red derivados de la retirada de los generadores síncronos convencionales. Para las tecnologías de SC y DLR, se ha utilizado un método basado en ratios, aplicando como referencia experiencias internacionales sobre cuanta capacidad de potencia reactiva (MVAR) de SC se necesita por capacidad renovable variable instalada (MW) en zonas de red de transmisión débil (unos 0,3 MVAR/

MW, calibrados con los resultados de procesos de licitación oficiales en ambos países), y estimando cuántas líneas parcialmente congestionadas podrían beneficiarse de DLR (basándonos en los planes de expansión de la transmisión de cada país). Los datos sobre costos proceden de estudios de casos y licitaciones oficiales, lo que permite extrapolar un tamaño de mercado factible en Chile y Colombia. Estos resultados se han ampliado al resto de América Latina y el Caribe correlacionando la escala de los posibles despliegues de GET con los planes de expansión de las energías renovables de la región hasta 2030.

A partir de estos cálculos se desprenden las siguientes conclusiones:

En primer lugar, a medida que **la generación renovable variable (con inversores seguidores de red) desplaza a los generadores síncronos convencionales, los sistemas eléctricos reducen su inercia y capacidad de cortocircuito**. Para compensar, se estima que Chile necesitará unos 4 GVar de nueva capacidad de SC, lo que representa aproximadamente unos **1.200 millones de dólares de inversión**. Colombia necesitaría entre 2,7 y 3,9 GVar, **equivalentes a entre 800 y 1.200 millones de dólares**. Estos proyectos son económicamente atractivos porque evitan el costoso redespacho y desbloquean la integración adicional energía

eólica y solar. La extrapolación de las mismas necesidades en toda la región sugiere que **ALC podría necesitar más de 20.000 millones de dólares en proyectos de SC para 2030**. Sin embargo, parte de esta demanda puede satisfacerse con tecnologías alternativas como centrales térmicas existentes convertidas al modo condensador o baterías formadoras de red y STATCOMs con un consiguiente mercado final de SC que puede ser menor a lo estimado.

En segundo lugar, aunque la tecnología DLR requiere un gasto de capital más modesto que la construcción de nuevas líneas o la modernización de subestaciones importantes, sigue siendo una opción rentable y de gran impacto para las líneas que se congestionan sólo unos pocos cientos de horas al año y en las que es fundamental una solución de rápida implementación, que en el caso de la DLR puede ser del orden de uno o dos años. En Chile, unas 36 líneas podrían adoptar el DLR, lo que supondría **un mercado potencial de 12 millones de dólares en inversiones** (incluido un sistema de gestión centralizado). En Colombia, unas 27 líneas podrían beneficiarse del DLR a un coste de **10 millones de dólares**. Una extrapolación más amplia para toda ALC sitúa el mercado total de equipos DLR entre **132 y 141 millones de dólares**, más unos **30 millones de dólares** para sistemas centralizados.

Table 1: **Potenciales de mercado para SC y DLR en Chile, Colombia y ALC (en millones de USD)**

	Chile	Colombia	ALC
Condensador síncrono – Potencial de mercado [Millones de USD]	600 – 1.200	810 – 1.170	7.500 – 25.110
Capacidad dinámica de línea – Potencial de mercado [Millones de USD]	12	10	162 – 171

Por otro lado, los beneficios de las GET sobre el bienestar del sistema de transmisión son significativos. En cuanto a la **tecnología DLR**, suponiendo que se adopte en el 50 % de las líneas congestionadas en zonas con alto recurso eólico, las rentas de congestión evitadas ascienden a **22 millones de dólares al año en Chile y de 12 millones de dólares al año en Colombia**. Los beneficios **Condensadores Síncronos** se evalúan en función de la energía renovable adicional que puede instalarse y despacharse, sin necesidad de forzar la entrada de generadores hidráulicos o térmicos para estabilizar el sistema eléctrico. El aumento de beneficios económicos para el sistema, calculado como la diferencia entre los costos de generación solar o eólica frente a los costos marginales del mercado, oscila **entre 130 y 700 millones de dólares al año en Colombia** (dependiendo de la disponibilidad hidroeléctrica), y alrededor de **80 millones de dólares al año en Chile** para los SC ya licitados que entrarán en funcionamiento en 2027. Además, la **implementación de los SC podría reducir las emisiones de CO₂ en 13 millones de toneladas al año en Chile y 3,8 millones de toneladas al año en Colombia aproximadamente**.

Table 2: **Beneficios esperados de SC y DLR en Chile y Colombia**

	Chile	Colombia
Condensador síncrono - beneficio: ahorros en costos de generación (millones de USD al año)	80	130-700
Condensador síncrono - beneficio: reducción de emisiones de CO2(millones de toneladas al año)	13	3.8
Capacidad dinámica de línea - beneficio: reducción de la congestión (millones USD/año)	22	12

El estudio analiza además dos casos prácticos implementados que han sido ampliamente reconocidos, y los compara con proyectos similares en la región de ALC. El objetivo es extraer ejemplos concretos de buenas prácticas para el desarrollo de las GET en América Latina y el Caribe. El primer estudio de caso es el **Stability Pathfinder Phase 2**, en el Reino Unido. Se trata de una **licitación tecnológicamente neutra**, centrada en el aumento del nivel de cortocircuito (SCL) y la inercia en Escocia. Los participantes fueron evaluados en función del precio, la contribución al cortocircuito y la inercia incremental ofrecida. Al final, la mayoría de los participantes en la licitación propusieron SC, que obtuvieron la mitad de los contratos (la otra mitad fueron baterías

GFM). Por estas razones, comparamos este caso de uso con las licitaciones relacionadas con SC en Chile y Colombia. Al parecer, los principales inconvenientes de estas licitaciones específicas de tecnología en ALC fueron, según las partes interesadas, la concentración en **una sola tecnología y la falta de claridad en el proceso de licitación**.

El mismo planteamiento se ha seguido para el segundo estudio de caso: el despliegue de **dispositivos DLR para el operador del sistema PJM** en Pensilvania, Estados Unidos. La implantación tomó aproximadamente dos años, desde la identificación de los causantes de la congestión hasta la entrada en operación, con un



costo total de unos **3,25 millones de dólares**. Los beneficios son **significativos**, con una reducción de las rentas de congestión de unos **70 millones de dólares al año**. En Chile y Colombia, los DLR se estudian desde 2020. Sin embargo, aún no se ha desplegado ningún dispositivo operativo. En diciembre de 2024, el regulador chileno dio su autorización para equipar una línea con dispositivos DLR, con un costo aproximado de 500.000 dólares y un ahorro previsto en rentas de congestión de 4,6 millones de dólares al año. La comparación con el caso estadounidense demuestra que la tecnología está lista para su despliegue operativo: los DLR desplegados se **han integrado plenamente en los mecanismos de mercado**, optimizando sus beneficios. PJM ya está familiarizado con la tecnología, lo que implica un despliegue más rápido de los DLR en el futuro.

En la última parte del informe se describen las regulaciones de las GET en Chile, Colombia y República Dominicana, destacando varias limitaciones para la penetración de estas tecnologías. Son comunes a los tres países la **rígida planificación** asociada a los nuevos proyectos y las **limitadas opciones tecnológicas a considerar** por los participantes en las licitaciones. Normalmente, los desarrolladores reciben una remuneración basada en el CAPEX, con **escasos incentivos** para apoyar medidas operativas que aumenten la eficiencia del transporte de electricidad basadas en las GET. Los países también carecen por lo general de medidas de regulación para fomentar este tipo de innovación.

Utilizando el conocimiento de los casos de estudio analizados, se ofrecen varias recomendaciones para desarrollar las GET en la región de ALC. Entre ellas, se destaca la necesidad de **compartir parte de los beneficios del sistema con los inversionistas**, más allá de la simple cobertura de costos, y de pasar de una expansión obligatoria basada en la infraestructura a un **enfoque impulsado por el mercado** para la inversión en nuevas redes, apoyando a los inversionistas para que sean más innovadores y ofrezcan soluciones de alto valor en lugar de soluciones basadas en activos. Así, las licitaciones serían más eficientes si fueran **tecnológicamente neutras y se evaluaran en función de los resultados**. También se recomiendan mecanismos particulares **de innovación** y programas piloto regulatorios (sandboxes) para promover una implementación costo-efectiva de tecnologías GET.



Tabla de contenido

01

ANÁLISIS TECNOLÓGICO DE LOS GET

1.1 Línea dinámica clasificación	17
1.1.1 Principio de funcionamiento	18
1.1.2 Aplicación e impacto de la tecnología	19
1.1.3 Costos y beneficios	21
1.2 Reconductores	22
1.2.1 Principios de funcionamiento	22
1.2.2 Implantación e impacto de la tecnología	23
1.2.3 Costos y beneficios	24
1.3 Condensador síncrono	25
1.3.1 Principio de funcionamiento	25
1.3.2 Implantación e impacto de la tecnología	26
1.3.3 Costos y beneficios	26
1.4 Sincrofasores / sistema de de monitorización de área amplia y gemelos digitales/ai	27
1.4.1 Principio de funcionamiento	27
1.4.2 Implantación e impacto de la tecnología	30
1.4.3 Costos y beneficios	31
1.5 Equipos avanzados de control del flujo de energía	32
1.5.1 Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (facts)	32
	35



1.5.2 Sistema de transmisión de corriente continua de alta tensión	35
--	----

1.6 Sistema de almacenamiento de energía en baterías	37
---	----

1.6.1 Principios de funcionamiento	37
1.6.2 Implantación e impacto de la tecnología	38
1.6.3 Costos y beneficios	39
1.6.4 Tecnología de formación de redes: ventajas, retos y situación actual	41

1.7 Cuadro sinóptico	43
-----------------------------	----



EVALUACIÓN DE CASOS PRÁCTICOS

2.1 ESTUDIO DE CASO 1: STABILITY PATHFINDER FASE 2 - REINO UNIDO	47
---	----

2.1.1 Introducción a la transición energética en el reino unido	47
2.1.2 Iniciativa pathfinders	49
2.1.3 Visión general del programa pathfinders	49
2.1.4 Cursores de estabilidad (las 3 fases) - situación y resultados	51
2.1.5 Estabilidad pathfinder 2	53
2.1.6 Introducción a chile y colombia scl e inercia desafíos	63
2.1.7 comparación de los distintos enfoques	70
2.1.8 síntesis: lecciones y transferibilidad	72

2.2 CASO PRÁCTICO 2: CLASIFICACIÓN DINÁMICA DE LÍNEAS EN PPL, PENSILVANIA (EE. UU.)	73
--	----

2.2.1 Contexto general	73
2.2.2 Aplicación de la clasificación dinámica de líneas en ppl, ee.uu.	74
2.2.3 comparación con los estudios de caso de alc	82
2.2.4 comparación con ppl	84
2.2.5 Síntesis: lecciones y transferibilidad	86



EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE MERCADO DE LAS TFE

3.1 POTENCIAL DE MERCADO EN CHILE	87
3.1.1 Sector eléctrico en Chile	88
3.1.2 Tecnologías de mejora de la red en Chile	91
3.1.3 Necesidades futuras de los GET	99
3.1.4 Impacto previsto de los GET en Chile	103
3.2 POTENCIAL DE MERCADO EN COLOMBIA	105
3.2.1 Sector eléctrico en Colombia	105
3.2.2 Tecnologías de mejora de la red en Colombia	111
3.2.3 Necesidades futuras de los GET	111
3.2.4 Impacto previsto de los GET en Colombia	113
3.3 ADOPCIÓN POTENCIAL DE LAS TEG Y TAMAÑO DEL MERCADO PARA ALC	114
3.3.1 Impulsores de la adopción de las TFE	114
3.3.2 Estimación del tamaño del mercado	118
3.5 CUADRO RECAPITULATIVO	127



BARRERAS NORMATIVAS Y FORMAS DE DESBLOQUEARLAS

4.1 PANORAMA NORMATIVO DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA	129
4.1.1 Panorama del sector eléctrico colombiano, responsabilidades y entidades.	129
4.1.2 Estructura del mercado de transporte y planificación de la expansión	130
4.1.3 Mecanismos actuales	131

4.2 PANORAMA REGULADOR DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EN CHILE	136
4.2.1 Panorama general del sector eléctrico chileno, responsabilidades y entidades	136
4.2.2 Estructura del mercado de transporte y planificación de la expansión	137
4.2.3 Mecanismos actuales	138
4.2.4 Mecanismo especial de expansión urgente del transporte - artículo 102 de la ley	140
4.3 PANORAMA REGULADOR DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD EN LA REPÚBLICA DOMINICANA	141
4.3.1 Panorama del sector eléctrico en la república dominicana	141
4.3.2 Estructura del mercado de transporte y planificación de la expansión	142
4.3.3 Mecanismos actuales	143
4.4 RECAPITULACIÓN DE LOS OBSTÁCULOS REGLAMENTARIOS EN ALC	145
4.4.1 Colombia	145
4.4.2 Chile	146
4.4.3 República Dominicana	147
4.4.4 Cuadro recapitulativo	148
4.5 RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DE LAS TEG EN ALC	151
4.5.1 Lagunas comunes a las tres jurisdicciones	151
4.5.2 Brechas por países	153
4.5.3 Recomendaciones	155
4.5.4 Secciones destacadas	158



Lista de figuras

Figura 1-1: Capacidad de transmisión de SLR y DLR (STLR: Static Thermal Line Rating). Fuente: Elad et al. (2024) - 18

Figura 1-2: Variación de la potencia nominal de la línea con respecto a (a) la temperatura ambiente, (b) la velocidad del viento, (c) el ángulo de ataque del viento y (d) la radiación solar. Parámetros: Temperatura máxima del conductor = 75 °C, temperatura ambiente = 40 °C, velocidad del viento = 0,6 m/s, ángulo de ataque del viento = 45 °C. Fuente: Hajeforosh y Bollen, 202 -19

Figura 1-3: Comparación de la sección transversal del conductor entre cables convencionales (ACSR) y tecnologías avanzadas (ACT) - 22

Figura 1-4: Incremento de costos por tipo de conductor, comparado con 795 kcmil Drake ACSR, que supone 13.866 USD/milla. Fuente: INL - 24

Figura 1-5: Ilustración de los vertimientos preventivos frente a los curativos en el funcionamiento de las fuentes renovables - 29

Figura 1-6: Diferentes tipos de dispositivos FACTS. Fuente Elad et al, 2024 - 33

Figura 1-7: esquema explicativo del HVDC. Fuente: Allumiax - 40

Figura 1-8: Coste del sistema (USD/kWh) para 5 tipos de sistemas de baterías Li-ion de 60 MW en 2022. Fuente: NREL - 40

Figura 1-9 : Coste del sistema (USD/kW) para 5 tipos de sistemas de baterías Li-ion de 60 MW en 2022. Fuente: NREL - 39

Figura 1-10: Previsiones de costos de baterías para sistemas de iones de litio de 4 horas. Fuente: NREL - 41

Figura 2-1: Necesidades regionales de estabilidad identificadas en la red del Reino Unido - 51

Figura 2-2: Descripción de las fases 1, 2 y 3 de los Stability Pathfinders (GFC: Controlador Formador de Red)- 52

Figura 2-3: Configuración de la red eléctrica en Escocia, destacando las subestaciones en las que se está adquiriendo SCL en la licitación Pathfinder 2 (marcadas en naranja, numeradas del 1 al 8)- 53

Figura 2-4: Proceso de evaluación de costos utilizado en Pathfinder 2 - 57

Figura 2-5: Ofertas para Pathfinder 1, 2 y 3. En amarillo están las ofertas ganadoras - 62

Figura 2-6: Costos totales de la congestión (millones de dólares): 2008 a 2023. Fuente: Monitoring Analytics, LLC - 74

Figura 2-7: Factores de congestión para el período a largo plazo. Fuente: PJM - 75

Figura 2-8: Hoja de ruta del proyecto DLR de PPL. Fuente: PPL - 76

Figura 2-9: Proceso de retroceso de telemetría DLR. Fuente: PPL - 77

Figure 2-10: Capacidades de emergencia según DLR y AAR para Juniata - Cumberland, enero de 2023- 79

Figura 3-1. Capacidad instalada proyectada a largo plazo por fuente en Chile según el PELP 2023 - 88

Figura 3-2. Proyección anual a largo plazo por fuente en Chile según el PELP 2023 - 88

Figura 3-3. Distribución geográfica de la generación en Chile para 2030- 90

Figura 3-4 : Estado de las líneas de red en Chile - 91

Figura 3-5. Comparación de la capacidad estática de la línea y la capacidad dinámica estimada de la línea.- 92

Figura 3-6 : Capacidad en MW, por fuente de energía y por región en Chile, para el caso de redispatch pequeño - 94

Figura 3-7. Capacidad óptima de MVAR del condensador síncrono necesaria para la estabilidad en el norte de Chile para distintos porcentajes de IBR de la generación local total- 95

Figura 3-8. Necesidades de baterías identificadas para 2026- 98

Figura 3-9. Curva de generación diaria prevista para 2030 en Chile -100

Figura 3-10. Congestión prevista en las líneas de transmisión por región geográfica en Chile- 102

Figura 3-11. Localización geográfica y capacidades de generación por fuente y transmisión y líneas - 104

Figura 3-12: Proyección de la demanda punta en Colombia para diferentes escenarios, hasta 2034. Fuente: XM - 106

Figura 3-13: Proyección del mix energético en Colombia, hasta 2034. Fuente: XM - 107

Figura 3-14: Proyección del mix energético en Colombia (en %), hasta 2034. Fuente: XM- 108

Figura 3-15: La red colombiana de 500 kV en 2024, 2025 y 2026-2035. Fuente: XM - 109

Figura 3-16: Demanda, generación y capacidad de importación/exportación - año 2030. Fuente: XM - 110

Figura 3-17. Precio spot medio diario en el mercado eléctrico colombiano y efecto de El Niño-Oscilación del Sur - 113

Figura 3-18: Proyección de la demanda en la región de ALC para 2022 y 2 escenarios proyectados para 2030. Fuente: AI - 115

Figura 3-19: Capacidad instalada en la región de ALC para 2022 y 2 escenarios proyectados para 2030. Fuente: AIE - 115

Figura 3-20: Generación anual de electricidad prevista en Barbados (GWh) - 123

Figura 3-21: Capacidad de generación instalada prevista (MW) - 123

Figura 3-22: Análisis de la flexibilidad del sistema eléctrico en 2030 en Barbados para diferentes escenarios.- 124

Lista de tablas

Tabla 1: Impacto del cambio de las condiciones de funcionamiento en la capacidad de las líneas de transporte. Fuente DOE, 2014 - 21

Tabla 2: Conductores clasificados por año de introducción, perfil de pandeo a alta temperatura y otros factores. Fuente: INL - 23

Tabla 3: Resumen de la revisión de los GET. Código de colores: verde para hardware, amarillo para híbrido y morado para soluciones de software - 42

Tabla 4: Visión general del programa, las soluciones y los resultados de Pathfinders for network services. - 43

Tabla 5: Nivel de corto circuito requerido por subestación e inercia total requerida para la licitación Pathfinder 2 - 54

Tabla 6: Izquierda: Plazos y requisitos TRL propuestos para las licitaciones Pathfinder en Inglaterra y Gales (E&W) y Escocia (Pathfinder 2 resaltado con un recuadro negro). Derecha: Definiciones de los niveles TRL utilizados en las licitaciones Pathfinder - 54

Tabla 7: KPI utilizados por el CEN en el proceso de licitación - 65

Tabla 8: SUSQ - HARW 2023 DLR vs AAR aumento medio de capacidad. Fuente: PPL - 78

Tabla 9: JUNI - CUMB 2023 DLR vs AAR aumento medio de capacidad. Fuente: PPL - 78

Tabla 10: Incentivos de transmisión de la FERC. Fuente: Ampacimon - 80

Tabla 11: Probabilidad de congestión de la línea 2x220 kV Ciruelos-Cautín en diferentes escenarios - 83

Tabla 12: Características de la red chilena. Fuente: CEN - 91

Tabla 13: Estimación de costos del proyecto "Línea DLR 2x220 kV Ciruelos - Cautín" - 93

Tabla 14: Resultados de la optimización realizada por DIgSILENT para el estudio del Coordinador Eléctrico Nacional sobre condensadores síncronos para la estabilidad del sistema en el norte de Chile. *Valores calculados no tomados del informe - 94

Tabla 15: Resultados financieros de la licitación chilena de condensadores síncronos - 96

Tabla 16: Estimación de las necesidades de MVar en Chile para distintos escenarios de generación - 101

Tabla 17: Proyección de la demanda para el sistema eléctrico colombiano. También se indican los límites de los intervalos de confianza del 95% y el 68%. Fuente: UPME - 106

Tabla 18 : Líneas eléctricas en Colombia, 2025. Fuente: Artelys, a partir de la base de datos XM - 108

Tabla 19: Proyectos previstos para la red de 500 kV. Fuente: XM - 109

Tabla 20: Elementos limitantes de la red colombiana hasta 2034, sin proyectos de mitigación. Fuente: XM - 111

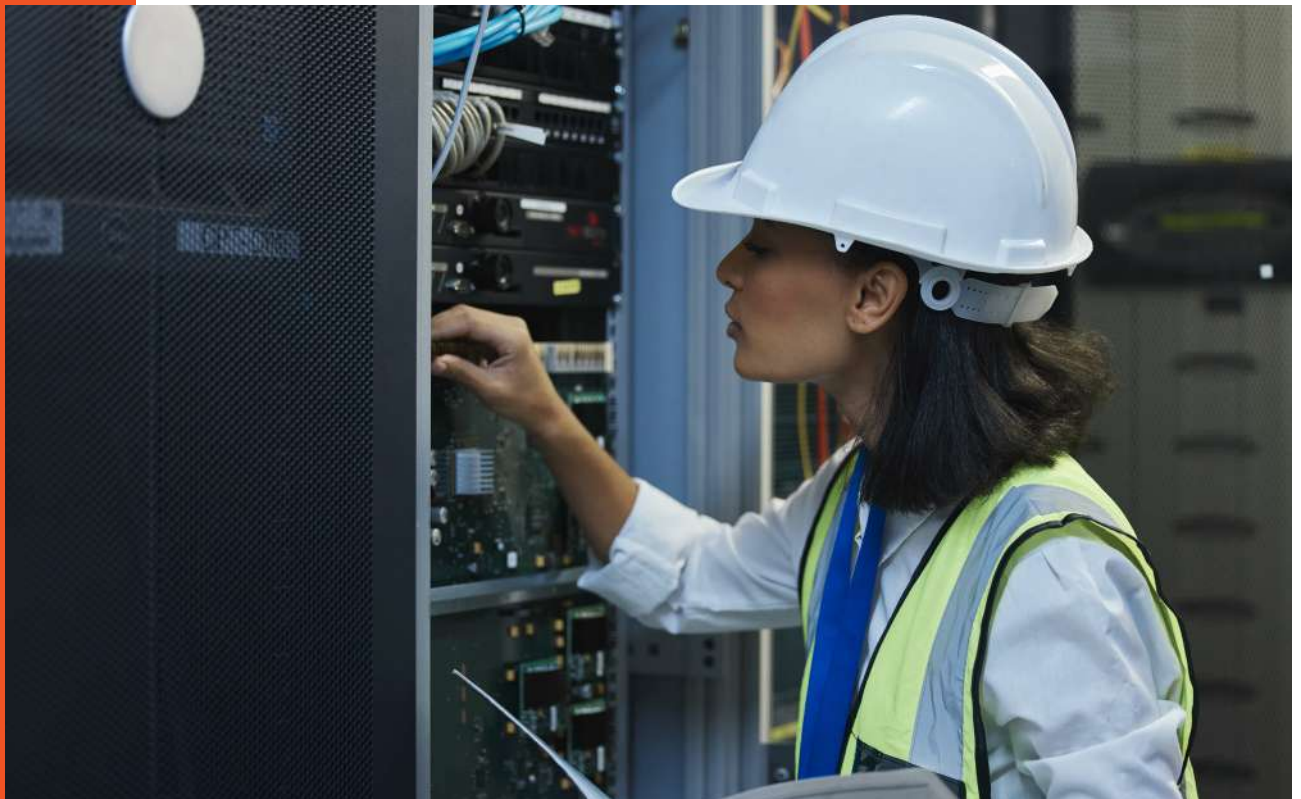
Tabla 21: Resumen de las estimaciones del potencial de mercado para Chile, Colombia y la región de ALC - 127

Tabla 22: Resumen de las estimaciones del potencial de mercado para Chile, Colombia y la región de ALC - 130

Tabla 23: Referencias para la Tarea 1 Análisis tecnológico - 161



Análisis tecnológico de las GET



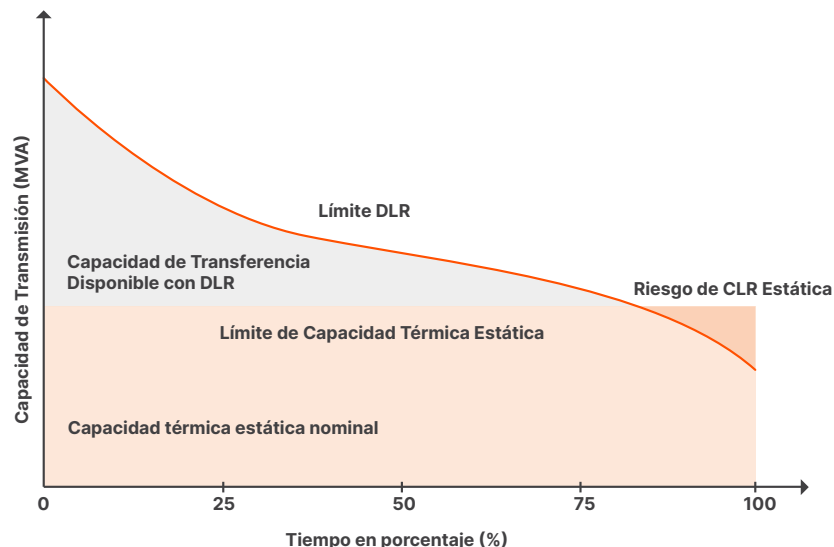
La primera sección del informe está dedicada a las tecnologías de mejora de la red más extendidas. El objetivo es presentar cada una de estas tecnologías, explicando su funcionamiento, su facilidad de implantación y gestión, los costos asociados y los beneficios. Las tecnologías de mejora de la red son software, hardware o una combinación de ambos que mejoran dinámicamente la capacidad, eficiencia y confiabilidad de la red de transporte eléctrico.

1.1 Capacidad Dinámica de Líneas (DLR)

1.1.1 Principio de funcionamiento

La capacidad dinámica de líneas (DLR) es la capacidad de transmisión calculada (también conocida como ampacidad) de la línea en función de las condiciones ambientales y meteorológicas en tiempo real, a diferencia de la capacidad estática de líneas (SLR), que se basa en supuestos conservadores o el peor de los casos sobre condiciones meteorológicas. Así pues, la DLR permite un cambio rápido de la capacidad nominal de la línea en función de las condiciones reales en tiempo real, mientras que la SLR mantiene constante la capacidad nominal de la línea durante un periodo más largo, normalmente estaciones (Capacidad nominal de la línea en condiciones ambientales) o durante toda la vida útil de la línea. El objetivo del DLR es maximizar la ampacidad en cada momento en comparación con el SLR. El DLR también puede reducir la ampacidad de la línea en condiciones extremas, limitando así los riesgos de sobrecarga con respecto al SLR.

Figura 1.1: : Capacidad de transmisión de SLR y DLR (STLR: Static Thermal Line Rating). Fuente: Elad et al. (2024)¹



Existen diferentes categorías de DLR en función de los tipos de medición utilizados para la estimación de las condiciones. Los métodos más precisos son los basados en sensores, en los que se utilizan dispositivos para medir las líneas y las condiciones meteorológicas in situ. El DLR basado en sensores puede dividirse a su vez en DLR sin contacto y DLR montado en la línea, con sus propias ventajas y desventajas².

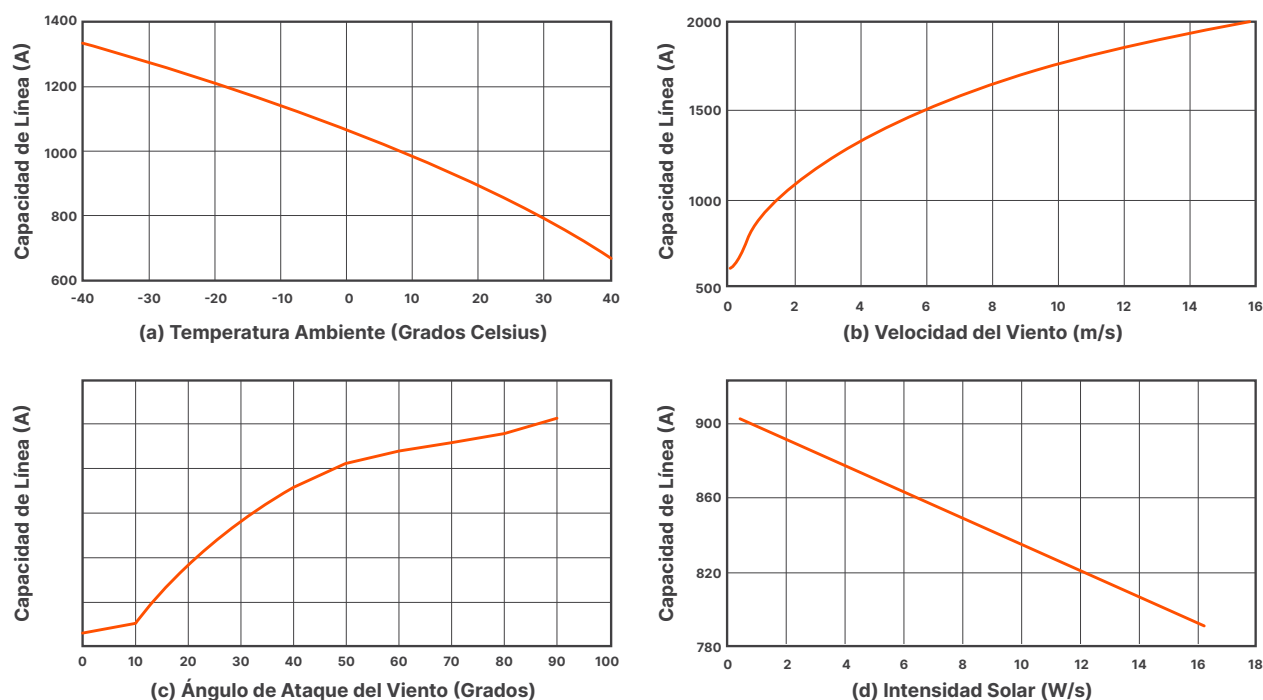
¹ A. Eladl, S. Fawzy, E. Abd-Raboh, A. Elmitwally, G. Agundis-Tinajero, J. Guerrero, M. Hassan, Una revisión exhaustiva sobre pérdidas de energía eólica: Razones, técnicas de minimización, aplicaciones reales, retos y tendencias futuras, *Electric Power Systems Research*, 2024.

² Clasificación dinámica de líneas, DOE 2019, [\[enlace\]](#).

Los métodos DLR sin sensores, menos precisos, utilizan datos meteorológicos procedentes de modelos meteorológicos: aunque su aplicación es más rápida y barata, hay que reservar un margen de seguridad más importante para su funcionamiento³.

En la DLR influyen factores meteorológicos como la velocidad y dirección del viento, la radiación solar y la temperatura ambiente, así como factores físicos y eléctricos como la corriente de línea, la flecha/tensión, las propiedades físicas y eléctricas del material y el aislamiento. Según Hajeforosh y Bollen (2021)⁴ los principales factores que influyen en la DLR son la **velocidad del viento** y la **temperatura ambiente**, teniendo un impacto mucho menor el ángulo de ataque del viento y la intensidad solar, como se muestra en Figura 1-2 a continuación.

Figura 1.2: Variación de la potencia nominal de la línea con respecto a (a) la temperatura ambiente, (b) la velocidad del viento, (c) el ángulo de ataque del viento y (d) la radiación solar. Parámetros: Temperatura máxima del conductor = 75°C, Temperatura ambiente = 40°C, Velocidad del viento = 0,6m/s, Ángulo de ataque del viento = 45°C. Fuente: Hajeforosh y Bollen, 2021



1.1.2 Aplicación e impacto de la tecnología

Requisitos del sistema:

Las tecnologías DLR abarcan tres componentes clave: Sensores DLR, que supervisan las condiciones fluctuantes de funcionamiento (opcional para DLR sin sensores); un sistema de comunicación maduro para el tratamiento y la transmisión de datos sobre el terreno (opcional para DLR sin sensores); y un software que calcula los valores nominales de la línea a partir de los datos.

³ Los beneficios de las tecnologías de red innovadoras, CurrENT, 2021, [\[enlace\]](#).

⁴ S. Hajeforosh, M. Bollen, Uncertainty analysis of stochastic dynamic line rating, Electric Power Systems Research, 2021.

Los dispositivos DLR pueden clasificarse en función de las magnitudes que se supervisan:

- Monitoreo del tiempo
- Monitoreo de la temperatura del conductor
- Monitoreo de la tensión
- Monitoreo de la flecha
- Monitoreo de vibraciones
- Monitoreo de campos electromagnéticos

Dependiendo de lo que supervise, el dispositivo DLR transmitirá los datos de campo medidos al software que evaluará el DLR. Los operadores del sistema también tendrían que adaptar sus modelos (SCADA, sistemas de gestión de la energía (EMS), ajustes de protección de la línea, etc.) para tener en cuenta la DLR⁵. Además, la DLR puede provocar cambios importantes en el despacho económico, incluidas las reservas de operación⁶.

Implantación:

Desde la **recogida de datos sobre el terreno hasta la integración del DLR en los procesos del operador del sistema, existen múltiples interfaces y pasos a cumplir. Un plazo típico de despliegue puede abarcar de 1 a 2 años**^{7 8}. Una vez establecido el sistema central, es bastante conveniente ampliar el DLR e implantarlo en líneas adicionales.

Según la base de datos de la Coalición WATT⁹, 27 de los 46 proyectos DLR analizados utilizan sensores montados en línea, 18 proyectos utilizan sensores sin contacto y 1 proyecto utiliza DLR sin sensores. Los casos de uso se localizan principalmente en Europa y Norteamérica, con un despliegue limitado en cada sistema energético. Por lo tanto, **se asigna un nivel de preparación tecnológica (TRL) de 8 a la DLR basada en sensores y se estima un TRL de 7 para la DLR sin sensores.**



Impactos:

La tecnología DLR es muy adecuada para **hacer frente a la congestión causada por las congestiones de red de tipo térmico**. El Departamento de Energía de EE.UU. estudió en 2014 los efectos de las condiciones de funcionamiento cambiantes en la capacidad de las líneas de transporte¹⁰, descritas en la siguiente tabla. El viento (con un mayor impacto cuando es perpendicular a la línea) es el factor clave para aumentar la capacidad de la línea hasta un 44% en comparación con una capacidad estática basada en condiciones ambientales conservadoras. Concretamente, durante los periodos de vientos fuertes, la producción de energía de los parques eólicos aumenta y la DLR aumenta al mismo tiempo¹¹. Esta relación simbiótica es ventajosa, ya que la DLR mejorada facilita la transferencia de la energía generada a través de las líneas de manera eficiente. Además, la DLR **también ayuda a detectar anomalías en tiempo real** en las líneas monitorizadas, por ejemplo, pandeos inesperados que pueden poner en peligro la confiabilidad de la red.

⁵ ENTSO-E Technopedia, Dynamic Line Rating (DLR), [\[link\]](#)

⁶ Chen, Y., Teng, F., Moreno, R., and Strbac, G., "Impact of Dynamic Line Rating with Forecast Error on the Scheduling of Reserve Service", IEEE PES 2016 General Meeting, Boston, MA, USA, Jul 2016.

⁷ PPL's Dynamic Line Ratings Implementation, PPL Electric Utilities, 2023, [\[link\]](#)

⁸ DOE Oficina de Electricidad TRAC, DOE, 2022, [\[link\]](#)

⁹ Coalición WATT, [\[link\]](#)

¹⁰ Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), Dynamic Line Rating Systems for Transmission Lines, 2014 [\[Link\]](#)

¹¹ Chen, Y., Teng, F., Moreno, R., and Strbac, G., "Impact of Dynamic Line Rating with Forecast Error on the Scheduling of Reserve Service", IEEE PES 2016 General Meeting, Boston, MA, USA, Jul 2016.

Tabla 1: Impacto del cambio de las condiciones de funcionamiento en la capacidad de las líneas de transmisión. Fuente DOE, 2014

Condiciones de funcionamiento	Cambio de condiciones	Impacto de la capacidad
Temperatura ambiente	Disminución de 2°C	+2%
	Disminución de 10°C	+11%
Radiación solar	Sombra de nubes	+/- few percent
	Eclipse total	+18%
Viento	Aumento de 3 pies/s, ángulo de 45	+35%
	Aumento de 3 pies/s, ángulo de 90	+44%

1.1.3 Costos y beneficios

Cuatro casos de uso ilustran los costos y beneficios de implantar la tecnología DLR:

- En Pennsylvania Power and Land, EE.UU., el despliegue de 18 sensores montados en línea en tres líneas de 230 kV (unos 50 km) históricamente congestionadas costó aproximadamente 3,25 millones de dólares. Se espera que el proyecto reduzca los costos de congestión de las tres líneas en 23 millones para 2025, con un aumento medio observado del 18-19% para la capacidad normal durante el invierno anterior¹² .
- En Minnesota, Wisconsin y Colorado (EE.UU.), el laboratorio ONRL implantó el DLR sin contacto en tres líneas, utilizando sensores LiDAR y EMF. El coste ascendió a 850000 dólares y la capacidad de las líneas aumentó entre un 9 y un 33% en invierno y entre un 26 y un 36% en verano. Los elementos financieros del proyecto no se han divulgado completamente¹³.
- LineVision (proveedor de DLR) instaló sistemas DLR terrestres en un circuito doble de 275 kV en el norte de Inglaterra (Penwortham a Kirkby, 50 km) para National Grid U.K en 2022, según declaró la organización Watt . Este circuito ha estado sufriendo congestiones y congestiones debido al exceso de generación eólica marina, con unos costos anuales por congestión de 1,75 millones de dólares. El proyecto estima un aumento de la capacidad de la línea con el uso de DLR en comparación con la capacidad estática de la línea de un 45%, lo que corresponde a 500 MW más de energía renovable a transportar.
- El DLR sin sensores se ha implantado en 33 líneas de transmisión de ELES, un operador esloveno de sistemas de transmisión y distribución. El operador, que también ha desarrollado la tecnología, afirma que la capacidad nominal ha aumentado entre un 15 % y un 20 %.

¹² PPL's Dynamic Line Ratings Implementation, PPL Electric Utilities, 2023, [\[link\]](#)
¹³ DOE Oficina de Electricidad TRAC, DOE, 2022, , [\[link\]](#)
¹⁴ Construir una red mejor: How grid-enhancing technologies complement transmission buildouts, Watt Coalition, The Brattle Group, 2023 [\[link\]](#)

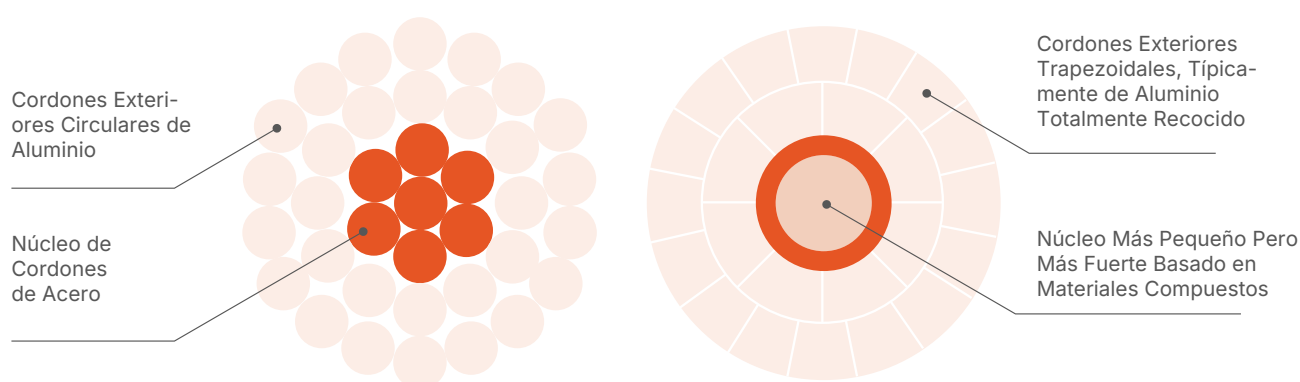
No se han revelado gastos de operación para los casos de uso mencionados, pero se refieren principalmente a los gastos de mantenimiento de los sensores, la infraestructura de transmisión de datos y el software. Además, los beneficios financieros asociados al aumento de capacidad dependen en gran medida de la congestión inicial de la línea. La relación entre el aumento de capacidad y la reducción de los costos de congestión no es trivial. Por lo tanto, las cifras anteriores sólo tienen un propósito ilustrativo. No obstante, obsérvese que a menudo la DLR compite con importantes mejoras de la red, como nuevas líneas de transmisión, siendo la DLR una solución mucho más rentable y rápida de aplicar.

1.2 Repotenciación de conductores

1.2.1 Principios de funcionamiento

La repotenciación de conductores consiste en sustituir los cables de las líneas de transmisión o distribución existentes sin modificar el resto de los equipos, como las torres. Permite al promotor del proyecto evitar muchos de los pasos del proyecto que inhiben las nuevas construcciones: no se necesitan permisos ni construcción de nuevos activos (o sólo arreglos y mejoras menores). Las Tecnologías Avanzadas de Conductores (ACT (por su siglas en inglés *Advanced Conductor Technologies*), también conocidas como Conductores de Alto Rendimiento – (HPC, *High Performance Conductors*) son más eficientes y permiten aumentar la capacidad de una línea mediante la repotenciación.

Figura 1.3: Comparación de la sección del conductor entre cables convencionales (ACSR) y tecnologías avanzadas (ACT)¹⁵



¹⁵ Innovación energética - Informe 2035 Repotenciación de conductores, [\[link\]](#)

Existen muchos tipos de ACT. La Tabla 4 proporciona una visión general de las tecnologías disponibles, mostrando una comparación de rendimiento. La tecnología de conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR) sirve de referencia, ya que es el tipo de conductor más utilizado. Comparativamente, los ACT ofrecen mejores propiedades mecánicas (menor pandeo, mayor resistencia a la rotura) y mayor temperatura máxima de funcionamiento (MOT). Estas propiedades mejoradas permiten que fluya más corriente a través de los conductores, lo que aumenta su capacidad con el mismo voltaje. Sin embargo, la resistencia eléctrica suele crecer a medida que aumenta la temperatura del material. Por lo tanto, aunque los ACT son más eficientes a temperatura ambiente, presentan mayores pérdidas a MOT (cuando funcionan cerca de su límite de capacidad, que es mucho mayor que el de los ACSR). La MOT típica de los ACT oscila entre 180° C y 250° C, mientras que la MOT de los ACSR es de unos 93°C.¹⁶

Tabla 2: **Conductores clasificados por año de introducción, perfil de pandeo a alta temperatura y otros factores.** Fuente: INL ¹⁷

Tipo de Conductor	Conductor	Historia	Mecánico			Capacidad	Eficiencia / Pérdidas en la Línea		Costo Unitario
		Año de Introducción	Más flecha que ACSR	Resistencia nominal a la rotura vs ACSR	Peso vs ACSR	Amperaje a MOT continuo vs ACSR	Resistencia a 20 °C continua vs ACSR	Resistencia a MOT continua vs ACSR	Costo vs ACSR
ACSR	795 Drake	1900's	No	100%	100%	100%	100%	100%	100%
3M ACCR	795 T16	2002	No	102%	85%	158%	94%	129%	Desconocido
ACCR	1029 Drake	2003	No	129%	96%	165%	77%	99%	237%
ACCS/MA5	795 Drake	2007	Si, @ MOT	103%	100%	174%	97%	146%	108%
ACCS/TW/C7	973 Everglades	2014	No	124%	92%	153%	82%	106%	Desconocido
ACCC/E3X	1029 Drake	2015	No	129%	97%	186%	77%	99%	237%
ACCS/TW/MA5	959 Suwanee	2015	Si, @ MOT	123%	121%	191%	80%	121%	139%
ACCS/MA5 /E3X	795 Drake	2015	Si, @ MOT	103%	100%	199%	97%	146%	135%
ACCS/TW/MA5	959 Suwanee	2015	Si, @ MOT	123%	121%	218%	80%	121%	152%
TS Conductor	1051 Sun M3	2021	No	134%	96%	168%	75%	96%	Desconocido

1.2.2 Implantación e impacto de la tecnología

Requisitos del sistema:

Al reutilizar gran parte de la infraestructura, se reducen los costos del proyecto de repotenciación de conductores y se acelera el cronograma del proyecto. Sin embargo, la línea debe someterse a cortes prolongados durante la ejecución, que deben analizarse adecuadamente, ya que pueden aumentar temporalmente los costos de congestión. Además, como algunos ACT pueden tener más flecha mecánica que el conductor ACSR tradicional en el punto MOT, puede ser necesario elevar las torres de transmisión para aprovechar plenamente la capacidad de los ACT.

¹⁶ Informe de exploración de conductores avanzados, INL, 2024, [\[link\]](#)

¹⁷ Informe de exploración de conductores avanzados, INL, 2024,, [\[link\]](#)

Implementación:

El cronograma de despliegue se ve afectado por la dificultad de sustituir los conductores y la longitud de la línea. A título ilustrativo, PPL cambió con éxito los conductores en 14 millas de línea de 230 kV en pocos meses¹⁸. Mientras que otros casos de uso pueden extenderse a lo largo de **2-3 años¹⁹ dependiendo de las distancias**. En general, un proyecto de repotenciación reduce el plazo en varios años, en comparación con un proyecto equivalente de nueva construcción de línea.

El TRL de la tecnología de repotenciación se estima en 9, ya que se registran proyectos de ACT en todo el mundo. Sin embargo, la tasa de

adopción puede variar de un tipo de conductor a otro. El escepticismo suele estar presente hacia los tipos de conductores de reciente aparición, ya que los conductores tienen una importancia clave para el funcionamiento seguro de la red.

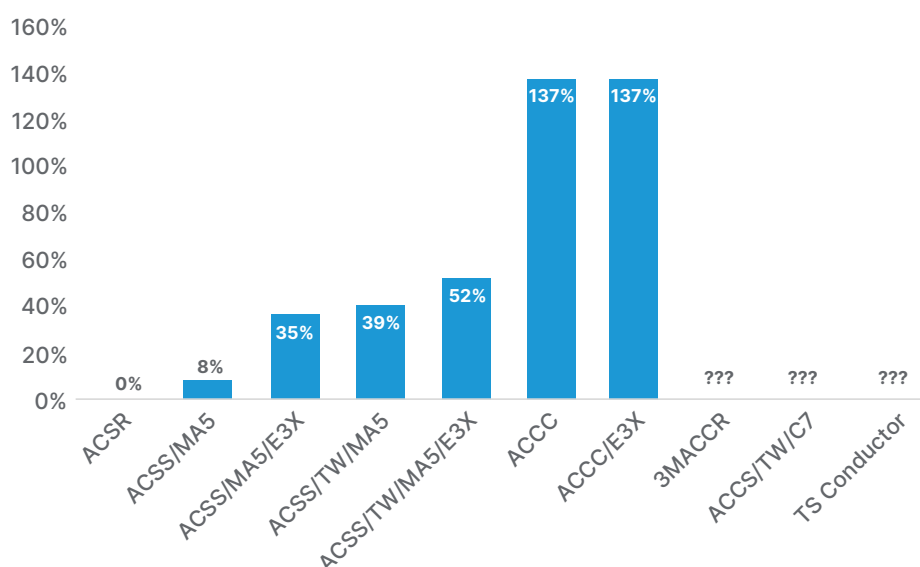
Impacto:

La repotenciación ofrece una alternativa más rápida y barata que la reconstrucción, con menos esfuerzos administrativos para la consecución de permisos. Estas características son especialmente valiosas en un contexto de rápida expansión de la red. Más allá de las consideraciones económicas, la repotenciación también podría ser menos restrictiva para el suministro de materiales y mano de obra.

1.2.3 Costos y beneficios

La siguiente figura muestra una comparación de costos según el tipo de conductor. El CAPEX debe incluir también la modificación de la infraestructura, los costos de mano de obra, etc. Como se ilustra más adelante en un caso práctico, el costo del conductor solo representa una pequeña parte del costo total del proyecto.

Figura 1.4: Incremento de costos por tipo de conductor, comparado con 795 kcmil Drake ACSR, lo que supone 13.866 USD/milla. Fuente: INL²⁰



¹⁸ Número de expediente: A-2022-3036291, Comisión de Servicios Públicos de Pensilvania, [\[link\]](#)

¹⁹ Estado del proyecto y asignación de costos, PJM, [\[link\]](#)

²⁰ Informe de exploración de conductores avanzados, INL, 2024, [\[link\]](#)

El costo total de un proyecto de repotenciación de conductores en PPL, EE.UU., se estimó en 9 millones de dólares. El proyecto consiste en la repotenciación de 14,2 millas de una línea de 230 kV con un conductor de tipo "Pheasant" 1272 ACSS/TW HS285. El proyecto incluye algunos refuerzos de torres y la sustitución de una estructura. Haciendo un breve cálculo, el coste asociado al conductor (suponiendo un coste de +50% por milla en comparación con el ACSR) corresponde a 300000 USD, lo que representa aproximadamente el 3% del costo total. En cuanto a los beneficios, PPL estima que el proyecto tiene una relación costo-beneficio de 11,28, con un valor actual neto a 15 años de 107 millones de USD.

1.3 Condensador *Síncrono*

1.3.1 Principio de funcionamiento

Un condensador síncrono (SC) es un motor síncrono excitado por corriente continua cuyo eje no está conectado a ninguna carga y gira libremente. Estas máquinas son como las de generación convencional, salvo que no generan energía, sino que aportan **inercia, regulación de voltaje y potencia de cortocircuito al sistema**.

Históricamente se han utilizado para mantener la estabilidad en regiones alejadas de los centros de generación de energía. En la actualidad, estas máquinas despiertan un renovado interés al afrontar los retos que plantean el desarrollo de las energías renovables y el retiro anticipado de centrales térmicas.

Existen diferentes configuraciones de SC: rotor redondo o máquina de polos salientes y con o sin volante de inercia. Añadir un volante de inercia a las SC les permite almacenar energía mecánica adicional sin complicar aún más el diseño eléctrico. La combinación de una máquina de polos salientes con un volante de inercia proporciona la mayor inercia, mientras que el rotor redondo por sí solo proporciona la menor inercia, según Andritz (proveedor de equipos)²².

Con una estructura similar a la de las masas rotatorias, las centrales eléctricas de carbón existentes podrían reconvertirse para actuar como SC, lo que puede representar una estrategia de inversión conveniente para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico al tiempo que se descarbonizan los sistemas eléctricos. Además, la reconversión podría ofrecer plazos de implantación más rápidos, mayor escala (los generadores existentes suelen tener potencias superiores a las de las nuevas SC) y costos más bajos. Sin embargo, la otra cara de la moneda es que este proceso de modernización tiene menos flexibilidad a la hora de elegir la ubicación, y los problemas de estabilidad que surgen debido a la expansión de las energías renovables variables suelen estar localizados en regiones concretas. La implementación práctica tiene varias opciones técnicas, que deben elegirse caso por caso en función de los generadores existentes (la mayoría de las veces, la modernización aprovecharía la cimentación, el punto de conexión y el generador/turbina existentes; los componentes térmicos no se reutilizarían)²³.

²² Aumento de la inercia de los condensadores síncronos - Volantes de inercia, Serdar Kaam, [\[link\]](#)

²³ Reutilización de generadores existentes como condensadores síncronos, informe sobre requisitos técnicos, DigSilent, [\[link\]](#)

1.3.2 Implantación e impacto de la tecnología

Requisitos del sistema:

Los componentes típicos de los SC son:

- Estator y rotor con puntas de polo integrales sólidas
- Sistema de refrigeración (hidrógeno, aire o agua)
- Sistema de excitación
- Suministro de lubricante
- Flywheel (optional for better inertia)
- Volante de inercia (opcional para mejorar la inercia)²⁴.

Implantación:

El condensador síncrono es una tecnología probada con un TRL de 9. El despliegue es flexible, modular y lleva de 1 a 2 años.

En los casos de uso estudiados, la contratación de SC suele seguir un enfoque iniciado por los operadores del sistema, las agencias de planificación o los reguladores. Estas entidades identifican la necesidad de servicios de estabilidad y publican licitaciones competitivas, enfocadas en los servicios o en los activos del sistema, con requisitos de capacidad predefinidos y ubicaciones especificadas, que pueden ir desde nodos individuales a regiones más amplias.

Impactos:

Los SC proporcionan varios apoyos a la red, como la inercia, el nivel de cortocircuito (que refleja la fuerza de la red) y el apoyo al voltaje. Estos apoyos son importantes para acompañar la transición del sistema para albergar más recursos basados en inversores (eólica, solar, baterías), a medida que se retiran las masas giratorias

tradicionales (que también proporcionan estos apoyos). Los SC también son útiles para integrar generación eléctrica situada en zonas remotas, ya que la larga distancia de transmisión entre la generación y la carga requiere soporte de voltaje.

1.3.3 Costos y beneficios

- La empresa de transmisión del sur de Australia, ElectraNet, instaló 4 grandes SC principalmente para mantener la solidez del sistema eléctrico. El proyecto duró 3 años y costó 190 millones de dólares²⁵.
- National Grid ESO, Reino Unido, invirtió más de 400 millones de dólares en SC e inversores formadores de red a través de Stability Pathfinder 2 en 2022. La licitación dio lugar a 10 contratos a lo largo de 10 años, que proporcionaron al sistema 11,55 GVA de SCL y 6,75 GVA de inercia. Una licitación anterior, Stability Pathfinder 1, garantizó 12,5 GVA de inercia durante un periodo de 6 años a un coste de 328 millones de dólares²⁶. Esta capacidad de inercia y SCL adquiridas permitieron a NGESO integrar con éxito su gran capacidad de energía eólica. Para más detalles, véase el estudio de caso, sección 2.1.
- El objetivo de los SC es permitir el funcionamiento estable de la red con un porcentaje cada vez mayor de generación procedente de recursos basados en inversores. Por tanto, los beneficios del sistema se estiman en términos de generación térmica forzada evitada. La estimación para un caso de uso en Chile, presentada en las secciones 2.1.6.1 y 3.1.2.2.1, destaca un ahorro de 80 millones de USD al año para aproximadamente 1 GVAR de SC.

²⁴ Condensador síncrono, ENTSO-E, [\[link\]](#)

²⁵ Rebirthing coal power stations into synchronous condensers, Consejo Australiano de la Energía, [\[link\]](#)

²⁶ El éxito de la energía eólica en Escocia se ve reforzado por una inversión en estabilidad de 323 millones de libras, NGESO [\[link\]](#)



1.4 Sincrofasores / Sistema de monitorización de área amplia y Gemelos Digitales/AI

1.4.1 Principio de funcionamiento

El gemelo digital consiste en construir un modelo digital del sistema eléctrico físico para mejorar la observabilidad, operabilidad y eficiencia del sistema. El modelo requiere datos de entrada de la red, y la calidad de estos datos repercute directamente en la precisión de los resultados.

El Sistema de Monitorización de Área Ampla (WAMS) es responsable de la colección y agregación de datos. Las unidades de medición fasorial (PMU) forman parte del WAMS y miden una cantidad denominada fasor, que se compone de una magnitud y un ángulo de fase. Dicha cantidad puede ser, por ejemplo, el voltaje o la corriente en una rama específica de la red. Los fasores medidos tienen la particularidad de tener un sello de tiempo preciso con una fuente de tiempo compartida entre las distintas PMU. Por lo tanto, los fasores se pueden alinear en el tiempo, de ahí el nombre de sincrofasores

(es habitual denominar como sincrofasores, la cantidad medida, a las PMU, pero estos últimos no son más que los dispositivos de medición). Como complemento del SCADA tradicional, que proporciona mediciones cada pocos segundos, las PMU proporcionan datos en tiempo real, alcanzando hasta 60 mediciones por segundo.

Los WAMS y los gemelos digitales trabajan juntos como un sistema integrado, los modelos se basan en los datos para ser operativos y transformar las observaciones en bruto en valiosas observaciones.

Existen diferentes modelos digitales que sirven para diferentes propósitos. Se adoptan hipótesis simplificadoras (aproximación de CC, granularidad gruesa, etc.) en función de la finalidad del modelo, para garantizar la trazabilidad del modelo conservando su precisión en la representación de

un aspecto del sistema eléctrico. La inteligencia artificial puede incorporarse a los modelos digitales más avanzados, ya que aumenta aún más la efectividad del modelo.

A continuación se enumeran las aplicaciones más comunes.

Análisis de seguridad / Evaluación dinámica de la seguridad

El análisis de seguridad tiene por objeto evaluar la seguridad de la red en diferentes escenarios, que representan los numerosos estados posibles de la red, incluidas las contingencias. La evaluación dinámica de la seguridad forma parte del análisis de seguridad y tiene la particularidad de abarcar la simulación de la red durante una perturbación, con una resolución temporal mucho más fina (hasta milisegundos), hasta que la red alcanza un nuevo estado de equilibrio. Los Análisis Dinámicos de Seguridad se utilizan para evaluar los problemas de estabilidad de la red (voltaje, transitorios y pequeñas señales).

El análisis de la seguridad es importante en el contexto de la transición energética, ya que la penetración de las renovables aporta incertidumbres adicionales y problemas de estabilidad a la red.

Optimización de la topología

La optimización de la topología (TO) es un algoritmo que calcula la reconfiguración óptima de la red cuando cambian sus condiciones. La TO permite redirigir los flujos de energía alrededor de elementos de transmisión congestionados o sobrecargados. La reconfiguración de la topología incluye la **división/unión de barras colectoras y la conmutación de líneas**.

El problema de optimización matemática es costoso de resolver desde el punto de vista computacional, y la Inteligencia Artificial puede facilitar la búsqueda de una solución²⁷. La TO puede aplicarse para la gestión diaria de la red y a medio y largo plazo, por ejemplo para adaptar la topología a patrones estacionales. La TO también puede combinarse con otras GET como DLR o FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*²⁸), para maximizar los beneficios de estas tecnologías.

Esquemas especiales de protección / Esquemas de medidas correctoras

Los esquemas de protección especiales (SPS) son un conjunto de esquemas de protección diseñados para hacer frente a contingencias, garantizando un rendimiento aceptable del sistema tras la aparición de una perturbación.

Los SPS están diseñados para detectar condiciones específicas en el sistema que usualmente causan un estrés inusual, como inestabilidad, sobrecarga o colapso del voltaje, y para tomar medidas predeterminadas (o conocidas como medidas correctoras) para contrarrestar la condición observada, como el control de la topología, la redespacho o el desacoplamiento automático de la carga.

Los SPS permiten que la red funcione más cerca de su límite sin comprometer la confiabilidad de la red, aprovechando así al máximo la capacidad existente. Técnicamente no es un modelo digital, pero para ser operativo, el SPS también depende de la supervisión del sistema.

²⁷ Grid-enhancing technologies for clean energy systems, *Nature Reviews Clean Technology*, Tong Su, Junbo Zhao, Antonio Gomez-Exposito, Yousu Chen, Vladimir Terzija & Jake P. Gentle [\[link\]](#)

²⁸ En la sección 1.5 se ofrece una presentación más exhaustiva de los FACTS.

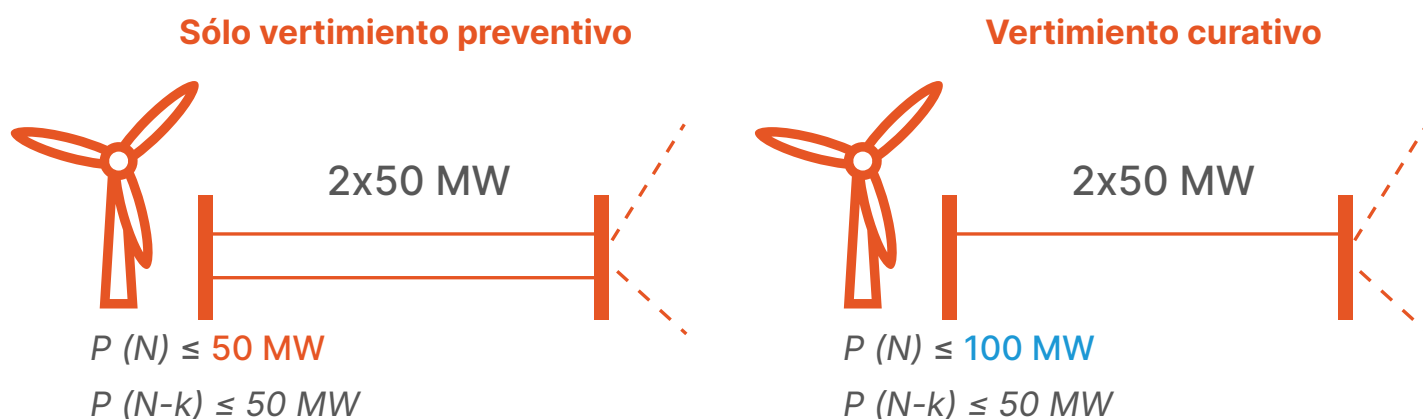
Control/automatización de operaciones en tiempo real bajo el criterio de seguridad N-k

Una aplicación típica del gemelo digital para el funcionamiento de la red en tiempo real es el vertimiento a corto plazo.

El vertimiento a corto plazo es la restricción de las fuentes de energía renovables (RES, por sus siglas en inglés) que sólo reduce la potencia de las RES si se alcanza una restricción técnica de la red en **tiempo real** (o sólo minutos antes), a diferencia de la restricción basada en previsiones para el día siguiente o para las horas siguientes. La restricción a corto plazo puede utilizarse como medida preventiva si se puede alcanzar una restricción en los próximos minutos (identificada mediante herramientas de pronóstico) o como medida curativa cuando se utiliza en respuesta a una contingencia detectada en tiempo real por los dispositivos de supervisión.

En particular, los vertimientos en la fase curativa pueden aumentar la energía renovable aceptada durante la fase preventiva (estado N), como se ejemplifica en la siguiente figura de un parque eólico conectado a través de dos líneas de 50 MW. Para respetar las condiciones de seguridad N-k, el parque eólico debería limitarse a 50 MW en el estado N si sólo se dispone de reducciones preventivas. Sin embargo, si son posibles los vertimientos a corto plazo, el parque eólico puede funcionar hasta 100 MW, con vertimientos que sólo se producirían en el raro caso de la pérdida de una de las líneas.

Figura 1.5: Ilustración de los vertimientos preventivos frente a los curativos en la operación de fuentes renovables



Es importante señalar que cuanto más información en tiempo real puedan adquirir los operadores, mejores serán sus decisiones operativas, reduciendo potencialmente la congestión al permitir que la red funcione más cerca de sus límites térmicos, de voltaje o de estabilidad sin comprometer la confiabilidad del sistema. Por el contrario, la falta de datos de alta resolución en tiempo real -como suele ser el caso- introduce incertidumbre, que debe mitigarse mediante márgenes de seguridad más elevados, lo que provoca un aumento de la congestión de la red.

1.4.2 Implantación e impacto de la tecnología

Requisitos del sistema:

Como mínimo, son necesarios 3 componentes principales para la implantación del gemelo digital:

- WAMS para la recolección y tratamiento de datos
- Infraestructura TIC para la transmisión de datos
- Software
- Actuadores (en caso de medidas correctoras posteriores a la contingencia)

Implantación:

El plazo de implantación puede estimarse entre 1 y 5 años, con algunos factores que influyen: si existe un sistema establecido de recolección de datos y comunicación, si se requiere una solución a medida para cubrir especificaciones concretas, etc. La implantación es bastante compleja, por las mismas razones de interconexión e integración, como ya se ha mencionado para el DLR. Además, **se necesita personal formado para la operación** del gemelo digital.

En cuanto a la madurez de la tecnología:

- **El análisis de seguridad** lleva décadas en manos de los operadores de sistemas de todo el mundo. **El TRL se estima en 9**. No obstante, se siguen introduciendo nuevas funciones y avances para acortar el tiempo de cálculo y mejorar la precisión de los cálculos.
- En Estados Unidos, NewGrid es un proveedor de software de **control topológico** que ofrece servicios de auditoría, supervisión y mitigación para aliviar la congestión de la

red. Ayuda a identificar soluciones operativas para redirigir el flujo alrededor de los cuellos de botella. NewGrid ya ha trabajado con MISO (Midcontinent Independent System Operator) y SPP (Southwest Power Pool), dos operadores de sistema de Estados Unidos. En NESO (Reino Unido) se ha llevado a cabo un proyecto de prueba de factibilidad técnica. **Por tanto, el TRL se estima en 9** para el uso en planificación (semanas de antelación). En Europa continental, Artelys participa en el despliegue de una solución para llevar a cabo la optimización de la topología diaria e intradiaria con el fin de maximizar la capacidad de transmisión entre Francia y España y entre España y Portugal. El TRL es 8 para el proceso diario y 7 para el intradiario.

- La mayoría de los operadores de sistema de todo el mundo han desarrollado procesos maduros para diseñar y adquirir **esquemas especiales de protección/esquemas de medidas correctoras**. **Por lo tanto, el TRL se estima en 9 para los SPS**.
- NAZA (*New Adaptive Zone Automaton*) es un autómata de reducción en tiempo real basado en software y desarrollado conjuntamente por RTE (operador del sistema de transmisión francés) y empresas de distribución francesas que reciben continuamente datos de estimación de estado cada pocos segundos y ejecuta un gemelo digital de flujo de potencia óptimo para supervisar los flujos en unas 100 subestaciones en el nivel de 63-90 kV. En lugar de basarse en reglas de activación estáticas y codificadas como los SPS tradicionales, el motor de IA centralizado de NAZA ajusta dinámicamente la producción renovable solo cuando una contingencia amenaza la seguridad de la red, eliminando así prácticamente los vertimientos

preventivos innecesarios y liberando capacidad adicional para incorporar energía eólica y solar. Desplegado zona por zona, coordina todas las acciones de restricción sin configuración previa de reglas y puede ejecutar ajustes en menos de 30 segundos, lo que permite a los operadores aplazar costosos refuerzos de la red. El autómata NAZA es el primero de su clase, pero ya está operativo; su **TRL para vertimientos a corto plazo se estima en 8.**

Impacts:

Los gemelos digitales no afectan a la infraestructura física de la red (en pocas palabras, no se construye nada salvo la infraestructura cibernética: unidades de medida, sistemas de telecomunicaciones, centros de datos). En cambio, los modelos intentan optimizar el uso de las infraestructuras físicas existentes. El objetivo puede ser aumentar la capacidad de la red reduciendo los márgenes, optimizar la capacidad de transferencia en un corredor determinado (por ejemplo, para el suministro de energía renovable) o simplemente mejorar la confiabilidad y la eficiencia. Además, los gemelos digitales no requieren los mismos recursos (materiales y mano de obra) que las GET físicas, lo que puede contribuir a aliviar las limitaciones en la expansión de la red.

1.4.3 Costos y beneficios

En los costos de los gemelos digitales influyen muchos factores, como la madurez de las herramientas existentes, la necesidad de personalización (un desarrollo desde cero es más costoso que una solución lista para usar), las normas en términos de interconexión y ciberseguridad, etc²⁹.

- Suponiendo que los operadores ya puedan realizar estudios manuales de estabilidad, el CAPEX de un software típico de evaluación dinámica de la seguridad oscila entre 400000 y 1,5 millones de dólares, dependiendo de la complejidad del software. Un caso de aplicación en ERCOT permitió al operador determinar el límite de transferencia cada 15 minutos, basándose en datos del sistema en tiempo real. Se calcula que este aumento de la capacidad reducirá el coste de la congestión en ERCOT en 27 millones USD en 2011³⁰.
- El coste del SPS puede estimarse en 250000 USD/año para una solución puramente de software. Si el SPS incluye piezas de hardware, el coste total estimado puede alcanzar los 500000 USD/(año - SPS). El SPS permite reducir los vertimientos preventivos, proporcionando hasta un 50% de capacidad de transmisión adicional.
- En el Reino Unido se ha realizado un estudio de factibilidad³¹ para la optimización de la topología (TO) por 185000 dólares a lo largo de medio año. Un despliegue operativo podría costar entre 600000 y 1,2 millones de dólares en un plazo de 2 a 4 años. Otro estudio³² muestra que el despliegue de la TO en el Reino Unido podría suponer un aumento de la capacidad de transferencia de entre el 3% y el 12%, lo que representaría un beneficio económico de entre 14 y 40 millones de dólares al año. Los beneficios dependen en gran medida de la congestión existente en la red, ya que la misma fuente plantea una reducción de entre 18 y 44 millones USD/año para la SPP y de 100 millones USD/año para la PJM.

²⁹ En la sección siguiente, las fuentes proporcionadas proceden, por defecto, de la experiencia interna de Artelys, ya que la empresa participa en algunos proyectos relacionados.

³⁰ Tecnología de software, mantener la seguridad de la red, PowerTech, [\[link\]](#)

³¹ Optimización de la topología de las redes de transporte, Energy Network Association, [\[link\]](#)

³² New Constraint Management Techniques for Meshed Transmission and Active Distribution Networks, NewGrid, Brattle, Grid Strategies [\[link\]](#)

- NAZA es una solución basada en IA para la desconexión rápida y a corto plazo de las energías renovables. Su costo inicial se sitúa en el extremo superior de las herramientas comparables, entre 4 y 6 millones de dólares de gastos de capital más unos 60000 dólares por cada autómata desplegado. Al evitar las costosas congestiones preventivas, permite una mayor penetración y utilización de la generación eólica, a la vez que aplaza las inversiones en la red. Aunque es difícil calcular el ahorro exacto, RTE estima que, en un periodo de 10 a 15 años, NAZA ha permitido evitar aproximadamente 7.000 millones de dólares en inversiones en infraestructuras, todo ello preservando la plena capacidad de incorporación de energía eólica a la red³⁴.

1.5 Equipos avanzados de control del flujo de energía



Los equipos avanzados de control del flujo eléctrico modifican la dirección del flujo eléctrico para garantizar que la electricidad pueda conducirse desde el lugar de generación hasta el de consumo de forma eficiente a través de la red. Un control mejorado del flujo eléctrico resuelve problemas como las congestiones o los problemas de estabilidad.

En esta sección se presentan dos categorías de tecnologías: 1) Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), que controlan

directamente el flujo de energía en la red de corriente alterna (CA), y 2) Control del flujo de energía en corriente continua (DCPFC, por sus siglas en inglés *Direct Current Power Flow Control*), que transporta electricidad a través de una red de corriente continua (CC) -normalmente mediante un sistema de transmisión de corriente continua de alto voltaje (HVDC)- en paralelo a la red de CA.

1.5.1 Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS)

1.5.1.1 Principio de funcionamiento

Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) representan una categoría predominante de dispositivos basados en la electrónica de potencia y se modelan como un dispositivo de compensación conectado a la línea de transmisión (TL) para variar su reactancia global mediante inyecciones de voltaje y/o corriente. Al variar la reactancia de la LT, los FACTS controlan el flujo de potencia en la LT, que obedece a leyes físicas.

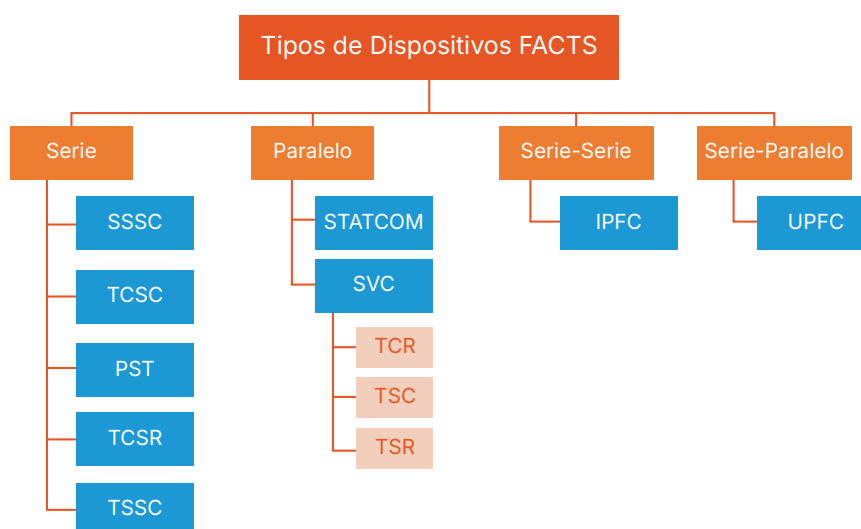
³³ Por ejemplo, sin NAZA serían necesarios al menos 150 MW de capacidad de línea para albergar 100 MW de capacidad eólica. Con NAZA, es posible albergar los 100 MW de capacidad eólica con 100 MW de capacidad de línea, evitando así la inversión para los 50 MW adicionales de capacidad de línea.

³⁴ NAZA, RTE, 2021 [\[link\]](#)

Estas soluciones de hardware están orientadas principalmente a regular el flujo de energía y comparten similitudes funcionales con los transformadores de cambio de fase (PST, también llamados reguladores de ángulo de fase en Norteamérica). Al modular la generación de potencia reactiva según las necesidades, mejoran la capacidad de transmisión de energía y la estabilidad de la red. En la actualidad, el despliegue de estos dispositivos electrónicos de potencia sigue siendo relativamente limitado, y se observa una adopción más significativa en regiones como Europa y Australia.

Los dispositivos FACTS pueden clasificarse en serie, derivación, serie-serie y serie-derivación. Cada tecnología tiene sus propias ventajas e inconvenientes, así como distintos costos de implantación.

Figura 1.6: : *Diferentes tipos de dispositivos FACTS. Fuente Elad et al, 2024³⁵*



Ventajas:

- Utilizar la infraestructura de red existente
- Versátil, aplicable a cualquier nivel de voltaje, escalable: adecuado tanto para sistemas de transmisión como de distribución.
- Diseño compacto: aplicaciones móviles si la congestión cambia con el tiempo.
- Vida útil superior a 40 años.
- Otra aplicación a la operación de control de potencia reactiva: Los operadores de transmisión pueden ajustar manual o automáticamente los voltajes inyectados durante los cortes de los elementos de la red.

1.5.1.2 Implantación e impacto de la tecnología

Requisitos técnicos:

- **Sistemas de control:** Los dispositivos FACTS requieren sofisticados sistemas de control para regular el voltaje, el flujo de potencia y otros parámetros del sistema.

³⁵ Luburic and Pandzic, FACTS devices and energy storage in unit commitment, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019 [\[link\]](#)

- Infraestructuras de Comunicación.
- Electrónica de potencia: Los dispositivos FACTS se basan en tecnología avanzada de electrónica de potencia para manipular los niveles de voltaje y corriente en la red eléctrica.

Implantación:

El proyecto TWENTIES, financiado por la UE y mencionado en el apartado 2.2, también evaluó el impacto de los FACTS en su proyecto piloto FLEXGRID³⁶. Utilizan un controlador de línea de sobrecarga que controla los flujos de energía en estado estacionario y después del estado de contingencia. La principal conclusión es que el exceso de energía puede redirigirse a líneas con capacidad sobrante para utilizar la capacidad de transmisión de forma más eficiente. El costo del dispositivo y su mantenimiento es bajo en comparación con otras soluciones de electrónica de potencia. Esta solución es fácilmente aplicable a otra ubicación y escalable. No se ha cuantificado el impacto. Sin embargo, en este proyecto se estudió la aplicación junto con el DLR y se comprobó que era beneficiosa, sin mayor cuantificación.

Impactos:

Los dispositivos FACTS pueden contribuir a reducir la sobrecarga de los elementos de la red eléctrica redirigiendo los flujos de las líneas congestionadas a las no congestionadas. La aplicación de FACTS para evitar la congestión y la redespacho comenzó en 1989 con el compensador estático síncrono en serie (SSSC). Ahora se utiliza cada vez más para integrar fuentes de energía renovables en la red eléctrica, ya que permite aumentar flexibilidad.

1.5.1.3 Costos y beneficios

- En 2015, Smart Wires analizó las posibles ventajas de los dispositivos FACTS modulares para apoyar la construcción de nuevas líneas de transmisión, tal y como afirma IRENA . La empresa necesitaba modernizar dos líneas de 60 kV en dos líneas de 115 kV con un periodo de construcción estimado de 3,5 años. La eliminación de las dos líneas de 60 kV exigía el redespacho de la generación, sobre todo en verano, para evitar la sobrecarga de otras líneas cercanas. El estudio determinó que el redespacho podría evitarse instalando dispositivos FACTS modulares que redirigieran el flujo de estas líneas, que de otro modo estarían sobrecargadas. Los costos anuales de los dispositivos FACTS modulares se estimaron entre 1,5 y 4 millones de dólares, y el ahorro inducido al evitar el redespacho se estimó en más de 20,5 millones de dólares al año, lo que sugiere un ahorro de más de 70 millones de dólares (ahorro neto de 61,5 a 69,7 millones de dólares) durante el periodo de construcción de 3,5 años (dependiendo de cuándo se inicie la construcción). La inversión de 1,5 a 4,0 millones de dólares es significativamente inferior (entre el 2% y el 6%) a los 70 millones de dólares de costos de congestión evitados.

- **Los costos de inversión típicos de algunos dispositivos FACTS se encuentran en la literatura³⁸:**

- SVC: USD 60 000 - 100 000 /MVar
- STATCOM: USD 100 000 - 130 000 /MVar
- UPFC: USD 130 000 - 170 000 /MVar
- TCSC: USD 70 000 - 130 000 /MVar

³⁶ Informe final del proyecto TWENTIES, junio de 2013, [\[link\]](#)

³⁷ IRENA, Innovation landscape for a renewable-powered future, 2019, [\[link\]](#)

³⁸ FACTS – For Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy, Klaus Habur and Donal O'Leary, [\[link\]](#)

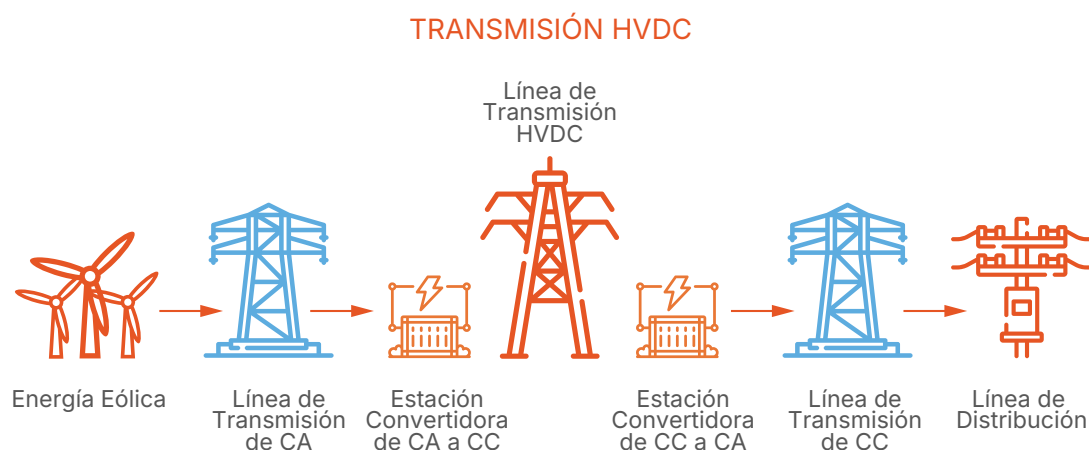
1.5.2 Sistema de transmisión de corriente continua de alta tensión

1.5.2.1 Principio de funcionamiento

Un sistema de transmisión de corriente continua (CC) se conecta a la red de CA a través de convertidores *back-to-back* para que la electricidad pueda convertirse de CA a CC en el punto de inyección y volver a convertirse de CC a CA en el punto de entrega. Esto permite que la electricidad fluya libremente en cualquier dirección, independientemente del ángulo de fase entre la fuente y la carga.

Los sistemas HVDC suelen utilizarse en configuración bipolar (es decir, dos circuitos) para transferir grandes cantidades de energía a largas distancias, de un punto a otro, ya que en este caso son más eficientes y rentables que los sistemas de CA de alto voltaje. Aunque la implantación de estos sistemas es más limitada que la de las tecnologías de transmisión de CA debido a su coste y complejidad, los HCDV se utilizan en aplicaciones estratégicas y en la integración de fuentes de energía renovables. Las aplicaciones incluyen la conexión puntos remotos de generación con grandes centros de demanda o la interconexión de redes vecinas asíncronas.

Figura 1.7: **Esquema explicativo de la tecnología HVDC.** Fuente: Allumiax³⁹



1.5.2.2 Implantación e impacto de la tecnología

Requisitos técnicos:

- Estaciones conversoras en extremos de línea.
- Medio de transmisión: línea aérea o cable subterráneo/submarino
- Sistemas de polo a tierra.
- Sistemas de control y protección.
- Compensación de potencia reactiva
- Filtros de armónicos.

³⁹ Transmisión de corriente continua de alta tensión HVDC, Allumiax, [\[link\]](#)

Implantación:

La forma moderna de transmisión HVDC utiliza tecnología desarrollada en la década de 1930.

Se considera una tecnología madura (TRL 9) con aplicación en todo el mundo. Sin embargo, las innovaciones no han cesado en este campo, especialmente desde el desarrollo de la energía solar y eólica. En los últimos años han surgido **nuevas tecnologías, como los convertidores de fuente de voltaje** o la transmisión **en corriente continua de ultra alto voltaje (UHVDC⁴⁰)**, pero sus aplicaciones son más limitadas.

El proceso de implementación suele ser más complejo que el de una línea de CA equivalente, ya que el HVDC requiere una capa adicional de conversión. Además, los sistemas de transmisión HVDC suelen diseñarse para conectar zonas distantes y remotas; las limitaciones geográficas (paso bajo el agua, vías para atravesar montañas, etc.) son de los retos más comunes. Por ello, **los plazos de construcción pueden ser muy variables**. Por ejemplo, la línea Kimal-Lo Aguirre de 600 kV en Chile⁴¹, de unos 1500 km de longitud, podría tardar 7 años en construirse, mientras que la línea Belo Monte - Río de Janeiro de 800 kV en Brasil⁴², de unos 2500 km de longitud, sólo tardó 2 años en construirse.

Impactos:

La tecnología HVDC tiene un impacto en múltiples aspectos de la red:

- Las zonas remotas pueden conectarse con menos pérdidas de energía: 3,5% de pérdida de energía por 1.000 km para HVDC frente al 6,7% de las líneas de CA equivalentes ; es el equivalente a una autopista para las energías

renovables con congestiones de ubicación

- Conexiones asíncronas con sistemas vecinos y fácil aislamiento de fallos.
- Flexibilidad en el funcionamiento de la red de CA, ya que el flujo puede modularse fácilmente en la red de CC en función del voltaje de la red de CA; el HVDC mejora la estabilidad de la red de CA.

1.5.2.3 Costos y beneficios

- Se calcula que la línea de 600 kV de 1500 km de longitud en Chile costará 1.500 millones de dólares (2021)⁴⁴. La línea es el mayor proyecto de infraestructura del país en los últimos años y contribuirá sustancialmente a que el país alcance su objetivo de neutralidad de carbono para 2050. La línea tendrá una capacidad de 3000 MW. Considerando un factor de carga del 90%, 23,6 TWh de electricidad podrían ser transportados por la línea. Sólo el beneficio derivado del ahorro en pérdidas de energía representaría ya 1,13 TWh/año o 78 millones USD/año con un precio spot histórico de 70 USD/MWh en Chile.
- La línea de 800 kV de 2.500 km de longitud en Brasil costó 2.140 millones de dólares (2019)⁴⁵. Con otra línea UHVDC, el Bipolo I UHVDC de Belo Monte (finalizado en 2017), las dos líneas son infraestructuras fundamentales para el país. Este proyecto suministra electricidad a aproximadamente 22 millones de personas con sus 4 GW de capacidad. Utilizando el mismo enfoque que el anterior, el ahorro anual estimado en pérdidas de energía sería de 2,5 TWh/año, lo que corresponde a 176 millones USD/año.

⁴⁰ La tensión nominal de HVDC suele oscilar entre 100 kV y 800 kV, y la de UHVDC es superior a 800 kV.

⁴¹ Chile construirá una moderna línea de alta tensión de corriente continua para facilitar el transporte de energía renovable, Econo Journal, 2021, [\[link\]](#)

⁴² Proyecto de transmisión UHVDC Belo Monte-Río de Janeiro, NS Energy, 2020, [\[link\]](#)

⁴³ Corriente continua de alta tensión, Wikipedia, [\[link\]](#)

⁴⁴ Proyecto de transmisión UHVDC Belo Monte-Río de Janeiro, NS Energy, 2020, [\[link\]](#)

⁴⁵ Corriente continua de alta tensión, Wikipedia, [\[link\]](#)

1.6 Sistema de almacenamiento de energía en baterías



1.6.1 Principios de funcionamiento

Un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) es un sistema electroquímico que utiliza una batería para almacenar y distribuir electricidad. Un BESS recoge energía de fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar, o de la red eléctrica, y la almacena. Las baterías se descargan para liberar energía cuando es necesario, como durante los picos de demanda, los cortes de electricidad o el balanceo de la red. Los sistemas de almacenamiento de energía por baterías más maduros son los sistemas de baterías de iones de litio. Esta sección se centra en los **sistemas de almacenamiento conectados a red de transmisión**, y no en el almacenamiento a escala distribuida, aunque los servicios prestados al sistema sean similares.

Los BESS tienen tiempos de respuesta rápidos, lo que les permite adaptar rápidamente sus valores nominales para prestar servicios al sistema en segundos o menos (por ejemplo, regulación rápida de la frecuencia e inercia virtual). Los BESS, gracias a los convertidores CC/CA de electrónica de potencia, pueden suministrar potencia activa y reactiva a la red. Y lo que es más importante, los BESS avanzados equipados con inversores formadores de red en lugar de inversores de seguimiento de red también pueden proporcionar servicios de estabilidad como inercia y nivel de cortocircuito.

Por otro lado, los BESS están limitados por su capacidad de almacenamiento, medida habitualmente en "horas" de capacidad de almacenamiento. Aunque personalizables, los BESS suelen oscilar entre 2 y 6 horas de capacidad de almacenamiento.⁴⁶

Ventajas:

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) tienen varias aplicaciones y ventajas:

- **Servicios auxiliares:** regulación de frecuencia, soporte de voltaje, arranque en negro, inercia virtual.
- **Servicios de energía y capacidad:** desplazamiento de carga, producción eléctrica más estable, gestión de facturas, aumento de firmeza en capacidad renovable variable.
- **Servicios de transmisión y distribución:** confiabilidad de la red, mitigación de la congestión, aplazamiento en construcción de nueva transmisión, reducción de los costos de congestión⁴⁷.

La ventaja más relevante para este estudio es la reducción de vertimientos de energía renovable que permiten los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, y la reducción de costos de congestión asociada.

1.6.2 Implantación e impacto de la tecnología

Requisitos del sistema:

Además de las baterías (por ejemplo, los componentes de almacenamiento), el BESS requiere componentes electrónicos de potencia que permitan conectar el sistema a una red eléctrica. Un convertidor bidireccional o sistema de conversión de energía es el dispositivo principal que convierte la energía entre los terminales de CC de la batería y el voltaje de línea de CA y permite que la energía fluya en ambos sentidos para cargar y descargar la batería. El otro elemento principal de un BESS es un sistema de gestión de la energía (EMS) para coordinar el control y el funcionamiento de todos los componentes del sistema.

Los dispositivos de comunicación y/o medición local son necesarios para prestar varios servicios. Por ejemplo, los dispositivos de medición de frecuencia pueden ser necesarios para prestar servicios de regulación de frecuencia; o la comunicación con el operador del sistema podría ser necesaria para poder descongestionar la red.

Impactos:

La efectividad del almacenamiento de energía para reducir el vertimiento de potencia renovable y los costos de funcionamiento del sistema depende en gran medida del perfil eólico y solar. También depende de cómo se opere el BESS.

⁴⁶ Cole and Karmakar, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update*, NREL, 2023 [\[link\]](#)

⁴⁷ En comparación con otras soluciones de almacenamiento (como el almacenamiento hidráulico por bombeo), el BESS es más modular y flexible en cuanto a ubicación. Mientras que el BESS podría proporcionar servicios de almacenamiento como transmisión, otras soluciones de almacenamiento podrían, por el contrario, aumentar la congestión del sistema debido a sus limitaciones de localización.

Los BESS pueden sustituir a las costosas mejoras de la infraestructura de transmisión. De hecho, las baterías conectadas a red de transmisión situadas en zonas congestionadas pueden proporcionar almacenamiento de energía de reserva durante un evento de contingencia para aliviar la sobrecarga térmica. Esto reduciría el vertimiento de la generación de energía renovable debido a la congestión de la red.

Últimamente, los inversores formadores de red equipados con baterías⁴⁸ han podido prestar servicios de estabilidad asociados a la frecuencia y el voltaje, compitiendo directamente con los SC. En el Reino Unido existe una rica experiencia que se describe más adelante en este informe.

La tecnología BESS tiene un TRL de 9, ya que está presente en muchos sistemas eléctricos. Dos casos de uso en Chile tuvieron un plazo de despliegue de aproximadamente 1 año, mostrando una implementación conveniente^{49,50}.

1.6.3 Costos y beneficios

Los costos y beneficios pueden evaluarse en dos casos de uso en Chile:

- El proyecto San Andrés, de 35 MW/175 MWh, tiene un valor de 61,9 millones de dólares (1,77 millones/MW o 0,35 millones/MWh). Se espera que genere unos ingresos de 8 millones de USD al año, con unos gastos de operación de 400 000 USD/año⁵¹.

- El proyecto Salvador, de 50 MW/250 MWh, cuesta 75 millones de dólares (1,5 millones/MW o 0,3 millones/MWh). Se espera que genere unos ingresos de 8,2 millones de USD al año, con unos gastos de operación de 900 000 USD/año⁵².

Asimismo, el estudio anual de tecnología del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL) ha estudiado los costos y rendimientos del almacenamiento en baterías de iones de litio de gran escala conectados a red de transmisión. En las figuras siguientes se detallan los costos del sistema en términos de capacidad energética (USD/kWh) y en términos de capacidad de potencia (USD/kW). Para un sistema de baterías de ión-litio de 60 MW-240 MWh y 4 horas de duración, el coste total sería de 446 USD/kWh o 1 785/kW. Además, la Figura 1-10 muestra reducciones significativas de los costos en los próximos años, de aproximadamente un 30% para 2030 (con respecto a los valores de 2022), y de alrededor de un 50% para 2050 en las proyecciones del escenario central.

⁴⁸ Esta sección se ha centrado en las baterías, pero otros recursos basados en convertidores, como las unidades solares o eólicas, también pueden adoptar la tecnología formadora de redes

⁴⁹ Innergex logra el cierre financiero de su proyecto de almacenamiento de energía en baterías de San Andrés en Chile, Innergex, 2023, [\[link\]](#)

⁵⁰ Innergex inaugura un BESS de 50 MW y 250 MWh en Chile, Renewables Now, 2023, [\[link\]](#)

⁵¹ Innergex inaugura un BESS de 50 MW y 250 MWh en Chile, Renewables Now, 2023, [\[link\]](#)

⁵² Innergex inaugura un BESS de 50 MW y 250 MWh en Chile, Renewables Now, 2023, [\[link\]](#)

Figura 1.8: Coste del sistema (USD/kWh) para 5 tipos de sistemas de baterías de iones de Litio de 60 MW en 2022. Fuente: NREL ⁵³

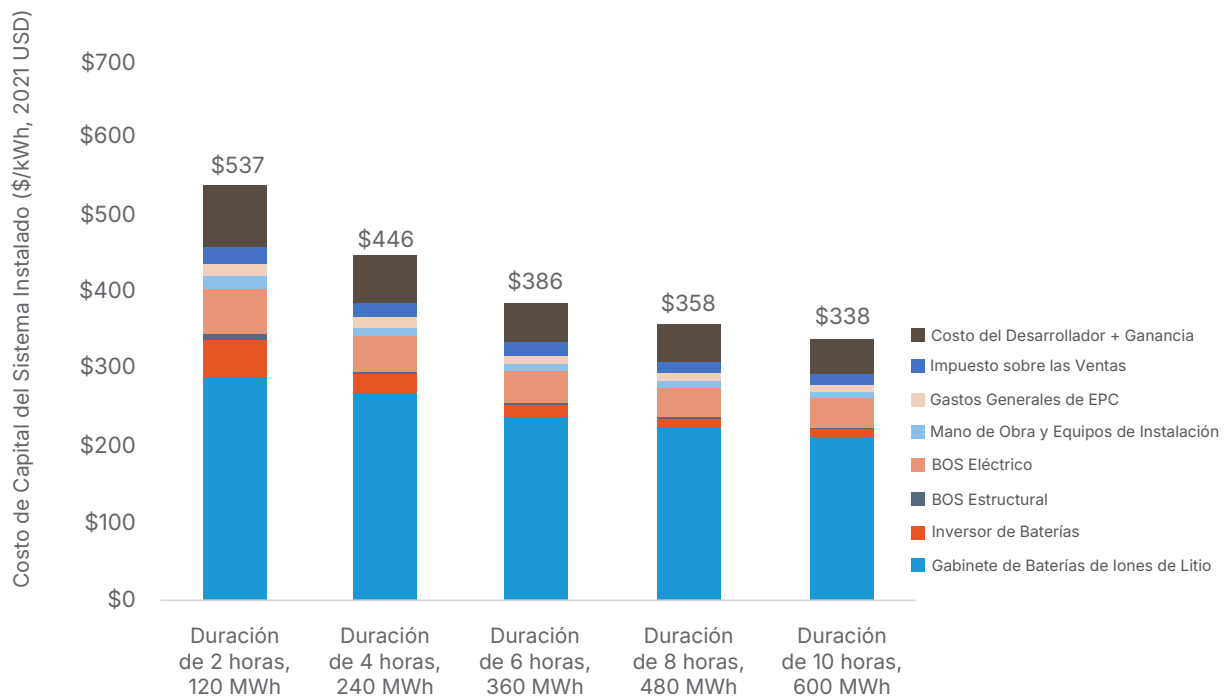
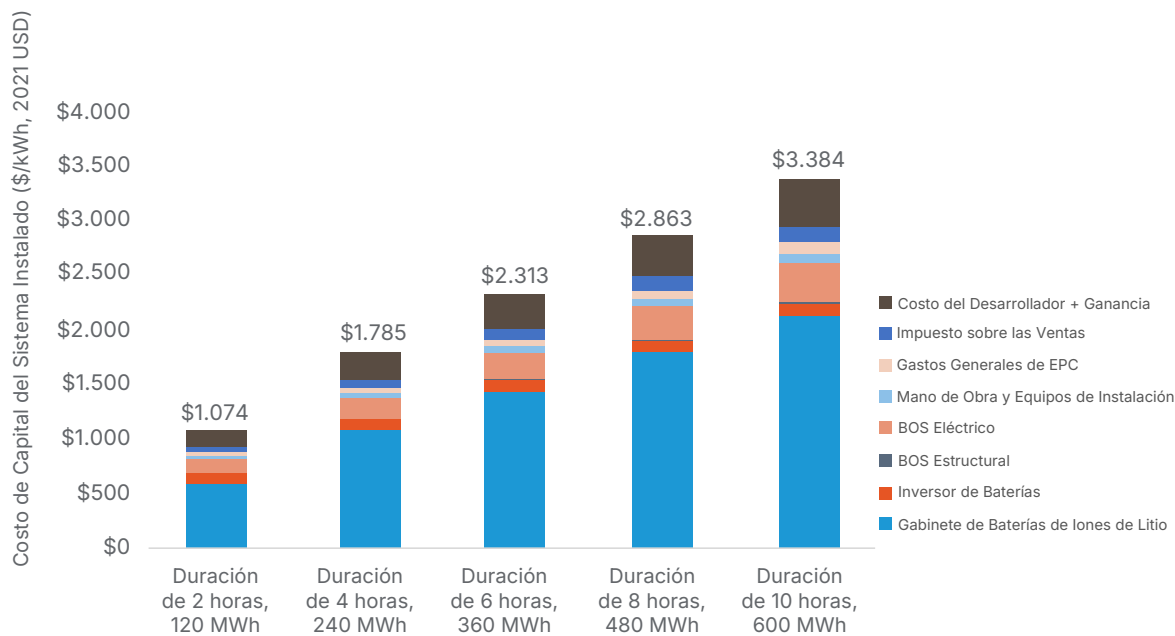
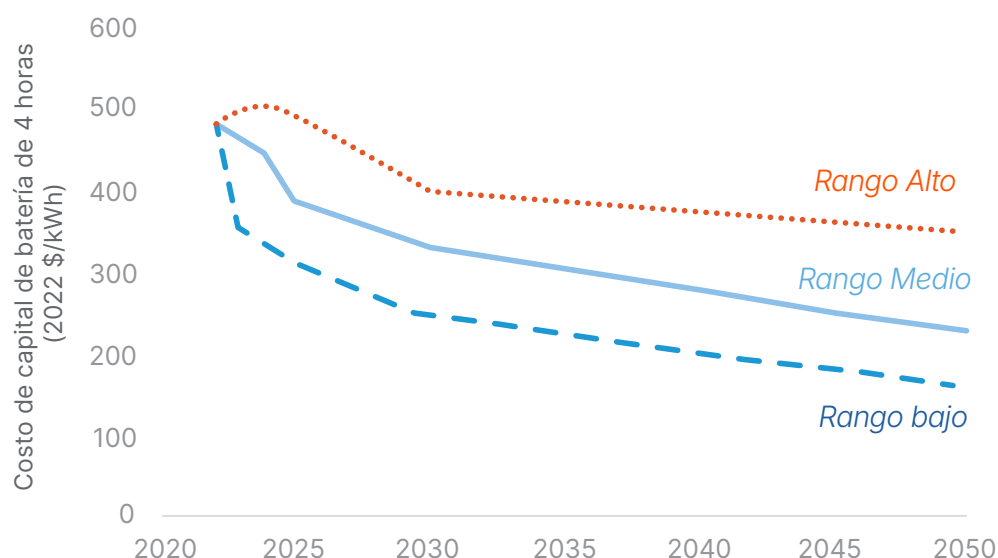


Figura 1.9: Costo del sistema (USD/kW) para 5 tipos de sistemas de baterías de iones de Litio de 60 MW en 2022. Fuente: NREL



⁵³ Annual Technology Baseline, 2023, NREL, [\[link\]](#)

Figura 1.10: **Previsiones de costos de baterías para sistemas de iones de litio de 4 horas. Fuente: NREL**



1.6.4 Tecnologías Formadoras de Red: Ventajas, retos y situación actual

Definición

Los inversores formadores de red se diferencian de los inversores convencionales "seguidores de red" en que establecen su propia forma de onda de voltaje y pueden proporcionar inercia e inyección rápida de corriente de fallo sin depender de una referencia de voltaje externo. Cuando se integran con el almacenamiento en baterías o con sistemas híbridos, estos inversores pueden ofrecer potencialmente soporte tanto de frecuencia como de voltaje. Esta sección se centra en las baterías, pero otros recursos basados en inversores, como paneles solares, aerogeneradores o incluso los enlaces o cargas HVDC, también pueden adoptar la tecnología formadora de red.

⁵⁴ Existe un error lingüístico común en la bibliografía entre "convertidor" e "inversor". En sentido estricto, un convertidor transforma la corriente alterna en continua y un inversor transforma la corriente continua en alterna.

Ventajas y retos

	Aspecto	Descripción
Beneficio	Estabilidad mejorada del sistema	Al inyectar corriente de cortocircuito y regular el voltaje de forma autónoma, los inversores formadores de red emulan el comportamiento de una máquina síncrona, reforzando la estabilidad transitoria y dinámica.
	Inercia sintética	Tal como puede ser exigido por un código de red, pueden responder a eventos rápidos de tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), estabilizando la frecuencia del sistema en condiciones de baja inercia.
	Potencial de arranque en negro	Si se configuran adecuadamente con almacenamiento de energía, los convertidores formadores de red pueden ayudar a restablecer una red desenergizada sin depender de un generador síncrono en funcionamiento.
Desafíos	Costos de capital y operación	Los inversores formadores de red con controladores de alta fidelidad y hardware de apoyo pueden ser más caros que las unidades de seguimiento de red más sencillas.
	Madurez tecnológica	Aunque la base teórica es sólida, los despliegues a gran escala para formar redes siguen siendo limitados, por lo que la confiabilidad y los esquemas de control requieren una validación continua.
	Complejidad operativa	La introducción de la tecnología formadora de redes en zonas de baja inercia exige una cuidadosa coordinación con los esquemas de protección existentes, especialmente en condiciones de alto RoCoF.
	Cumplimiento del Código de Red	El Código de Red del Reino Unido incluye umbrales técnicos específicos para el voltaje y la capacidad de absorción de fallos; garantizar el cumplimiento puede ser más complicado para los nuevos diseños de inversores.

Situación actual

El tamaño del mercado mundial de inversores formadores de red se evaluó en 700 millones de dólares en 2024; se espera que se duplique para 2032⁵⁵. Actualmente, el mercado está dominado por Asia-Pacífico, con una cuota del 57% en 2024. El caso de uso escocés presentado en la sección 2.1 implica alguna aplicación de tecnologías formadoras de red para resolver problemas de inercia y de nivel de corriente corta en la red británica.

⁵⁵ Mercado de inversores en red, Fortune Business Insights, 2025, [\[link\]](#)



1.7 Cuadro resumen de tecnologías de mejora de red

Tabla 3: ofrece un resumen de los GET analizados en esta sección. Las referencias pueden encontrarse en el Apéndice A.

Tecnología		Problemas que aborda	TRL	Natu- raleza	Facilidad de aplicación	Cronograma de implemen- tación	Capex	Costos Adicionales	Beneficios	Comentarios
Calificación dinámica de líneas (DLR)	Montado en línea	Congestión térmica en líneas sobrecargadas Gestión de anomalías en tiempo real	8	Híbrido	Complejo Requieren: sensores, infraestructura de transmisión de datos, tratamiento de datos y modelización	1 -2 años [1][2]	\$3.25M /18 sensores en 50 km para 3 líneas Correspondi- ente a 5.000 \$/km para el control de la línea+ 2.5 M\$ para el sistema central (PPL, EE.UU., 2020) [2a]	Mantenimiento de sensores y software 0.235 M\$/año para las 3 líneas [2a]	9% - 19% de aumento de la capacidad Beneficio: 23 M\$/año de reducción de costos de congestión BCR: 84 (PPL, EE.UU.) [1]	Más sensible a la velocidad del viento y a la temperatura ambiente; Muy adecuado para zonas con grandes variabilidades respecto a estos factores; Sin cortes durante la instalación. El proceso de integración operativa puede durar entre uno y dos años, mientras que el despliegue y la calibración de los sensores pueden realizarse en cuestión de meses. Dificultad para internalizar el excedente de Beneficio para los promotores de proyectos
	Sin contacto (por ejemplo, LiDAR, EMF)		8	Híbrido			0.85 millones por 3 líneas 5,5 \$/km (ONRL, EE.UU. 2021)	Mantenimiento de sensores y software. Se espera que se acerque al DLR montado en línea	9% - 36% de aumento de la capacidad Beneficio: 19.7 M\$/año de reducción de costos de congestión BCR: 267 (67 con costos hipotéticos del sistema central de 2.5 \$) (ONRL, EE.UU.) [3]	Similar al caso anterior
Capacidad Dinámica de Líneas (DLR) sin sensores		Congestión térmica en líneas sobrecargadas	7	Software	Medio integración del software en los protocolos de funcionamiento; requiere fuentes de datos meteorológicos	Pocos meses	\$300.000 - 600.000 (estimación 2024)	Mantenimiento del software Adquisición de datos meteorológicos 150.000 \$/año	15% -20% más de capacidad Beneficio: Alivio de la congestión por interrupción forzosa de 0,27 millones de dólares en 4 meses. [4]	No hay problema de cobertura de la línea (menos sensor); Se dejan más márgenes de capacidad para la seguridad durante el funcionamiento.

REPORTE FINAL: POTENCIAL DE TECNOLOGÍAS DE MEJORA DE RED PARA LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.

Tecnología		Problemas que aborda	TRL	Naturaleza	Facilidad de aplicación	Cronograma de implementación	Capex	Costos Adicionales	Beneficios	Comentarios
Reconducción/ Conductores avanzados		Límite de capacidad de la línea (flecha térmica)	9	Hardware	Fácil	1-3 años para líneas de <30 km (PJM, EE.UU.) [5]	\$400 k/km a 230 kV con conductor ACSS/TW Un coste total de 9 millones de dólares para una línea de 22.5 km de longitud (PPL, EE.UU., 2023) [5] [6]	Hasta un 25% menos de pérdidas a 20C° Hasta un 46% más de pérdidas a la temperatura máxima de funcionamiento [7]	53%-118% de aumento de la capacidad [7] Beneficio: VAN de 107 M\$ en 15 años por reducción de costos de congestión BCR: 11.28 (PPL, EE.UU.) [6]	Es necesaria una interrupción prolongada; Existen diferentes tecnologías: ACSS, ACCC, ACCR, etc. Menor carga de permisos administrativos y plazos más cortos de construcción en comparación con un proyecto de construcción de nuevas líneas equivalente.
Sistema de almacenamiento de energía en baterías		Congestión por alta demanda; Incertidumbre de planificación; Estabilidad (contención de frecuencias); Inercia (sintética); Evitar vertimiento de las energías renovables	9	Hardware	Fácil	1-2 años [8][9]	1.5M \$ - 1.77M \$ / (MW - 5 MWh) (Chile, 2023)	0.01M \$ - 0.018M \$ / (MW-5MWh) [8][9]	Beneficios para el promotor: \$ 8.0M/año BCR = 1,99 (35 MW/175 MWh) (Chile) [8] \$ 8.2 millones/año BCR = 1.69 (50 MW/250 MWh) (Chile) [9]	Los BESS tienen múltiples fuentes de ingresos (capacidad, energía y mercado de servicios auxiliares), además de los beneficios de la descongestión.
Control avanzado del flujo de energía Control	Condensadores síncronos	Inercia; Control de voltaje; Potencia de cortocircuito;	9	Hardware	Fácil	1-2 years	\$ 300k/MVA [9a] (Australia, 2023)	Consumo de energía: 0.01 MW/MVA 0.003 MW/(MW.s) (Tasmanian Hydro) Coste inicial: 100-1000 dólares [10]	Aumento de la capacidad de alojamiento de los IBR Mayor estabilidad y la red	Las unidades térmicas tradicionales adecuadas pueden reconvertirse en SC (un 50% más baratas según datos de entrevista)
	FACTS/nuevos dispositivos digitales	Congestión; Límites de estabilidad dinámica	9	Hardware	Fácil	1-2 años [11]	SVC: 60 000 - 100 000 \$ /MVar STATCOM: 100 000 \$ - 130 000 \$ /MVar UPFC: 130 000 - 170 000 \$ /MVar TCSC: 70 000 - 130 000 \$ /MVar [11] (Documento de Siemens, 2005)	150 - 250 horas-hombre al año para mantenimiento Pérdidas [11]	Beneficio: \$ 39M\$/año de reducción de la congestión con 1 PAC de 36 MVA Hasta 196 M\$ con 17 PAC de 2116 MVA (estudio)	Móvil, escalable y rápido de implantar
	Control del flujo de corriente continua (HVDC)	Congestión; Limitación de la distancia	9	Hardware	Fácil	2 - 7 años [13][14]	2.14B \$ para 2539 km 800kV/4GW (Brasil, 2019) [13] 1.500 millones de dólares para 1500 km 600kV/3GW (Chile, 2021) [14].	3,5 % de pérdida en 1000 km + gastos de mantenimiento [15]	40% más de capacidad que el mismo voltaje de CA [15]	La facilidad de aplicación depende de la topografía de la vía
	Punto de apertura suave y punto normalmente abierto (Soft Open Point and Normally Open Point)	Control de la potencia activa; Compensación de potencia reactiva; Voltaje; Aislamiento de averías; Restablecimiento del servicio	9	Hardware	Fácil	1-2 años [16]	160k-308k \$/MVA [17][18] (artículo académico, 2017)	Mantenimiento: 3k/(MVA-año) Pérdidas y funcionamiento: + 20k - 40k / (año - MVA) [17]	10-20% de aumento de la capacidad [18]	

Tecnología		Problemas abordados	TRL	Naturaleza	Facilidad de implementación	Cronograma de despliegue	Capex	Costos adicionales	Beneficios	Comentarios
Respuesta de la Demanda		Gestión de la demanda pico	9	Híbrida	Media Requisitos: Medidores distribuidos	5-6 años para instalar 110.000 medidores [19]	USD 150 por medidor + CAPEX de software [20]	Compensación por activación (basada en precios o incentivos). Mantenimiento de software y medidores	Reducción del 2%-8% en inversión en generación Reducción del 1%-4% en consumo de energía Reducción del 1,5%-5% en emisiones de carbono (UE) [19]	
Optimización de topología ⁵⁶		Congestión Condiciones operativas cambiantes Análisis de seguridad Evaluación dinámica de la seguridad	8	Software	integración de software y personal capacitado para la operación. Dependiente del sistema de monitoreo	0,5 años para el estudio de factibilidad (Reino Unido) [25]. 2-4 años para el despliegue operativo.	USD 185.000 para el estudio de factibilidad (Reino Unido, 2015) [25]. USD 600.000 a USD 1,2 millones para el despliegue operativo (estimado, 2024).	USD 100 por acción de conmutación [26]. Mantenimiento de software y personal: USD 180.000 – 360.000 por año.	Reino Unido: +3% – 12,3% de capacidad de transferencia (USD 14-40 millones/año). SPP: 26% de alivio de flujo (USD 18-44 millones/año). PJM: USD 100 millones/año. [27]	Puede integrarse con DLR; los beneficios financieros se derivan de la reducción de los costos de congestión, por lo que dependen del sistema. Bien adecuado para redes con alta complejidad
Synchro phasors/ Wide Area Monitoring System + Digital Twin/AI	Estudios de confiabilidad y estabilidad Análisis con diferentes escalas temporales	Estudios de confiabilidad y estabilidad (con diferentes niveles de granularidad temporal).	9	Software	Complejo: integración de software y personal capacitado para la operación; requiere un sistema de monitoreo.	1-3 años	USD 400.000 a USD 1,5 millones (estimado, 2024).	Mantenimiento de software + personal: USD 150.000 – 450.000 por año	USD 27 millones/año de reducción de costos por congestión (ERCOT, EE. UU.) [22].	Los costos asumen que los operadores pueden realizar estudios de estabilidad dinámica de forma manual y que las evaluaciones automáticas de seguridad estática ya están implementadas.
	Real-time operation control (e.g., Naza automata)	Operación óptima de la red.	7	Software		3-5 años	USD 4-6 millones. USD 60.000 por automata (estimado, 2024)	Energía recortada (curtailment): mantenimiento de software y personal USD 500.000 por año	Evita una inversión en infraestructura de USD 7.000 millones a lo largo de 10 años (FR) [28]	
	Esquema de Protección Especial / Esquema de Acción Correctiva	Violaciones de límites operativos	9	Software	Igual que el anterior	1-3 años	Software: USD 250.000 por año. Software + hardware: USD 500.000 por año por SPS (estimado, 2024).	NA	Evita el recorte preventivo. Hasta un 50 % más de capacidad a través de las líneas	Permite que el sistema opere más cerca de sus límites de estabilidad

⁵⁶ La optimización de la topología se separa del gemelo digital porque se clasifica individualmente como una tecnología de mejora de la red en la literatura. [\[link\]](#)



Evaluación de casos prácticos



En esta sección presentamos dos estudios de casos que ilustran aplicaciones con éxito de tecnologías de mejora de la red (GET) en activos de transmisión. El primero trata de los SC en Escocia, mientras que el segundo trata de un caso de capacidad dinámica de líneas en Pensilvania (EE.UU.). Ambos casos se comparan con aplicaciones tecnológicas similares en América Latina y se describen las ventajas e inconvenientes de las opciones elegidas.

2.1 Estudio de caso 1:

Stability Pathfinder

Fase 2 - Reino Unido

2.1.1 Introducción a la transición energética en el Reino Unido

La estrategia de energía limpia del Reino Unido pretende acelerar el despliegue de energías renovables y tecnologías complementarias para que "unos niveles de inversión únicos en una generación" puedan impulsar a la nación hacia la descarbonización. Según el Plan de Acción Clean Power 2030, el gobierno prevé 43-50 GW de energía eólica marina, 27-29 GW de energía eólica terrestre y 45-47 GW de energía solar para finales de la década, complementados por 23-27 GW de almacenamiento de energía en baterías y 4-6 GW de almacenamiento de larga duración. La demanda de electricidad aumentará a medida que se electrifiquen el transporte, los edificios y la industria para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Para gestionar estos cambios, el gobierno británico está facilitando los procesos de planificación, impulsando la construcción de redes y adoptando reformas centradas en el consumidor, que requieren unos 40.000 millones de libras al año (a precios de 2024 sin actualizar), incluyendo £30.000 millones en activos de generación y £10.000 millones en activos de transmisión entre 2025 y 2030. El liderazgo del gobierno es fundamental para este enfoque, garantizando la seguridad del suministro mediante el equilibrio entre las energías renovables, recursos con bajas emisiones de carbono y el apoyo del gas natural (con una reducción significativa de las horas de operación al 2030)⁵⁷.

⁵⁷ Plan de Acción Clean Power 2030 del Reino Unido, Departamento de Seguridad Energética y Net Zero, [\[link\]](#)

El impulso del Reino Unido hacia la emisión neta cero de gases de efecto invernadero para 2050 también implica una transformación estratégica más amplia de su sistema eléctrico. El Marco Estratégico de Redes Eléctricas pone de relieve cómo la Estrategia de Seguridad Energética británica y las adaptaciones normativas de Ofgem (organismo regulador eléctrico del Reino Unido) aceleran colectivamente la generación con bajas emisiones de carbono -tanto las renovables como la nuclear- al tiempo que preparan la red para una posible duplicación de la demanda en las próximas décadas. Un elemento central de este marco es un enfoque más estratégico de la expansión de la red (que abarca tanto el transporte de alta tensión como la distribución local), además de la creación de un Operador del Sistema Futuro (FSO) para supervisar la planificación y la resiliencia del sistema. Al alinear la regulación, la inversión y el funcionamiento con los objetivos de cero emisiones netas, el Reino Unido pretende mantener la confiabilidad incluso cuando las energías renovables variables dominen la generación futura⁵⁸.

El Plan de Acción Energía Limpia 2030 identifica un reto importante en la necesidad de duplicar aproximadamente el ritmo de nuevas infraestructuras de transmisión para 2030 en comparación con la década pasada. Sin una construcción más rápida, los costos de congestión podrían pasar de £2.000 millones al año en 2022 a unos £8.000 millones al año (80 libras por hogar al año) a finales de la década de 2020⁵⁹, impulsados por proyectos que no pueden suministrar energía debido a cuellos de botella en la red. Las colas de conexión a la red se han multiplicado por diez en cinco años, lo que ha impulsado la colaboración entre el Operador Nacional del Sistema Energético (NEMO), Ofgem y los propietarios de la transmisión para agilizar

los procesos de conexión. Una cuestión clave que añade complejidad al sistema es la estructura de las *Tarifas por el uso de la red de transporte (TNUoS)*. Estas tarifas, que recuperan los costos de construcción y mantenimiento de la red de transporte, varían según la ubicación para reflejar el impacto de los costos de los generadores y los consumidores en el sistema. Sin embargo, esto da lugar a unas tarifas desproporcionadamente elevadas para los generadores en zonas ricas en recursos pero remotas como Escocia, donde las largas distancias de transmisión y la congestión de la red aumentan los costos. Esto ha creado incertidumbre y volatilidad para los inversionistas en energías renovables, especialmente la eólica. Para hacer frente a este problema, Ofgem ha propuesto un mecanismo temporal de límites máximos y mínimos para las tarifas TNUoS. Este mecanismo fijaría un límite superior (techo o cap) a las tarifas para evitar costos excesivos a los generadores y un límite inferior (suelo o floor) para garantizar que las inversiones necesarias en transmisión sigan siendo financieramente viables, reduciendo la imprevisibilidad y las fluctuaciones extremas de los costos⁶⁰.

Según el Marco Estratégico de Redes Eléctricas, el rápido crecimiento de la demanda (vehículos eléctricos, bombas de calor, electrificación industrial) choca con el desajuste geográfico de las energías renovables a gran escala lejos de los centros de carga. El clima extremo, los riesgos de ciberseguridad y un entorno de equilibrio cada vez más complejo son presiones adicionales. Aunque los recursos flexibles (almacenamiento, respuesta a la demanda, carga inteligente) pueden reducir la necesidad de "cables tradicionales", sigue siendo necesaria una importante construcción en tierra. El marco subraya los problemas de resiliencia a medida que se multiplican los fenómenos meteorológicos

⁵⁸ Electricity Networks Strategic Framework, Departamento de Empresa, Energía y Estrategia Industrial, [\[link\]](#)

⁵⁹ Extracto del Plan de Acción Clean Power 2030, Departamento de Seguridad Energética y Net Zero, [\[link\]](#)

⁶⁰ Extracto del Plan de Acción Clean Power 2030, Departamento de Seguridad Energética y Net Zero, [\[link\]](#)

⁶¹ Electricity Networks Strategic Framework, Departamento de Empresa, Energía y Estrategia Industrial [\[link\]](#)

extremos, instando a mejorar los protocolos de restauración y a reforzar las infraestructuras. Restringir las energías renovables debido a una transmisión insuficiente es costoso tanto económica como medioambientalmente, lo que refuerza la necesidad de acelerar las licencias y planificar cuidadosamente las nuevas líneas⁶¹.

2.1.2 Iniciativa Pathfinders

Para cumplir estos ambiciosos objetivos y evitar unos costos de restricción insostenibles, no basta con la expansión tradicional de la red. Construir nuevas líneas y subestaciones al doble del ritmo habitual plantea problemas técnicos, logísticos y normativos, mientras que el aumento de la demanda de vehículos eléctricos, bombas de calor e industria electrificada sobrecarga aún más la red existente.

En este contexto, el National Grid Electricity System Operator (NGESO) introdujo las iniciativas *Pathfinder* con su primera fase lanzada durante octubre de 2019. Estas rondas de contratación competitiva buscan servicios de red esenciales como el control del voltaje, la estabilidad (corriente de fallo e inercia) y la gestión de congestiones a través de soluciones basadas en el mercado. Al solicitar ofertas innovadoras como SC, convertidores formadores de red y esquemas de gestión de congestiones intertrip, *Pathfinders* proporciona soluciones específicas que pueden desplegarse más rápidamente que las construcciones de transmisión a gran escala.

Y lo que es más importante, estos programas permiten ganar tiempo para las inversiones tradicionales en infraestructuras. En lugar de esperar a proyectos de construcción plurianuales, el Reino Unido puede integrar soluciones innovadoras, como la electrónica de potencia avanzada, baterías con inversores formadores de red o soluciones contractuales (servicios intertrip para la gestión de congestiones) que optimizan los activos existentes.



De este modo, los pioneros demuestran cómo una contratación flexible y tecnológicamente neutra puede apoyar una elevada penetración de las energías renovables, reducir los costos del sistema y mejorar la estabilidad de la red, todo ello mientras el país acelera para cumplir sus objetivos de energía neta cero.

2.1.3 Visión general del Programa Pathfinders

National Grid ESO (NGESO) lleva a cabo iniciativas "*Pathfinder*", licitaciones competitivas que garantizan servicios críticos de red (control de voltaje, estabilidad y gestión de congestiones) con mayor rapidez y a menudo menor costo que la construcción de nuevas líneas de transmisión. Cada *Pathfinder* se centra en una necesidad concreta -por ejemplo, la potencia reactiva o los servicios intertrips- y evalúa todas las tecnologías viables en igualdad de condiciones. La *Tabla 6* resume los principales *Pathfinder* hasta la fecha.

Tabla 4: Visión general del programa, soluciones y resultados de Pathfinders for network services.

Pathfinder	Ejemplo de soluciones	Resultados clave
Pennine Voltage (lanzado ~2021)	SC, reactores propuestos por los propietarios de la red	Ahorro de unos £22,5 millones para los consumidores gracias a una combinación de soluciones privadas y de los propietarios de la red de transporte ⁶²
Voltaje Mersey (2022-2031)	Soporte dinámico basado en reactores + baterías	Dos contratos adjudicados: un reactor de gran tamaño y una batería más pequeña, lo que pone de relieve la diversidad tecnológica y las lecciones sobre unas normas de licitación claras ⁶³
Voltaje 2026 (reciente)	SC, electrónica avanzada de potencia	Contratación en curso para gestionar el voltaje en Londres y el norte de Inglaterra, "ganando tiempo" hasta que se contraten refuerzos importantes. ⁶⁴
Gestión de congestiones	Servicios <i>Intertrip</i> , por ejemplo, señales de desconexión rápida a los generadores	Reduce el vertimiento innecesario de energías renovables; aplaza o evita nuevas ampliaciones importantes de la red. Sólo el programa B6 Pathfinder le ahorró a los consumidores unos 30 millones de libras en los cuatro primeros meses de funcionamiento y 72.000 toneladas de CO2 en el primer mes de funcionamiento. ⁶⁵

⁶² NOA Voltage Pathfinder - licitación Pennine, NESO, 2021, [\[link\]](#)

⁶³ Se pone en marcha el primer proyecto de gestión de la tensión en Gran Bretaña, una primicia mundial para las empresas independientes, NESO, 2022 [\[link\]](#)

⁶⁴ Servicios de Red de Tensión, NESO, [\[link\]](#)

⁶⁵ Carta de NESO: Resultados de B6 Constraint Management Pathfinder (2024/25) , NESO, 2024, [\[link\]](#)

¿Por qué Pathfinders?

Velocidad e innovación: Incorporan nuevas tecnologías (como SC o convertidores formadores de red) más rápidamente que los grandes proyectos de infraestructuras.

Ahorro de costos: La licitación competitiva ayuda a evitar o aplazar costosas nuevas líneas o subestaciones, repercutiendo el ahorro en los consumidores.

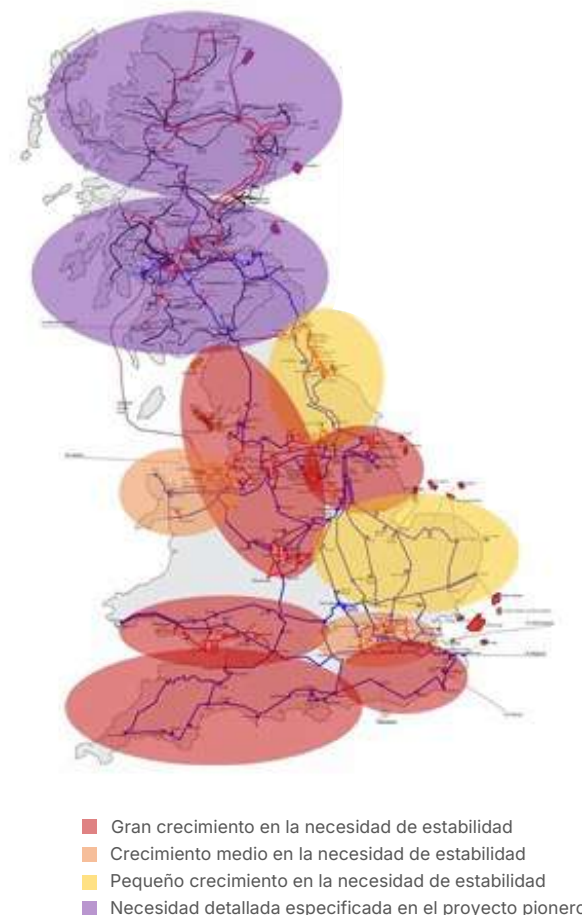
Reducción de emisiones: Permitir que funcionen más energías renovables en lugar de restringirlas cuando la red está limitada o necesita más estabilidad.

En general, estos proyectos pioneros ilustran cómo las contrataciones basadas en el mercado pueden resolver graves problemas de la red mientras avanzan en paralelo las ampliaciones tradicionales de la transmisión.

2.1.4 Estabilidad Pathfinders (3 fases) - Situación y resultados

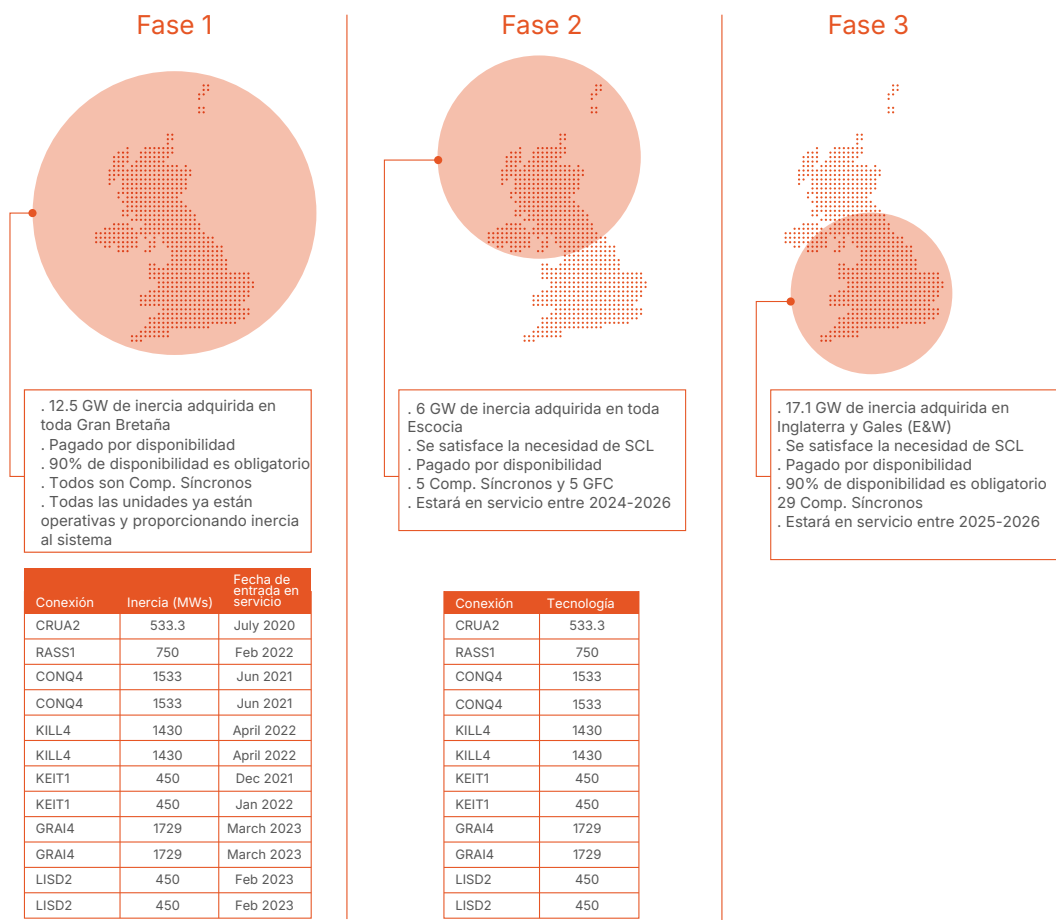
La fase 1 del National Grid ESO Stability Pathfinder concluyó en enero de 2020 con la adjudicación de 12 contratos a cinco proveedores. Esta ronda inicial buscaba "la forma más rentable de aumentar la inercia (energía almacenada) en toda Gran Bretaña", tras el declive de la generación síncrona tradicional. Después de lanzar una Solicitud de Información (RFI) en julio de 2019 para medir el interés de la industria, se llevó a cabo un proceso de licitación acelerado para adquirir servicios de inercia para la entrega a partir de abril de 2020. El operador del sistema identificó varios proyectos capaces de proporcionar apoyo dinámico de acción rápida, principalmente de SC y generadores que funcionan en modo de compensación síncrona, lo que permite a la red gestionar sus niveles de cortocircuito, inercia y estabilidad de voltaje de manera más eficiente.

Figura 2.1: Necesidades de estabilidad regional identificadas en la red del Reino Unido⁶⁶



⁶⁶ Inmersión profunda en la estabilidad, NESO, 2023, [\[link\]](#)

Figura 2.2: Descripción de las fases 1, 2 y 3 de los Stability Pathfinders (GFC: Controlador Formador de Red)⁶⁷



La fase 2 del *Stability Pathfinder*⁶⁸ se enfoca en el aumento de los niveles de cortocircuito en Escocia, donde las centrales síncronas tradicionales están siendo eliminadas progresivamente y sustituidas por fuentes renovables que no ofrecen las mismas propiedades estabilizadoras. El Marco de Operabilidad del Sistema⁶⁹ puso de relieve los riesgos emergentes para la operabilidad derivados del declive de la generación síncrona en la próxima década, lo que planteó la necesidad de soluciones que pudieran proporcionar un Nivel de Cortocircuito (SCL) adecuado.

El 23 de noviembre de 2022, National Grid Electricity System Operator (ESO) anunció el resultado de la tercera fase de su *Stability Pathfinder*. Se adjudicaron nuevos contratos, valorados en conjunto en 1.300 millones de libras, a seis empresas para la prestación de servicios de estabilidad a largo plazo en Inglaterra y Gales. Al garantizar esta capacidad, la ESO prevé importantes beneficios para los consumidores: un ahorro estimado de 14 900 millones de libras entre 2025 y 2035.

⁶⁷ Inmersión profunda en la estabilidad, NESO, 2023, [\[link\]](#)
⁶⁸ Servicios de la red de estabilidad - Mercado de estabilidad, NESO, [\[link\]](#)
⁶⁹ Marco de Operabilidad del Sistema, NESO [\[link\]](#)

Según el anuncio oficial, las soluciones de la **Fase 3** reproducirán o sustituirán los servicios de estabilidad que antes proporcionaban las unidades síncronas de combustible fósil, pero sin las emisiones de carbono asociadas. Esta transición se alinea con el objetivo más amplio de ESO de operar el sistema de transmisión con cero emisiones de carbono para 2025. Cada contrato se enfoca en la prestación de servicios como la inercia, el nivel de cortocircuito y el apoyo reactivo dinámico, capacidades necesarias para mantener la red resiliente y costo-efectiva a medida que aumenta la penetración de las energías renovables variables.

2.1.5 Estabilidad Pathfinder 2

Esta sección presenta el estudio de caso del Reino Unido centrado en la iniciativa *Stability Pathfinder Phase 2* de National Grid ESO (NGESO), prestando atención a su marco técnico y comercial, así como a los resultados y las consideraciones financieras en curso. Esta descripción se basa en la documentación publicada sobre la licitación y los resultados de NGESO.

2.1.5.1 Descripción del programa Stability Pathfinder 2

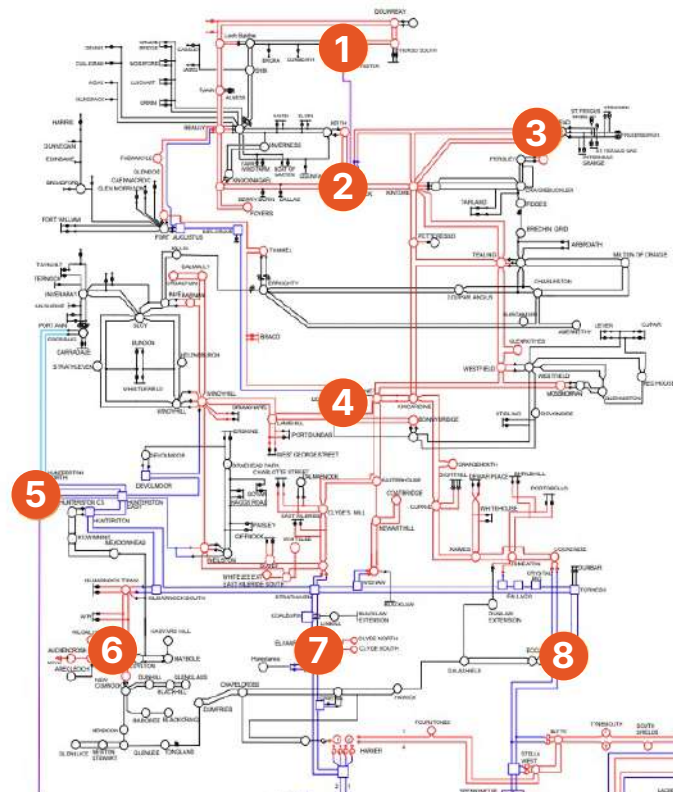
La **fase 2** de la *Stability Pathfinder* se enfoca en aumentar el nivel de cortocircuito (SCL) en Escocia, donde la retirada de centrales síncronas de carbón y gas está erosionando la capacidad inherente de corriente de falla de la red. Un aspecto crucial es que el marco de contratación es tecnológicamente agnóstico, lo que permite a cualquier participante ofrecer soluciones que cumplan los requisitos en términos de corriente de falla y contribuciones de inercia, siempre que se demuestre un TRL (Technology Readiness Level) de al menos 5. Se consideran en el proceso una variedad de soluciones innovadoras siempre y cuando aporten

la contribución de corriente de falla requerida. Los participantes van desde propietarios de transmisión (TO) que proponen activos regulados hasta entidades comerciales que ofrecen toda una gama de tecnologías síncronas o basadas en la electrónica de potencia.

1. Necesidad del sistema y neutralidad tecnológica

- En plena transición británica hacia portafolios de proyectos de energías renovables, National Grid ESO (NGESO) detectó un déficit de corriente de falla, esencial para un funcionamiento estable en caso de perturbaciones en la red.

Figura 2.3: Configuración de la red eléctrica en Escocia, destacando las subestaciones en las que se está adquiriendo nivel de cortocircuito en la licitación Pathfinder 2 (marcadas en naranja, numeradas del 1 al 8)⁷⁰.



⁷⁰ NOA Stability Pathfinder Phase 2 Invitación a manifestaciones de interés

Tabla 5: Nivel de corto circuito requerido por subestación e inercia total requerida para la licitación Pathfinder 2⁷¹.

Locación	Ref	Requerimiento (MVA)		
Spittal	1	600		
Blackhillock	2	1.300		
Spittal	3	1.300		
Blackhillock	4	600		
Spittal	5	1.200		
Blackhillock	6	400		
Spittal	7	1.800		
Blackhillock	8	1.200		
Total		8.400		

	Requerimiento (MVA)
Blackhillock	6.000
Total	6.000

- En la Fase 2, las soluciones pueden ser SC tradicionales, tecnologías de turbinas reconvertidas o inversores de potencia formadores de red, incluidos los integrados en sistemas de almacenamiento de energía en baterías o configuraciones híbridas. El objetivo de NGESE es garantizar un nivel de cortocircuito confiable a partir de la tecnología que mejor pueda proporcionarla al menor coste.

Tabla 6: Izquierda: Plazos y requisitos TRL propuestos para las licitaciones Pathfinder en Inglaterra y Gales (E&W) y Escocia (Pathfinder 2 resaltado con un recuadro negro). Derecha: Definiciones de los niveles TRL utilizados en las licitaciones Pathfinder.⁷²

	E&W corto plazo	E&W largo plazo	Escocia corto plazo	Escocia largo plazo
Nivel de Madurez Tecnológica (TRL)	7-9	≥5	7-9	≥5
Años de la solución	2020-2022	2023-2030	2020-2022	2023-2030
Próximos pasos	Licitación en 2020*	Priorización basada en la retroalimentación de la RFI	Licitación en 2020*	Cronograma propuesto

Nivel relativo de desarrollo tecnológico	TRL	Definición TRL	Descripción
Operación del sistema	9	Sistema real completado y calificado a través de pruebas y demostraciones.	La tecnología se ha probado y funciona en su forma final, bajo las condiciones esperadas. Incluye pruebas de desarrollo y evaluación en un entorno operativo real.
Puesta en servicio del sistema	8	Sistema real completado y calificado a través de pruebas y demostraciones.	Prototipo a escala completa. Representa un gran avance desde TRL 6. Incluye la demostración de un prototipo real en un entorno relevante, utilizando entradas reales del sistema.
	7	Sistema a escala completa, similar (prototipo), demostrado en un entorno relevante.	Prototipo de sistema a escala completa. Representa un avance significativo desde el TRL 6, y requiere la demostración de un prototipo real del sistema en un entorno relevante. Ejemplos incluyen probar el prototipo utilizando entradas reales del sistema.
Demostración tecnológica	6	Validación de un sistema similar (prototipo) a escala de ingeniería/piloto en un entorno relevante.	Un modelo representativo a escala de ingeniería o un sistema prototipo, que va mucho más allá de la escala de laboratorio probada en el TRL 5, se prueba en un entorno relevante.
Desarrollo tecnológico	5	Validación de un sistema similar a escala de laboratorio en un entorno relevante.	Integración y prueba de los componentes básicos de la tecnología en un entorno de laboratorio.
	4	Validación de componentes y/o del sistema en un entorno de laboratorio.	Los componentes básicos de la tecnología se integran para comprobar que las piezas funcionen juntas. El TRL 4 es el primer paso para determinar si los componentes individuales podrán trabajar juntos como un sistema.

⁷¹ NOA Stability Pathfinder Phase 2 Invitación a manifestaciones de interés

⁷² Seminario web de Stability Pathfinder, NESO, 2019, [link](#)

2. RFI, EOI y viabilidad

- El proceso comenzó con una solicitud de información (RFI, por sus siglas en inglés), que confirmaba el interés de las partes interesadas en diversos enfoques tecnológicos. Los encuestados destacaron tanto las opciones síncronas consolidadas como los nuevos diseños electrónicos de potencia capaces de ofrecer alta disponibilidad.
- En enero de 2021 se cerró el plazo de manifestaciones de interés (EOI), durante el cual se propusieron tanto activos convencionales (como reactores o condensadores) como inversores formadores de red vinculados a proyectos de almacenamiento.

3. Revisión y flexibilidad de las conexiones

- Para evitar excluir ideas prometedoras simplemente por carecer de ofertas formales de conexión a la red, NGESO instituyó una "revisión de conexiones" para estimar plazos y requisitos de costos realistas. Esto abrió la puerta a los promotores que planean integrar soluciones síncronas o basadas en inversores en subestaciones existentes o nuevas, garantizando que muchos tipos tecnológicos siguieran siendo válidas.

4. Fase de licitación y evaluaciones

- Dado el énfasis de la Fase 2 en el soporte a nivel de falla, las propuestas centradas en las baterías tenían que demostrar un rendimiento equivalente en cortocircuito -a menudo mediante capacidades de inversor formador de red- mientras que los SC o las centrales térmicas reconvertidas proporcionaban una fuente de cortocircuito más convencional.

- Durante la fase de licitación, NGESO comparó el precio de disponibilidad de cada licitador y su rendimiento demostrado en SCL en hasta ocho emplazamientos escoceses. Según la metodología publicada, las soluciones, tanto síncronas como basadas en inversores, se evaluaron en función de:
 - La contribución del cortocircuito (en MVA) en cada nodo, teniendo en cuenta los "multiplicadores de efectividad" para la impedancia de la red.
 - La inercia incremental ofrecida y cómo contribuye a la exigencia nacional de NGESO.
 - Costo total, incluidas las tasas de disponibilidad, los gastos de conexión previstos o los gastos de capital declarados por el transmisor, así como cualquier pérdida de energía prevista.

5. Adjudicaciones resultantes

- En abril de 2022, la NGESO publicó las adjudicaciones finales de los contratos, seleccionando una combinación de tecnologías que, en conjunto, podían proporcionar suficiente SCL a Escocia. Mediante el uso de una métrica unificada -coste por periodo de liquidación y rendimiento demostrado de SCL- se demostró la viabilidad de diversas soluciones, lo que refuerza el concepto de que "no hay una talla única" para los servicios de estabilidad de la red.

En general, la Fase 2 fomenta una serie de enfoques técnicos -desde máquinas rotativas a gran escala hasta electrónica de potencia avanzada- en un marco competitivo diseñado para optimizar el costo, la disponibilidad y la operatividad. Este planteamiento permite a la red británica mantener unos niveles de falla sólidos en el tiempo mientras que continúa con su cambio general hacia una generación con bajas emisiones de carbono.

2.1.5.2 Resultados y datos financieros de Pathfinder 2

El 6 de abril de 2022, la NGESO publicó los detalles del resultado de la licitación de la Fase 2 del *Stability Pathfinder*. Aunque los valores exactos de los contratos siguen siendo confidenciales, las adjudicaciones finales recayeron en una serie de proveedores que ofrecían suficiente SCL en nodos estratégicos escoceses. Según las declaraciones de NGESO, cada solución ganadora tenía que superar el coste contrafactual del Mecanismo de Equilibrio (BM). En otras palabras, sólo se seleccionaron las ofertas que demostraban un ahorro neto frente al coste previsto de las acciones alternativas del BM.

Método de evaluación de costos

La evaluación de las ofertas de servicios de estabilidad para mejorar los niveles de cortocircuito (SCL) de Escocia distingue entre soluciones comerciales y propuestas de los propietarios de las redes. En el caso de las ofertas comerciales, los gastos de capital se incorporan al coste operativo, que luego se divide por los MVA efectivos de estabilidad suministrados. Por el contrario, las propuestas de los propietarios de la red separan los costos de capital y operativos utilizando un enfoque de valor actual. Ambas estructuras de costos se convierten en una tarifa por MVA efectivo y se comparan con el coste modelado de las acciones del mecanismo de equilibrio (BM), que es el coste actual de resolver las congestiones de estabilidad, principalmente a través de un redespacho de unidades fuera de servicio o de orden de mérito que proporcionan inercia y SCL.

Los contratos, que pueden durar hasta una década en el periodo 2020-2030, obligan a los proveedores a mantener la disponibilidad al menos el 90% del año. Los participantes presentan un precio de disponibilidad en libras por periodo de liquidación que agrupa todos los costos pertinentes, incluida la

infraestructura de transmisión, los posibles gastos de compensación y las pérdidas adicionales de energía. Y si se conectan después del 31 de marzo de 2024, se enfrentan a penalizaciones por costos "tardíos". Cuando los transportistas proponen activos regulados, sus gastos de capital y operación se convierten a una cifra en libras esterlinas/periodo de liquidación para permitir la comparación directa con las ofertas comerciales.

La evaluación global, siguiendo un marco de optimización lineal (Metodología de Evaluación Final v5), tiene en cuenta componentes clave de los costos como:

Tarifas de disponibilidad: Tarifa agrupada que incluye costos de capital, operativos y de uso de la red.

Gastos de conexión: Costos de las mejoras de infraestructura necesarias, incluidos en la tasa de disponibilidad para las ofertas comerciales o calculados mediante el valor actual neto para las propuestas dirigidas por el transportista.

Penalizaciones por retraso: Factores de coste adicionales para las ofertas que se conecten después de la fecha límite del 31 de marzo de 2024.

Consumo de energía: Costos relacionados con el uso de energía de reserva para activos como SC (pérdidas por fricción, equilibrio de la planta, etc.) o inversores formadores de red (pérdidas por conmutación, eficiencias de ida y vuelta, equilibrio de la planta, etc.) monetizados utilizando previsiones de precios de la energía basadas en escenarios.

Si varias ofertas satisfacen los criterios técnicos en una ubicación determinada, National Grid ESO selecciona la combinación de menor coste -teniendo en cuenta las posibles sinergias y la capacidad de una única solución para satisfacer

las necesidades de SCL o de inercia nacional de varios nodos, pero siempre con el costo del mecanismo de equilibrio modelado como límite-, garantizando así el portafolio de servicios de estabilidad más eficiente desde el punto de vista económico y manteniendo el valor para el consumidor en primer lugar.

Figura 2.4: **Proceso de evaluación de costos utilizado en Pathfinder 2.**



Beneficios financieros y métricas operativas

NGESO ha indicado que los servicios contratados suponen un ahorro de costos al reducir el volumen (y los gastos) de las acciones de BM que de otro modo serían necesarias para mantener los niveles de cortocircuito. Aunque los datos públicos sobre la duración exacta de los contratos, los volúmenes totales y los importes monetarios siguen siendo parciales, se espera que el portafolio final aumente:

Niveles de inercia: Las soluciones premiadas contribuyen colectivamente al objetivo nacional de inercia, reduciendo la dependencia de generadores síncronos que podrían estar fuera de mérito económico en el mercado energético.

Resistencia a los cortocircuitos: Con fuentes adicionales de corriente de falla, la red escocesa mejora su capacidad para recuperarse rápidamente de las perturbaciones, lo que en última instancia favorece la confiabilidad y la calidad de la energía.

Aplazamiento de la inversión en la red: Al adquirir SCL en zonas específicas, NGESO puede evitar o aplazar ciertos refuerzos de la red, contribuyendo aún más al ahorro a largo plazo para el consumidor.

Tras el proceso de licitación y viabilidad de la Fase 2, se presentaron **225** propuestas de diversas categorías tecnológicas, incluidos SC (algunos con volantes de inercia), sistemas de almacenamiento con baterías formadoras de red y soluciones híbridas (por ejemplo, condensador síncrono más batería formadora de red). Según los datos tabulados, **215** de estas ofertas fueron finalmente rechazadas, mientras que **10** fueron aceptadas para la adjudicación del contrato.

Desglose tecnológico y características de la oferta

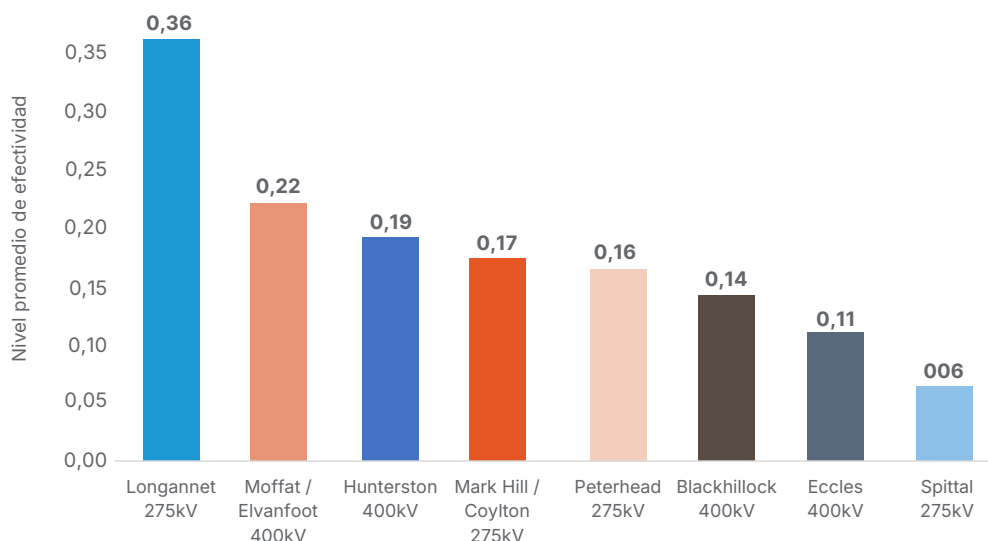
Los condensadores síncronos representaron la mayor parte de las ofertas (128), a menudo con una importante contribución al cortocircuito (SCL) en nodos como Blackhillock o Peterhead. Un subgrupo más pequeño combinó SC con volantes de inercia para aumentar la inercia, o emparejó SC con baterías formadoras de red para un apoyo flexible.

Almacenamiento en baterías formadoras de red (GFB) Se presentaron **64** soluciones, que ofrecían distintos niveles de contribución al cortocircuito e inercia sintética. Algunas ofertas incluían supercondensadores o sistemas de convertidores híbridos.

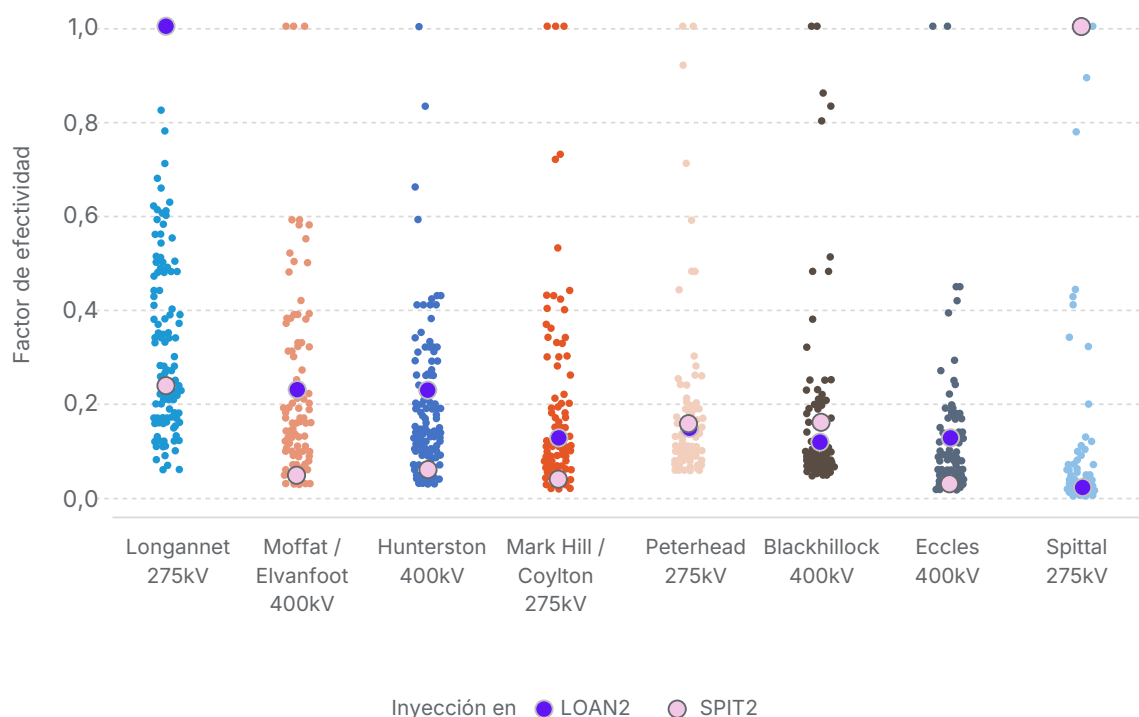
Otras categorías, como Supercondensadores + Convertidores Formadores de Red o soluciones híbridas, contaban con un puñado de ofertas.

A pesar de la diversidad de tecnologías, la aceptación general dependió de la rentabilidad y de la capacidad de cumplir los criterios de SCL y disponibilidad específicos de cada lugar. Sólo las soluciones que superaban el coste del Mecanismo de Equilibrio (MB) -tras tener en cuenta los gastos de conexión, los gastos de operación, el impacto en el consumo de energía y las posibles penalizaciones por retraso en la puesta en marcha- pasaban a la fase de contratación.

Nivel promedio de efectividad en el nodo evaluado.



Distribución del factor de efectividad en los nodos evaluados.



Las distribuciones trazadas de los factores de efectividad -que indican la intensidad con la que una inyección de capacidad de cortocircuito en un nodo afecta a la estabilidad del sistema en otros nodos- ilustran cómo la ubicación de la subestación de una solución propuesta en la red afecta a su capacidad de proporcionar niveles de cortocircuito (SCL). **Los nodos centrales muy interconectados** (por ejemplo, Longannet 275 kV) suelen mostrar una efectividad elevada y constante, lo que beneficia a grandes partes de la red. **Los nodos centrales regionales** (como Moffat/Elvanfoot 400 kV, Hunterston 400 kV y Mark Hill/Coylton 275 kV) muestran una gama más amplia -algunas conexiones ofrecen una alta efectividad mientras que otras son más bajas-, lo que indica un fuerte impacto regional, pero beneficios decrecientes a distancias mayores. **Los nodos remotos** (por ejemplo, Peterhead 275 kV, Blackhillock 400 kV) suelen presentar una efectividad media más baja, aunque siguen siendo fundamentales para la confiabilidad local. Por último, los **nodos de final de línea o ramales** (por ejemplo, Spittal 275 kV, Eccles 400 kV) suelen ofrecer un beneficio mínimo para todo el sistema dada su conectividad limitada, pero pueden ser indispensables para cargas o generación aisladas. La tabla adjunta destaca estas diferencias, resumiendo la conectividad de cada tipo de nodo, el perfil de efectividad, el impacto en el sistema y las consideraciones pertinentes de coste-beneficio.

	Nodos centrales altamente interconectados Longannet 275 kV	Nodos centrales regionales Moffat/Elvanfoot 400 kV, Hunterston 400kV, Mark Hill/Coylton 275kV	Nodos remotos Peterhead 275kV, Blackhillock 400kV	Fin de línea/Sucursal Spittal 275kV Eccles 400kV
Conectividad	Zona céntrica y muy mallada	Bien conectado regionalmente pero no verdaderamente central	Lejos de los principales centros de carga o subestaciones importantes	Extremos de la red o zonas de alimentación única
	Fuerte conectividad con muchos nodos	Buenas interconexiones locales, más débiles con nodos distantes	Menos líneas de alta capacidad a la red principal	Conexiones muy limitadas o de una sola línea a la red principal
Efectividad	Efectividad generalmente alta en la mayoría de los lugares	Amplia gama: algunos nodos muy altos, otros mucho más bajos	Efectividad mayoritariamente baja con algunos valores atípicos moderados/altos.	Efectividad a menudo insignificante en la mayor parte de la red, con puntos álgidos singulares.
Impacto en el sistema	Inyectar SCL aquí beneficia a grandes partes de la red	Impacto significativo dentro de su región, menor efecto en los nodos distantes.	Las inyecciones de SCL sirven principalmente para la confiabilidad local	Beneficio mínimo para todo el sistema
	Gran "alcance" gracias a las fuertes interrelaciones	Depende de las rutas específicas del circuito	Capacidad limitada para prestar apoyo a partes distantes de la red	Normalmente sólo admite carga o generación local
Casos clave	Ideal para soporte SCL a gran escala o inercia	Eficaz para abordar las limitaciones regionales	Fundamental para evitar apagones o inestabilidad en zonas remotas	Desplegado sólo cuando es absolutamente necesario
	Ancla potencial para la estabilidad en zonas amplias	Puede que se necesiten soluciones paralelas para ampliar el impacto en la red	Puede compensar grandes líneas de transmisión	No es rentable a menos que haya una gran demanda local o una necesidad estratégica
Costo-beneficio y sinergia	El elevado coste inicial puede justificarse por los amplios beneficios	Relación coste/beneficio media; fuerte para las cuestiones regionales	Puede parecer caro en £/MVA, pero es esencial a nivel local	Coste por MVA a menudo elevado y alcance limitado
	Alta sinergia: las mejoras alivian múltiples cuellos de botella	Sinergia moderada en la región	Poca sinergia para un sistema más amplio	Sinergia mínima a menos que se amplíe la red
Enfoques típicos	Acoger grandes SC o grandes activos "formadores de red"	Mejora de la confiabilidad regional	Esencial para el refuerzo o la inercia local de SCL	Refuerzo de último recurso para la confiabilidad local
	Economías de escala a menudo posibles	Ideal para condensadores de tamaño moderado, baterías o soluciones híbridas	SC o sistemas de baterías formadoras de red	Podría albergar pequeñas soluciones si la carga local es crítica
Observaciones adicionales	Puede reducir los costos de restricción del sistema en general	Útil para combinar con otras mejoras	A menudo se necesitan refuerzos específicos	Rara vez soporta zonas adyacentes
	Buen candidato para proyectos en toda la red	Debe sopesarse con las soluciones para todo el sistema	Incluso las soluciones menos eficaces pueden ser críticas a nivel local	Sólo se justifica si ninguna otra opción satisface las necesidades locales de confiabilidad

Soluciones aceptadas

De los **10** contratos adjudicados, **cinco (5)** eran proyectos basados en SC, mientras que los cinco (5) restantes eran propuestas de baterías formadoras de red. Entre las principales observaciones figuran:

1. Fuentes de SCL altas

- Un condensador síncrono aceptado ofrecía unos **1.918 MVA** de capacidad de cortocircuito en Blackhillock, lo que reforzaba considerablemente los niveles de falla en el norte de Escocia
- También se eligió otra oferta de condensador síncrono que suministraba más de **1.000 MVA** en Blackhillock y Hunterston, lo que refleja la fuerte inercia síncrona y el apoyo a la corriente de falla en múltiples nodos.

2. Coste e importe del contrato

- Los SC aceptados mostraron normalmente costos actuales netos más bajos en relación con su beneficio para el sistema, con **ESO_Contract_Spend** (el coste proyectado a 10 años para NGESO) con una media de entre **38 y 56 millones de libras** para las propuestas de SC de éxito medio. Aunque una solución de condensador síncrono era considerablemente más cara que otras propuestas, resultó ser más rentable que el mecanismo de equilibrio (BM). Su ubicación óptima en un nodo remoto le permitía ofrecer el nivel necesario de SCL, lo que llevó a su selección frente a opciones menos costosas situadas en zonas mejor conectadas.
- Las baterías formadoras de red con alta disponibilidad (a menudo por encima del 90%) obtuvieron contratos principalmente debido a los bajos costos totales actuales (algunos **entre 7 y 25 millones de libras**) y a su ubicación flexible, que mitiga los elevados costos de mejora de la transmisión. Estos bajos precios de oferta

se deben probablemente a la posibilidad de acumulación de ingresos, en la que el propietario del activo puede obtener beneficios más allá de los servicios licitados prestando otros servicios auxiliares o participando en el arbitraje.

3. Contribuciones inerciales

- Los valores de inercia de los SC ganadores oscilaban entre unos **450 MVA y 1.078 MVA** (o medidas comparables), lo que ayuda a cumplir el requisito nacional de inercia de NGESO.
- Las baterías formadoras de red tenían en general capacidades nominales de inercia más bajas, pero las compensaban con controles avanzados de los inversores, alta disponibilidad y tarifas competitivas por periodo de liquidación.

4. Rentabilidad global

- Según **ESO_Contract_Spend_Efficiency**, los proyectos seleccionados demostraron un claro valor para el consumidor en relación con el contrafactual de equilibrio o de gestión de congestiones. Muchos SC que, por lo demás, eran técnicamente viables, fueron rechazados debido a unas previsiones de costos del ciclo de vida más elevadas o a un ahorro neto insuficiente en el horizonte de 10 años, en comparación con la situación contrafactual.

Información agregada

La mayoría de las propuestas eran SC:

Aunque los SC dominaban el volumen, sólo una fracción cumplía los estrictos umbrales de coste.

Las baterías cubrieron lagunas clave:

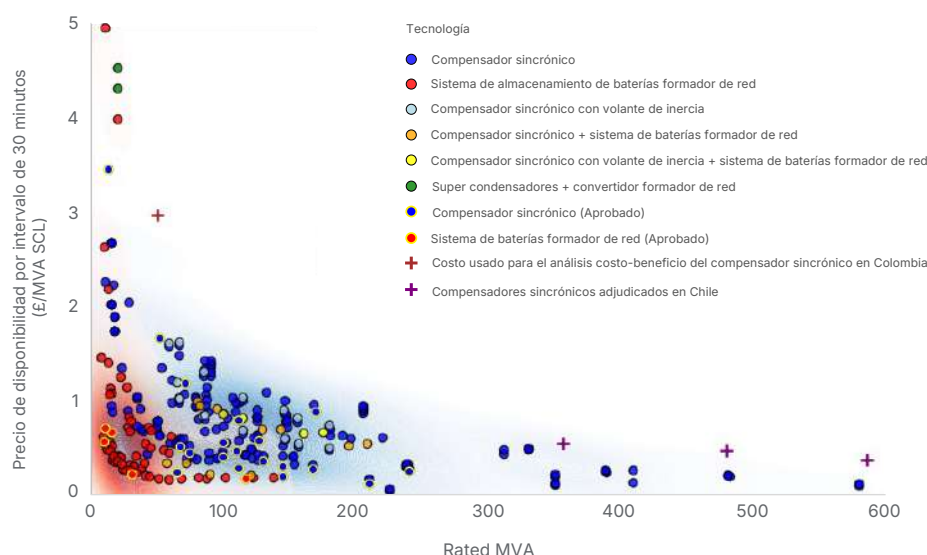
Las soluciones de almacenamiento en red ofrecían una estabilidad rentable en determinados nodos, especialmente cuando se necesitaba apoyo con rapidez.

Disponibilidad y plazos: La alta disponibilidad prevista ($\geq 90\%$) y la puesta en servicio a tiempo (sin penalizaciones por costos de puesta en marcha tardía o con penalizaciones mínimas) fueron fundamentales para el éxito, como indican los sólidos proyectos de baterías formadoras de red y condensadores de tamaño moderado que podrían entrar en funcionamiento antes de abril de 2024 o en torno a esa fecha.

En general, la evaluación comercial de NGESO confirma que una **combinación de grandes SC y baterías ágiles de formación de red** puede proporcionar de forma más económica la fuerza de cortocircuito y la inercia necesarias en Escocia. Aunque surgieron numerosas propuestas innovadoras, pocas consiguieron un precio £/SP lo suficientemente bajo y unos plazos de conexión viables como para superar el contrafactual del Mecanismo de Equilibrio, lo que condujo a la aceptación de sólo las 10 soluciones de mejor valor.

En el siguiente gráfico se resumen las ofertas de Pathfinder 1, 2 y 3.

Figura 2.5: Ofertas para Pathfinder 1, 2 y 3. En amarillo están las ofertas ganadoras



1.1. Evolución del coste en función del tamaño del MVA

Existe una clara pendiente descendente en el "precio de disponibilidad por MVA" a medida que aumentan los MVA nominales. Las máquinas o inversores de menor potencia (menos de ~100 MVA) tienden a estar dispersos en precios £/MVA más altos, mientras que las soluciones de mayor potencia suelen agruparse en niveles £/MVA más bajos.

2. Agrupación tecnológica

Los SC (puntos azules) dominan toda la gama de MVA, pero algunos más pequeños aparecen con un £/MVA de moderado a alto. Un puñado de condensadores más grandes (por encima de 200-300 MVA) presentan un £/MVA relativamente bajo, lo que sugiere economías de escala.

Las baterías formadoras de red (puntos rojos) se concentran sobre todo en el lado izquierdo (menores MVA), con algunos valores atípicos de hasta ~200 MVA. Suelen tener precios comparables o inferiores a los de SC de tamaño similar, lo que refleja las diferencias en las estructuras de costos totales.

3. ¿Qué ofertas "ganaron"?

- Las propuestas aceptadas (amarillo para SC, naranja para GFB en la leyenda) se sitúan sistemáticamente en la zona de precios más bajos del gráfico para sus respectivas clasificaciones de MVA, lo que valida que el coste por MVA es un factor clave para la selección.

En general, el gráfico ilustra que los SC de mayor tamaño se benefician enormemente de las economías de escala, mientras que las baterías formadoras de red están mucho más limitadas en cuanto al tamaño de las soluciones que pueden ofrecer, pero se benefician del ingresos múltiples por servicios diversos que les permite ofrecer soluciones modulares a menor coste. En el futuro, esto podría significar que los grandes SC podrían ser los más adecuados para resolver los problemas de estabilidad cuando exista la necesidad de un gran SCL en un nodo determinado, mientras que las baterías formadoras de red podrían ofrecer soluciones mucho más rentables cuando la necesidad de estabilidad sea más dispersa.

2.1.6 Introducción a Chile y Colombia: Nivel de Cortocircuito e Inercia

Muchos países latinoamericanos, entre ellos Chile y Colombia, se enfrentan a riesgos para la estabilidad de la red en su transición hacia un alto porcentaje de energías renovables variables. Mientras que los retos de Colombia se centran en equilibrar las grandes reservas hidroeléctricas con un parque eólico y solar en expansión, a menudo situado lejos de las ubicaciones tradicionales de carga y generación, la situación de Chile se ha visto condicionada por una eliminación acelerada de las centrales de carbón y la rápida incorporación de generación basada en inversores (principalmente eólica y solar).

Según el operador del sistema chileno (Coordinador Eléctrico Nacional), la retirada progresiva de las unidades térmicas convencionales está provocando un notable

descenso del nivel de cortocircuito (SCL) y de la inercia síncrona. En 2021, Chile registró aproximadamente 459 GWh de generación renovable vertida -casi el doble que en 2020-, lo que refleja cómo la fortaleza insuficiente del sistema puede limitar la capacidad de la energía eólica y solar para permanecer en línea durante las perturbaciones⁷³.

Aunque está previsto construir nuevas líneas de alta tensión y transformadores, una estrategia global de estabilidad de la red también debe abordar la disminución de la contribución de la corriente de falla que antes procedía de las unidades térmicas síncronas. Sin una SCL adecuada, la red nacional -especialmente en la región del Norte Grande- corre el riesgo de sufrir problemas de control de voltaje y posibles desconexiones de centrales renovables si se producen fallos en condiciones de "debilidad".

⁷³ Plan de Expansión del Transporte 2022, CEN, 2022 [\[link\]](#)

2.1.6.1 Licitación en Chile: Problemas, servicios y soluciones

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de Chile detectó un importante déficit en los niveles de cortocircuito (SCL) en la región del Norte Grande debido a la retirada progresiva de la generación térmica convencional y al aumento de la capacidad de generación basada en inversores (IBR), principalmente solar fotovoltaica. Para hacer frente a este problema, se lanzó una licitación pública internacional para el "Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito". El objetivo de la licitación era asegurar los aportes de corriente de falla necesarios en cuatro subestaciones críticas de 220 kV: Ana María, Nueva Chuquicamata, Likanantai e Illapa, con fecha de inicio en 2025.

A diferencia del modelo de contratación de tecnología agnóstica del Reino Unido, la licitación chilena permitía exclusivamente SC, ya fuera a través de nuevas instalaciones o de la reconversión de generadores térmicos existentes. Los inversores formadores de red (GFM), una tecnología cada vez más usada para la estabilidad de la tensión y el apoyo a la inercia, fueron excluidos de la participación debido a la falta de madurez percibida.

2.1.6.1.1 Requisitos clave de la licitación:

Límites de contribución al cortocircuito para proyectos nuevos: Mínimo 500 MVA, máximo 2.000 MVA por proyecto (este requisito no se aplicaba a las reconversiones).

Factor de efectividad: Los proyectos debían aportar al menos el 40% de su contribución SCL en una de las subestaciones designadas.

Tecnologías permitidas: Sólo eran admisibles los SC y los generadores térmicos modernizados.

Contribuciones SCL requeridas por subestación:

- Ana María (220 kV): 2.774 MVA
- Nueva Chuquicamata (220 kV): 543 MVA
- Likanantai (220 kV): 1.773 MVA
- Illapa (220 kV): 1.728 MVA

Flexibilidad de ubicación: Los proyectos podían conectarse en otras subestaciones siempre que estuvieran dentro de la zona de influencia definida (factor de efectividad $\geq 40\%$).

Restricciones técnicas:

- Los proyectos deben conectarse a subestaciones que funcionen a ≥ 110 kV.
- Contribución mínima de 500 MVA en una de las cuatro subestaciones (para proyectos totalmente nuevos).
- Contribución máxima de 2000 MVA por subestación.

Esta restricción tecnológica limitó la competencia e incrementó potencialmente los costos, ya que no se consideraron soluciones alternativas con menores gastos de capital, como los inversores formadores de red integrados con almacenamiento en baterías.

2.1.6.1.2 Resultados y limitaciones de la licitación

La licitación concluyó en junio de 2024, con 16 ofertas recibidas. Tras una evaluación administrativa y técnica, 15 se consideraron admisibles y 9 obtuvieron finalmente un contrato. Los proyectos adjudicados cubrían aproximadamente el 98,9% de la capacidad de cortocircuito requerida, al tiempo que se mantenían dentro de las limitaciones presupuestarias máximas permitidas.

El siguiente cuadro muestra los datos iniciales utilizados en el algoritmo de optimización del Coordinador. Resume la contribución de potencia de cortocircuito (COCI) de cada licitante, el costo anualizado del servicio (VASC), los costos potenciales de conexión (VAPC), los gastos energéticos estimados (CE) y una cifra de costo total del proyecto. Estos valores constituyeron el conjunto de datos básicos para decidir qué propuestas podían cumplir mejor los requisitos técnicos de la licitación sin rebasar los límites de costos regulados.

Tabla 7: KPI utilizados por el CEN en el proceso de licitación

Licitante	Potencia a nivel de falla (COCI) en el bus de conexión	VASC [USD]	VAPC [USD]	Coste energético (CE) [USD/año][MVA].	Coste total del proyecto [USD/año]
Engie Energía Chile S.A.	479,3	3.824.807	NA	1.229.295	5.054,102
Engie Energía Chile S.A.	585,0	3.402.469	NA	1.598.775	5.000.244
Engie Energía Chile S.A.	355,7	3.283.162	NA	1.129.159	4.412.321
Celeo Redes Chile Limitada	1.993,0	15.640.081	228.832	953.171	16.822.084
Transelec Holdings Rentas Ltda	1.993,4	12.434.258	NA	869.029	13.303.287
Transelec Holdings Rentas Ltda	1.993,4	11.450.600	67.380	748.964	12.266.944
Consorcio Alupar	1.851,0	10.498.500	NA	2.914.712	13.413.212
Consorcio Alupar	1.493,0	8.989.500	228.832	1.750.852	10.878.184
Consorcio Alupar	1.155,0	8.74.500	NA	1.417.566	10.166.066

Notas

COCI se refiere a la potencia de cortocircuito aportada por la solución propuesta en el bus de conexión designado.

VASC son las siglas de Valores Anualizados de Servicio Complementario, que representan el costo previsto para prestar el servicio de cortocircuito.

VAPC son las siglas de Valores Anualizados de Construcción de Punto de Conexión, que hacen referencia al costo de construcción o mejora de las instalaciones de conexión en caso necesario.

NA indica que no ha sido necesario construir ninguna conexión (no se ha declarado ningún costo) o que la partida no es aplicable.

El coste energético recoge el gasto anual estimado del funcionamiento del equipo (por ejemplo, las pérdidas eléctricas derivadas del funcionamiento de los SC).

El coste total del proyecto combina todos los componentes del coste.

Una primera observación del proceso es la gran variación tanto en la potencia de cortocircuito como en los parámetros de costos. Engie Energía Chile S.A. presentó múltiples ofertas, cada una con un equilibrio único de capacidad y costos anuales, mientras que Celeo Redes Chile Limitada propuso la mayor potencia de cortocircuito pero con un coste anual de servicio notablemente elevado. Transelec Holdings Rentas Ltda. y Consorcio Alupar presentaron ofertas múltiples adaptadas a subestaciones específicas, lo que refleja cómo la ubicación y los requisitos de conexión afectan a la rentabilidad.

Fases de la licitación :

1. Evaluación administrativa: 16 ofertas recibidas, 15 aprobadas.

2. Evaluación técnica: Todas las ofertas restantes se consideran admisibles

3. Evaluación económica: 6 ofertas rechazadas por superar los límites de coste.

4. Optimización: 9 ofertas utilizadas como entrada para el algoritmo de optimización.

5. Adjudicación definitiva: 5 ofertas seleccionadas

6. Resultado: 98,9% de la capacidad de cortocircuito necesaria adjudicada mediante un proceso de adjudicación parcial.

Tras esta evaluación, el Coordinador descartó las ofertas que superaban los umbrales máximos de costo e identificó la combinación menos costosa de ofertas viables. **El cuadro 8** muestra el conjunto final de propuestas adjudicatarias. Estos proyectos adjudicatarios alcanzaron colectivamente alrededor del 98,9% del objetivo de cortocircuito. Pero la competitividad del proceso y la efectividad del portafolio adjudicado siguen en entredicho debido a la escasa competencia y a la falta de soluciones alternativas.

Código	Empresa	SCL en el punto de interconexión (MVA)	Tipo	Costo (USD/año)	Costo incluida la energía (USD/año)	Costo energético en % del total	Costo unitario por MVA de capacidad
ENG_05_RC	Engie	355,7	Retrofit	3.283.162	4.412.321	26%	12.404
TRS_01_NC	Transelec	1.993,4	New	12.434.258	13.303.287	7%	6.673
TRS_03_NC	Transelec	1.993,4	New	11.517.980	12.266.944	6%	6.153
ALU_01_NC	Alupar	1.851,0	New	10.498.500	13.413.212	22%	7.246
ALU_04_NC	Alupar	1.155,0	New	9.127.332	10.166.066	10%	8.801

2.1.6.1.3 Principales conclusiones

1. Enfoques técnicos limitados:

La restricción de los SC impidió considerar las soluciones GFM, que se han implantado con éxito en el Reino Unido y otros mercados. Las tecnologías GFM ofrecen estabilidad de tensión e inyección rápida de corriente de falla, potencialmente a un coste menor.

2. Congestionamientos de costos rígidos y cumplimiento parcial:

Las propuestas que superaban los umbrales de costos aprobados por el regulador quedaban automáticamente excluidas. Este método de filtrado dio lugar a una combinación final adjudicada que no alcanzó la cobertura total (98,9%). La optimización se basó en sólo nueve opciones, lo que restringió la competencia y limitó el espacio de soluciones.

Al rechazar unidades principalmente por su costo individual, el proceso puede haber descartado combinaciones que, aunque incluyeran elementos de costo más elevado, podrían haber dado un resultado global más óptimo, cuestión que se examina más a fondo en este documento⁷⁴.

3. Impacto de los costos de conexión:

Las soluciones finales adjudicadas tuvieron en cuenta tanto el servicio anual como los gastos de interconexión para identificar el paquete global más rentable. Tres de las nueve ofertas consideradas en la optimización requerían mejoras de interconexión para conectar los proyectos, pero los costos asociados eran relativamente menores: oscilaban entre el 0,05% y el 2% de los costos anuales totales.

⁷⁴ ISCI, "Medidas y tecnologías para preservar la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en el contexto de la descarbonización", 2024, [\[link\]](#)

4. Evaluación transparente en varias fases:

Al igual que en otras licitaciones de servicios de red (por ejemplo, los *Pathfinders* del Reino Unido), el proceso de licitación de Chile documentó públicamente cómo se examinaron las ofertas en cuanto a viabilidad y costos. Este enfoque transparente ayuda a justificar las decisiones finales ante los participantes en el mercado y los consumidores. También ha permitido realizar análisis detallados y críticas como la de la publicación del ISCI (detallada en el pie de página) que será útil para futuros procesos.

Gracias a esta evaluación metódica, Chile se aseguró una capacidad de cortocircuito esencial para la estabilidad de la tensión y la respuesta a fallos. Es un ejemplo de cómo un proceso competitivo en varias fases puede dar respuesta a necesidades urgentes de servicio a la red con claras limitaciones de costos regulatorios.

Observaciones de las entrevistas realizadas

- Algunos participantes en la primera licitación de condensadores síncronos (SC) de Chile enfrentaron varios retos debido a la inexperiencia reguladora y a las normas cambiantes, que causaron incertidumbre y retrasaron el proceso. Esto desalienta la participación y aumenta la percepción del riesgo para las partes interesadas internacionales.
- Las reconversiones ofrecían una entrega más rápida y un ahorro de costos (40-50% menos de CAPEX), pero se enfrentaban a limitaciones de efectividad basadas en

la distancia y a costos de O&M más elevados, por lo que acababan teniendo un precio similar al de los nuevos proyectos de SC.

- A pesar de tener plazos de construcción más cortos y menos permisos, las reconversiones no tenían incentivos para ofrecer una entrega anticipada. Las licitaciones se centraban únicamente en la capacidad, no en el tiempo de operación.

2.1.6.2 Licitación en Colombia: Planificación temprana para estabilidad de red

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad responsable de la planeación de la infraestructura eléctrica del país. Los planes de expansión a mediano y largo plazo de la UPME identifican las necesidades futuras del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico. En la región Caribe, especialmente en la subzona que comprende La Guajira, Cesar y Magdalena (GCM), el Plan de Expansión de Transmisión resalta los retos relacionados con la creciente demanda, los inadecuados perfiles de tensión y la vulnerabilidad a fenómenos como el FIDVR (*Fault-Induced Delayed Voltage Recovery*). Aunque se han adjudicado múltiples proyectos de ampliación de la transmisión mediante licitaciones públicas, muchos se retrasan debido a problemas de permisos medioambientales, lo que impide resolver a tiempo las limitaciones operativas. Esta situación aumenta el riesgo de demanda desatendida y puede crear inestabilidad para los recursos de generación basados en inversores.

Desafíos actuales o previstos a nivel de inercia/fallas en Colombia

Las proyecciones de demanda para la zona operativa del Caribe apuntan a un crecimiento nacional superior a la media, y el documento del Plan de Expansión de la Transmisión describe cómo el desarrollo acelerado de la generación renovable (eólica y solar fotovoltaica) en la subzona del GCM podría agravar las condiciones de debilidad de la red. Además de requerir una mayor capacidad de intercambio de energía entre la zona Caribe y el resto del SIN, existe una caída en la contribución al cortocircuito (SCL) y en el soporte de inercia de las unidades térmicas convencionales que potencialmente se retiren (por ejemplo, Guajira 1 y 2). Estas condiciones llevan a niveles de tensión fuera de los rangos aceptables y podrían desencadenar serios problemas bajo contingencias N-1, con líneas o transformadores fuera de servicio que resultan en configuraciones radiales y tensión inadecuada o la desconexión completa de algunas subestaciones.

Tecnologías fomentadas o requeridas (condensadores síncronos)

Para corregir los huecos de tensión y reforzar la red, el proyecto propuesto prevé la instalación de SC de entre 30 y 60 MVar en cinco subestaciones de 110 kV: El Banco, La Jagua, Guatapurí, Bureche y Maicao (esta última en sustitución de Riohacha para no sobrepasar los límites de interrupción locales). Estos compensadores tienen como objetivo suministrar soporte de potencia reactiva, mejorar los perfiles de tensión y suministrar corriente de cortocircuito e inercia en la subárea de GCM. Según el Plan de Expansión de la Transmisión, el análisis consideró el crecimiento de la demanda hasta 2037, múltiples escenarios de generación, topologías de red y condiciones de contingencia (N-1). Las métricas

de evaluación incluyeron la norma euclidiana de tensiones nodales, la desviación máxima de tensión y el número de eventos fuera de rango. También se realizó un estudio de cortocircuito según la norma IEC 60909, que concluyó que, aunque las corrientes de cortocircuito aumentarían, los valores globales se mantendrían en general dentro de la capacidad de interrupción de cada subestación.

Detalles de la evaluación económica

Se adoptó un enfoque basado en la relación beneficio/costo (B/C), comparando la inversión total (costos de construcción más costos de conexión) con la energía no servida evitada gracias a la mejora del soporte de tensión y a una mayor confiabilidad del sistema. El Plan de Expansión de la Transmisión indica una relación B/C resultante superior a 1, lo que demuestra la viabilidad económica del proyecto con arreglo a los supuestos específicos. Además, el estudio muestra que los compensadores de 50 MVar -capaces de cubrir la inercia perdida si se retiran las unidades térmicas de la Guajira- logran un equilibrio deseable entre rendimiento técnico y beneficios económicos netos. Esta configuración logra un alto valor actual neto de los beneficios al tiempo que satisface las necesidades de cortocircuito e inercia para un funcionamiento fiable tanto en condiciones de alta como de baja demanda.

Enfoque global

Colombia se mantiene en la fase inicial de definición de esta licitación. La UPME y otras partes interesadas aún están realizando consultas sobre los Términos de Referencia (TdR) antes de emitir una solicitud formal de propuestas. Los TdR fijan una fecha de entrada en servicio en 2028 para estos compensadores síncronos en el sistema de transmisión regional (STR) de la zona GCM, con

el objetivo de hacer frente a las futuras necesidades de demanda y alinearse con las obras de transmisión retrasadas. Las subestaciones de 110 kV seleccionadas incluyen todos los equipos asociados necesarios para garantizar la correcta conexión al SIN. Cada compensador se valora bajo las reglas de la CREG 015 de 2017 y la CREG 011 de 2009, y el proceso de licitación sigue los procedimientos estándar para ampliaciones de transmisión. En última instancia, este enfoque busca reducir la vulnerabilidad a las caídas de tensión, fortalecer la confiabilidad operativa y sostener el crecimiento continuo tanto de la energía renovable como de la demanda de electricidad en la región Caribe de Colombia

2.1.7 Comparación de los distintos enfoques

A pesar de compartir el objetivo de reforzar la estabilidad de la red con una alta penetración de las energías renovables, el Reino Unido, Chile y Colombia ilustran tres enfoques distintos para la contratación de servicios de refuerzo del sistema. El siguiente cuadro resume las principales diferencias entre el alcance de la tecnología, los modelos de contratación y los servicios a los que se dirigen.

Dimension	Stability Pathfinders en el Reino Unido	Chile: Licitación de capacidad de cortocircuito	Colombia: Licitación prevista SCL
Ámbito tecnológico	Tecnología totalmente independiente	Limitado a condensadores síncronos	Condensadores síncronos predefinidos
Modelo de contratación	Licitaciones competitivas; coste frente a Mecanismo de Equilibrio	Licitación pública; límites de costos estrictos	Planificación inicial, basada en el ratio B/C
Flexibilidad e innovación	Alta	Moderado	Estrecho
Calendario e incentivos	Calendario definido con retrasos ajustados a los costos	Calendario fijo, los retrasos se penalizan	Fecha fija, sin incentivos por entrada anticipada
Servicios contratados	Multiservicio (SCL, inercia, control de tensión)	Principalmente capacidad de cortocircuito	Soporte de tensión y SCL (inercia parcial)
Contratos resultantes	Mezcla de condensadores síncronos y GFM	Sólo condensadores síncronos	Pendiente de licitación

Una contratación eficaz para la estabilidad de la red requiere normas claras, una sólida participación de las partes interesadas y la adaptación a los marcos reguladores locales. Los Pathfinders neutrales desde el punto de vista tecnológico del Reino Unido fomentan la innovación y la competitividad, pero exigen códigos de red complejos y evaluaciones transparentes. El enfoque más limitado de Chile se centra en soluciones síncronas y cobertura parcial, reduciendo costos pero limitando la variedad tecnológica. La planificación de las licitaciones de Colombia en sus primeras fases puede beneficiarse de ambos modelos: puede acelerar el despliegue utilizando compensadores síncronos conocidos mientras se prepara para adoptar soluciones más avanzadas a medida que evolucionen los códigos de red. Con el tiempo, unos permisos medioambientales más claros, unas normas técnicas actualizadas y una adquisición gradual (en lugar de insistir en una cobertura del 100%) pueden optimizar los costos y la confiabilidad.

Tema	Observaciones e implicaciones
Transparencia en la contratación pública	La publicación de criterios claros, límites máximos de costos y resultados detallados de las licitaciones (como en el Reino Unido y Chile) reduce la incertidumbre. Colombia puede mejorar la credibilidad y la competencia especificando por adelantado los métodos de evaluación y la compensación.
Neutralidad tecnológica frente a ámbito restringido	El modelo abierto del Reino Unido (incluidos los inversores formadores de red) fomenta la innovación. El formato de Chile, exclusivamente síncrono, es más sencillo, pero limita las opciones. Colombia, que se enfoca inicialmente en los condensadores, podría ampliarlo más adelante a nuevas tecnologías.
Obstáculos normativos y de concesión de licencias	Las aprobaciones medioambientales y los permisos de conexión pueden retrasar los proyectos en los tres países. La planificación temprana y la participación de las partes interesadas ayudan a evitar cuellos de botella tras la adjudicación de los contratos, sobre todo en Colombia.
Evolución de los códigos de red	Los inversores de red necesitan normas de rendimiento actualizadas. Los SC se enfrentan a menos cambios de código. Chile avanza hacia una nueva licitación de tecnología neutra que permitirá los inversores formadores de red, pero está en una fase muy temprana. El enfoque de Colombia en la maquinaria rotativa puede ser un primer paso seguro mientras se prepara para los inversores avanzados más adelante.
Cobertura parcial frente a cobertura total	La cobertura del 98,9% de Chile pone de manifiesto que aspirar a un cumplimiento casi total puede ayudar a reducir costos. Sin embargo, su enfoque rígido -evaluar las ofertas individualmente en función de umbrales estrictos- limitó la competencia y puede haber excluido combinaciones más eficientes. En cambio, el enfoque incremental utilizado en los proyectos Pathfinder del Reino Unido, si se aplica a nivel de cartera global, podría ayudar a Colombia a evitar ineficiencias similares, controlando al mismo tiempo los costos y evitando pagar en exceso por ganancias marginales de estabilidad.
Adaptabilidad a la madurez del mercado	El avanzado mercado del Reino Unido admite complejas licitaciones multitecnología. Chile y Colombia, con marcos emergentes, pueden empezar con soluciones más sencillas, ampliando gradualmente el alcance a medida que se desarrollen sus mercados y códigos.
Potencial de las soluciones de formación de redes	El éxito de los inversores formadores de red en el Reino Unido sugiere que estos sistemas podrían llegar a competir en coste y funcionalidad en América Latina. Sería necesario actualizar los códigos y ofrecer productos de servicio específicos.

Combinando criterios de contratación claros, objetivos de cobertura gradual o parcial y un diálogo abierto con los promotores, ALC puede elaborar un planteamiento flexible que cumpla los objetivos inmediatos de confiabilidad y allane al mismo tiempo el camino para tecnologías más avanzadas en futuras licitaciones.

2.1.8 Síntesis: Lecciones y transferibilidad

2.1.8.1 Conclusiones generales

1. Neutralidad tecnológica frente a enfoques prescriptivos

El programa británico *Stability Pathfinder* ilustra las ventajas de un marco tecnológico agnóstico. Al permitir una amplia gama de soluciones -tanto síncronas como formadoras de red-, permitió obtener resultados competitivos en múltiples servicios, como la inercia, el apoyo a la tensión y la contribución al cortocircuito.

La licitación de Chile, aunque competitiva, limitó la participación a los SC, lo que restringió la innovación y aumentó potencialmente los costos. La licitación prevista en Colombia predefine de forma similar los SC, favoreciendo un enfoque más conservador y familiar, aunque esto podría limitar la exposición a alternativas más rentables o escalables a largo plazo, podría estar justificado para necesidades urgentes como es el caso de estas primeras licitaciones.

2. Adquisiciones incrementales en aras de la eficiencia

El Reino Unido adoptó un enfoque incremental, a nivel de portafolio, contratando sólo la cantidad de servicio necesaria para compensar el costo del redespacho u otras medidas de balance. De este modo se evitaba un exceso de contratación y se fomentaban las combinaciones económicamente eficientes.

En cambio, Chile aplicó umbrales individuales rígidos, excluyendo las unidades de mayor costo incluso cuando podrían haber contribuido a unos resultados más óptimos a nivel de sistema. La evaluación beneficio-coste de Colombia para sus compensadores previstos es un paso positivo, pero se beneficiaría de la incorporación de principios de optimización de todo el portafolio para evitar ineficiencias similares.

3. Transparencia y confianza del mercado

Tanto el Reino Unido como Chile han publicado documentación detallada de sus marcos de contratación, criterios de evaluación y resultados de los contratos. Aunque, como se desprende de algunas de nuestras entrevistas, la falta de experiencia y las modificaciones de las condiciones durante el proceso aumentaron el riesgo percibido o los promotores internacionales.

En el caso del Reino Unido, esta transparencia fomenta la confianza, invita a la participación informada y permite a las partes interesadas examinar y mejorar los procesos futuros, como demuestran la multitud de participantes y las mejoras incrementales del proceso durante las distintas fases. Los países de ALC pueden fortalecer sus propios procesos divulgando de forma similar los supuestos de costos, los puntos de referencia técnicos y las metodologías de evaluación en las primeras fases, así como adoptando enfoques incrementales.

2.2 Caso práctico 2:

Capacidad dinámica de líneas en PPL, Pensilvania (EE.UU.)

2.2.1 Contexto general

PPL Electric Utilities es la primera empresa de transmisión que ha implementado con éxito la tecnología de Capacidad Dinámica de Líneas (DLR) para su operación en PJM, una organización de transmisión regional (RTO) de Estados Unidos.

PJM gestiona una red eléctrica con 197 GW de capacidad instalada⁷⁵ (incluidos 10 GW de energía solar y 12 GW de energía eólica) para dar servicio a 153 GW de demanda máxima para 65 millones de personas. PJM supervisa la planificación de la transmisión en 13 estados, incluido Pensilvania, donde opera PPL. El proceso de planificación de la expansión de la transmisión de PJM tiene tres pilares: confiabilidad, eficiencia del mercado y política pública. En el contexto del presente estudio de caso práctico, la atención se centra en el proceso de planificación de la eficiencia del mercado, cuyo objetivo es mitigar los problemas de congestión. La congestión ha costado unos 1.100 millones de dólares anuales de media a los consumidores finales de la PJM en los últimos 16 años, como muestra la figura 2-6.

⁷⁵ 2024 Informe trimestral sobre el estado del mercado en la PJM: de enero a junio, Monitoring Analytics, LLC, [\[link\]](#)

Figura 2.6: **Costos totales de la congestión (millones USD) de 2008 a 2023. Fuente: Monitoring Analytics, LLC⁷⁷**

	Costos de Congestión	Cambio porcentual	Facturación Total PJM	Porcentaje de la Facturación PJM
2008	\$2.052	NA	\$34.300	6,0%
2009	\$719	(65,0%)	\$26.550	2,7%
2010	\$1.423	98,0%	\$34.770	4,1%
2011	\$999	(29,8%)	\$35.890	2,8%
2012	\$529	(47,0%)	\$29.180	1,8%
2013	\$677	28,0%	\$33.960	2,0%
2014	\$1.932	185,5%	\$50.030	3,9%
2015	\$1.385	(28,3%)	\$42.630	3,2%
2016	\$1.024	(26,1%)	\$39.050	2,6%
2017	\$698	(31,9%)	\$40.170	1,7%
2018	\$1.310	87,8%	\$49.790	2,6%
2019	\$583	(55,5%)	\$41.690	1,4%
2020	\$529	(9,4%)	\$36.300	1,5%
2021	\$995	(88,2%)	\$54.100	1,8%
2022	\$2.501	151,3%	\$86.240	2,9%
2023	\$1.069	(57,3%)	\$48.610	2,2%

En 2020, el proceso de planificación del mercado de PJM identificó dos factores de congestión en el área de negocio de PPL. Estos factores llevaron a PPL a considerar el DLR como una solución rápida y rentable al problema de la congestión. Su aplicación se describe con más detalle en las secciones siguientes, pero a partir de hoy, los valores de capacidad en tiempo real de estas líneas son de acceso público en el sitio web de PJM⁷⁸.



2.2.2 Aplicación de la Capacidad Dinámica de Líneas en PPL, EE.UU.

2.2.2.1 Descripción del estudio de caso

Ya en 2020, PJM identificó las líneas Juniata-Cumberland 230 kV y Harwood-Susquehanna 230 kV (doble circuito) como uno de los principales factores de congestión que dificultan la eficiencia del mercado de PJM⁷⁹. Se simuló que el coste combinado de la congestión para 2025 superaría los 26 millones USD con 1296 horas de enlace, como se muestra en Figura 2.7.

⁷⁶ En cumplimiento de la Orden n° 1000 de la FERC - Planificación de la transmisión y asignación de costos, [\[link\]](#) Nota: la nueva Orden n° 1920 mejora la Orden n° 1000 y obliga a las ISO/RTO a considerar las GET (incluida la DLR) como una posible alternativa en el proceso de planificación. El cumplimiento de la Orden n° 1920 está aún en curso.

⁷⁷ Informe sobre el estado del mercado en la PJM, volumen 2, 2023, Monitoring Analytics, LLC, [\[link\]](#)

⁷⁸ Información sobre clasificaciones, PJM, [\[link\]](#)

⁷⁹ RTEP - 2020 Regional Transmission Expansion Plan, PJM, 2020, [\[link\]](#)

Figura 2.7: Factores de congestión para el período a largo plazo. Fuente: PJM⁸⁰

Constraint	From Area	to Area	Market Efficiency Basecase				Comment
			Annual Congestion (\$M)		Hours Binding		
			Simulated Year				
			2025	2028	2025	2028	
Kammer North to Natrium 138 kV	AEP	AEP	\$2.54	\$12.22	105	249	Internal Flowgate
Maliszewski Transformer 765/138 kV	AEP	AEP	\$4.02	\$5.64	29	40	
Muskingum River to Beverly 345 kV	AEP	AEP	\$1.08	\$2.19	112	184	
Cherry Run to Morgan 138 kV	AP	AP	\$3.46	\$4.12	257	288	
Gore to Stonewall 138 kV	AP	AP	\$25.07	\$35.00	577	753	
Junction to French's Mill 138 kV	AP	AP	\$4.97	\$5.89	255	257	
Yukon to AA2-161 Tap 138 kV	AP	AP	\$4.31	\$5.39	1743	2043	
Charlottesville to Proffit Rd Del Pt 230 kV	DOM	DOM	\$2.80	\$2.92	116	96	
Plymouth Meeting to Whitpain 230 kV	PECO	PECO	\$6.17	\$6.40	150	145	
Cumberland to Juniata 230 kV	PLGRP	PLGRP	\$5.77	\$6.39	151	158	M2M
Harwood to Susquehanna 230 kV	PLGRP	PLGRP	\$20.39	\$16.47	1145	878	
Duff to Francisco 345 kV	DUK-IN	DUK-IN	\$0.86	\$3.71	74	118	
Gibson to Francisco 345 kV	DUK-IN	DUK-IN	\$4.18	\$3.59	195	200	
Quad Cities to Rock Creek 345 kV	ComEd	ComEd	\$6.35	\$9.01	148	172	

Note: Cumberland-Juniata and Harwood-Susquehanna congestion drivers may be impacted by DLR projects.

Se examinaron tres opciones para resolver el problema de la congestión: DLR, cambio de conductores y reconstrucción. El DLR destacó por tres razones. Según las estimaciones ofrecía la mejor relación costo-beneficio, era la más rápida de implementar (1 año frente a 2-5 años) y, a diferencia de las otras dos opciones, no era necesario planificar cortes en las líneas durante su ejecución.

Tras comparar varios proveedores de tecnología⁸¹, PPL decidió implantar DLR con Ampacimon, utilizando 18 sensores en 50 km de las tres

líneas de 230 kV. Los sensores se colocaron estratégicamente para optimizar la cobertura de tramos a lo largo de las líneas y minimizar los costos:

- La orientación entre vanos cambia más de un 15°
- Distancia superior a 10 km
- Cambio de conductor
- Preocupación por la seguridad de los vanos, de alto riesgo

⁸⁰ RTEP - 2020 Regional Transmission Expansion Plan, PJM, 2020, [link](#)

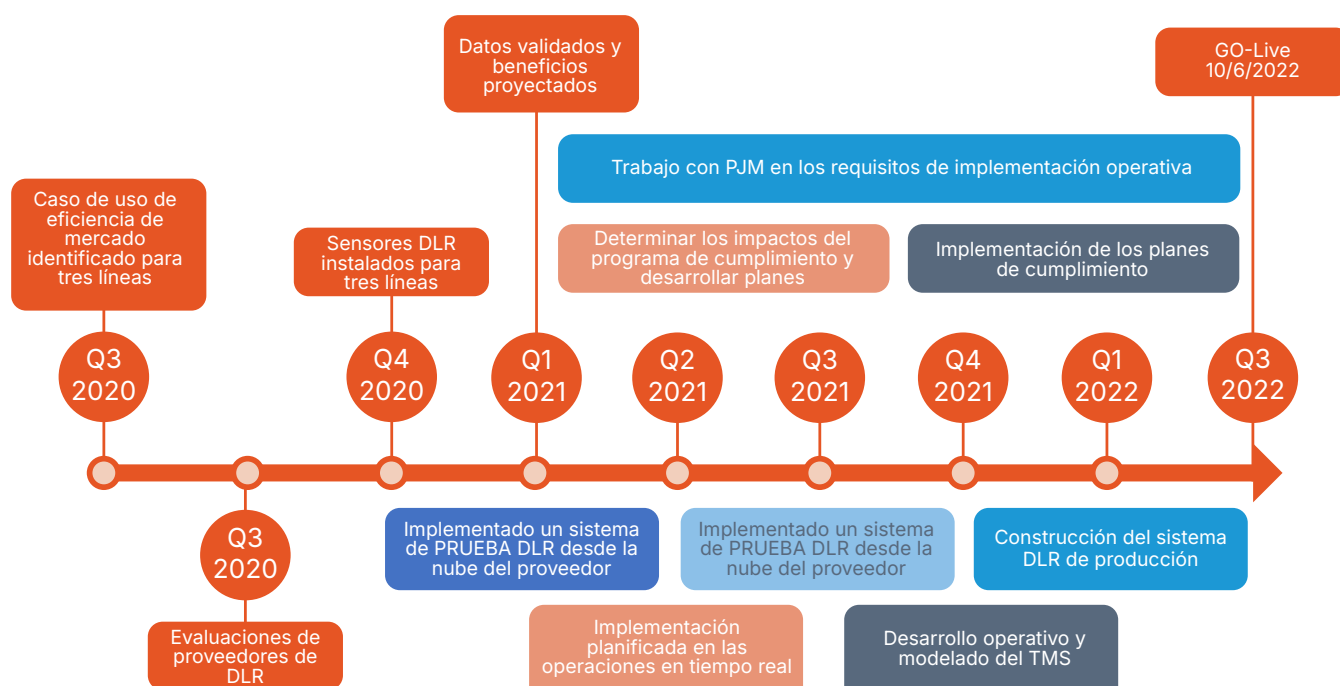
⁸¹ Para obtener más información sobre el proceso de selección del proveedor de DLR por parte de PPL, véase Docket n° AD22-5-000, Initial comments of PPL Electric Utilities Corporation, abril de 2022, [link](#)

Los factores mencionados garantizan que se tengan en cuenta las variabilidades locales al calcular la ampacidad global de la línea, ya que ésta vendría determinada por el tramo más restrictivo.

La implementación duró **aproximadamente 2 años, desde la identificación de los conductores congestionados hasta la entrada en funcionamiento**, con un **coste total de unos 3,25 millones de dólares**. No fue necesario desconectar las líneas durante la instalación. La colocación de los sensores se realizó en helicóptero y requirió entre 5 y 10 minutos por sensor, con un plazo de entrega de unos meses y un tiempo de calibración posterior de 2 meses. Con 6 sensores por línea, el coste asociado asciende a 250 000 USD por línea.

Para cumplir los reglamentos y normas, PPL tuvo que desarrollar un sistema in situ en lugar de utilizar un entorno en la nube alojado por un proveedor, lo que le llevó aproximadamente 2 años para cumplir las normas e integrarse con el sistema de PJM, con un coste total de 2,5 millones de dólares. El calendario completo del proyecto se presenta en la figura 2-8. Cabe señalar que la economía de escala se aplica bien al DLR, ya que los costos de implementación del sistema no aumentarían significativamente con un despliegue adicional del DLR.

Figura 2.8: Hoja de ruta del proyecto DLR de PPL. Fuente: PPL⁸³

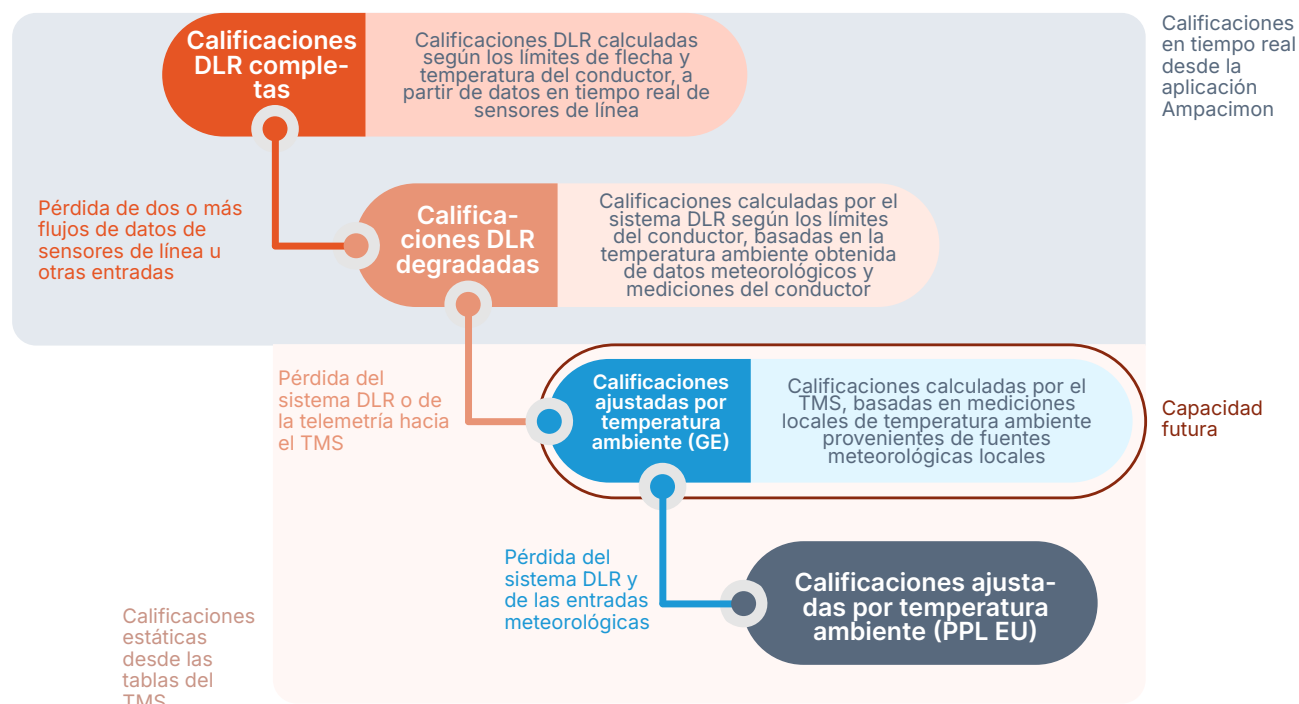


También se desarrolló un proceso de reserva para mitigar el riesgo de interrupción del sistema DLR, como se muestra en Figura 2-9. En palabras sencillas, la capacidad ajustada al entorno (AAR, *Ambient Adjusted Ratings*) y la capacidad estática sirven de reserva en caso de interrupción del DLR.

⁸² Docket No. AD22-5-000, Initial comments of PPL Electric Utilities Corporation (22 de abril), p.16 [\[link\]](#)

⁸³ PPL's Dynamic Line Ratings Implementation, PPL, [\[link\]](#)

Figura 2.9: Hoja de Ruta para el proyecto DLR. Fuente: PPL ⁸⁴



Desde la perspectiva de PJM, la integración operativa del DLR hizo necesaria la revisión de varios procesos y manuales⁸⁵. PJM entrevistó a varios grupos internos, entre ellos Planificación de la Transmisión, Simulación del Mercado, Mercados del Día Anterior, Mercados en Tiempo Real, Soporte EMS y Telemetría, Soporte eDART, Servicios de Transmisión y Liquidaciones. Al final, gracias a la adopción previa del AAR, según la Orden 881 de la FERC, la integración del DLR supuso cambios menores en los procesos existentes dentro de PJM. Esta primera integración operativa del DLR proporciona a la PJM valiosas experiencias y lecciones aprendidas que podrían reflejarse en guías de aplicación para futuras integraciones. El futuro despliegue del DLR se vería facilitado y sería menos costoso.

2.2.2.2 Resultados (técnicos, financieros)

Para Harwood - Susquehanna #1 y #2:

En el estudio previo a la implementación, PJM proyectó una disminución del 65% de la congestión en los años simulados 2025-2028 y eliminó estas líneas de la lista de factores de congestión identificados. **El despliegue operativo eliminó la congestión en las líneas, reduciendo 12 millones de dólares en costos para el consumidor en 2022.** En la Tabla 9 PPL presenta el aumento medio de capacidad DLR de 15 minutos comparado con AAR para 2023.

⁸⁴ PPL's Dynamic Line Ratings Implementation, PPL, 2023, [\[link\]](#)

⁸⁵ Dynamic Line Ratings Overview, PJM, [\[link\]](#)

Tabla 8: SUSQ - HARW 2023 DLR vs AAR aumento medio de capacidad. Fuente: PPL⁸⁶

2023 DLR vs AAR		
Nombre de la línea	DLR Calificación normal ganancia media (%)	DLR Calificación de emergencia ganancia media (%)
SUSQ - HARW #1	17,25%	16,57%
SUSQ - HARW #2	16,85%	16,63%

Para Juniata - Cumberland:

Tras su implementación, el **costo de la congestión pasó de 66 millones de dólares** (invierno 21-22) a 1,6 millones de dólares (invierno 22-23). Aunque el DLR resolvió una parte importante de las congestiones, no fue suficiente para eliminar la línea del programa de planificación de la transmisión de PJM. **Para resolver el problema de congestión restante, también se aprobó y ejecutó un proyecto de repotenciación de conductores** para esta línea (con una relación costo-beneficio estimada de 11⁸⁷). Es posible acumular los beneficios de ambas tecnologías adaptando el modelo de conductor en el sistema DLR. El proyecto de repotenciación aumentaría el límite térmico de la línea y DLR tendría en cuenta la variabilidad meteorológica. El caso práctico muestra la sinergia entre **diferentes GET, que pueden aprovecharse a la vez para resolver de forma rentable un único reto.**

Además, el DLR también contribuye a **la resiliencia del sistema ante condiciones meteorológicas extremas**. Según PJM⁸⁸, sin la capacidad adicional proporcionada por DLR (relativamente a AAR), PJM habría necesitado realizar un redespacho durante la tormenta invernal Elliott⁸⁹ para mantener la confiabilidad, lo que habría sido muy difícil debido a las condiciones operativas críticas causadas por la tormenta invernal. La Tabla 10 presenta el aumento medio de capacidad DLR de 15 minutos en comparación con AAR para 2023.

Tabla 9: JUNI - CUMB 2023 DLR vs AAR aumento medio de capacidad. Fuente: PPL⁹⁰

2023 DLR vs AAR		
Nombre de la línea	DLR Calificación normal ganancia media (%)	DLR Calificación de emergencia ganancia media (%)
JUNI - CUMB	16,91%	8,49%

⁸⁶ Docket No. AD22-5, Motion for leave to comment and first supplemental comments of PPL Electric Utilities Corporation (24 de febrero), [\[link\]](#)

⁸⁷ Véase la referencia correspondiente en el cuadro recapitulativo, sección .1.7

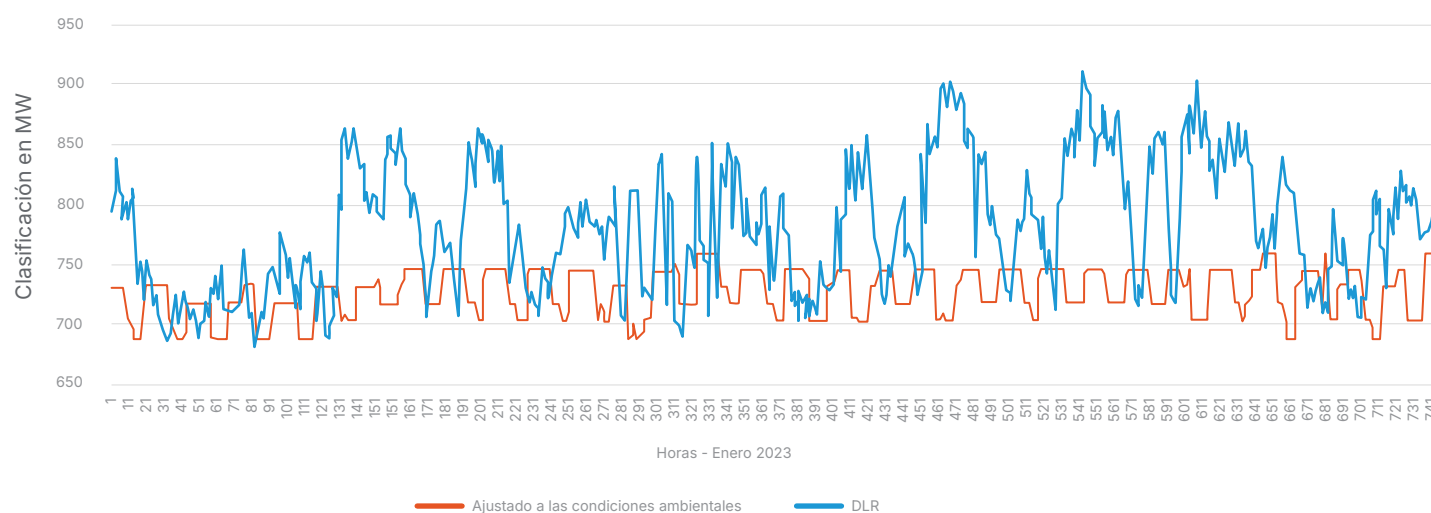
⁸⁸ Implementation of Dynamic Line Ratings, FERC, [\[link\]](#)

⁸⁹ La tormenta invernal tuvo lugar en diciembre de 2022 y causó 106 víctimas mortales, daños por valor de 8.500 millones de dólares y cortes de electricidad a 1,5 millones de clientes (EE.UU.), [\[link\]](#)

⁹⁰ Docket No. AD22-5, Motion for leave to comment and first supplemental comments of PPL Electric Utilities Corporation (24 de febrero), [\[link\]](#)

Por último, profundizando en el rendimiento del DLR, la figura 2-10 muestra que, para enero de 2023, hay momentos en los que la capacidad medida por el DLR es inferior a la capacidad dada por el AAR. Dado que el DLR se basa en la supervisión in situ y en tiempo real, esta medición es más precisa que el AAR. **La mayor observabilidad de los equipos se traduce en unas condiciones de funcionamiento más seguras.**

Figura 2.10: Capacidades de emergencia según DLR y AAR para Juniata - Cumberland, enero de 2023



Tras el proyecto DLR, PPL **recibió el Premio Edison 2023** del Edison Electric Institute y el **Premio a la Excelencia** por la innovación en líneas de transmisión del Southeastern Electric Exchange⁹¹. PPL tenía previsto **implantar el DLR en 5 líneas adicionales**⁹². En la actualidad, 3 de las líneas DLR previstas ya están operativas.

2.2.2.3 Remuneración

2.2.2.3.1 Remuneración para el caso de uso de PPL

La tecnología DLR aporta importantes beneficios al sistema al reducir el coste de la congestión mediante el aumento de la capacidad. Sin embargo, es difícil para el promotor del proyecto internalizar el beneficio con la normativa actual. La Comisión Federal Reguladora de la Energía en Estados Unidos (FERC) es responsable de establecer los incentivos para remunerar los proyectos de transmisión⁹³. Como se resume en la Tabla 11, **todos los incentivos existentes se basan en costo de capital**. No se ha documentado ninguna comunicación sobre la remuneración del caso de uso DLR de PPL; por lo tanto, es **muy probable que la remuneración siga basándose en el capital o incluso en los costos**, posiblemente con una bonificación por el retorno a la inversión, según el suplemento ROI/ROE.

⁹¹ Estudio de caso: La primera empresa eléctrica de EE.UU. que integra la clasificación dinámica de líneas en las operaciones en tiempo real y de mercado, Renewable Energy World, [\[link\]](#)

⁹² Docket No. AD22-5, Motion for leave to comment and first supplemental comments of PPL Electric Utilities Corporation (24 de febrero), [\[link\]](#)

⁹³ Búsqueda de financiación para la tecnología de mejora de la red: DLR, Ampacimon, [\[link\]](#)

Tabla 10: Incentivos de la FERC para la transmisión. Fuente: Ampacimon⁹⁴

Incentivos a la transmisión	Descripción
Fórmula de Tarifas	Se ajustan automáticamente las tarifas de transmisión en función de la variación de los costos, incluidos los asociados al despliegue de las GET. Al incorporar los costos de las GET a estas tarifas, las empresas de servicios públicos pueden recuperar su inversión sin necesidad de presentar una solicitud de tarifa aparte.
Trabajos de construcción en curso (CWIP) en la base tarifaria	El CWIP permite a las empresas recuperar los costos de construcción de nuevos proyectos antes de que sean plenamente operativos. Esto reduce la carga financiera durante la fase de ejecución y permite a las empresas recuperar antes su inversión.
Recuperación diferida mediante activos reglamentarios	Si una empresa incurre en gastos que no puede recuperar inmediatamente a través de las tarifas, puede solicitar la aprobación de la FERC para clasificarlos como activos de regulación. Esto permite a la empresa aplazar los costos y recuperarlos a lo largo del tiempo, repartiendo el impacto financiero entre los contribuyentes.
Amortización acelerada	La FERC puede permitir a las empresas de servicios públicos utilizar la depreciación acelerada, que acorta el periodo durante el cual pueden recuperarse los costos. Esto permite a las empresas recuperar su inversión más rápidamente.
Suplemento de Rendimiento de la inversión/rendimiento del capital propio	El suplemento ROI/ROE proporciona al promotor una mayor rentabilidad del capital propio para los proyectos de transmisión que incluyen GET avanzadas o AAR.

Para acceder a los incentivos de transmisión, las empresas de servicios públicos deben presentar una solicitud según la Orden 679 de la FERC y preparar una solicitud según la Sección 205. La solicitud debe incluir:

- Un análisis costo-beneficio detallado que muestre los beneficios de las GET en todo el sistema, como la mejora de la utilización de la capacidad, la reducción de la congestión y la mejora de la confiabilidad.
- Una estructura de incentivos específica, como el suplemento ROI/ROE, depreciación acelerada o trabajos de construcción en curso (CWIP) en el tratamiento de la base tarifaria.

En términos sencillos, los 4 primeros incentivos se basan en el capital y abordan diferentes aspectos de la recuperación de costos. Los efectos incentivadores son menores para tecnologías GET como la DLR. El último incentivo también está relacionado con los gastos de capital, pero el suplemento ROI/ROE proporciona renumeraciones adicionales⁹⁵.

⁹⁴ Encontrar financiación para GET, incluido DLR, 2024, Ampacimon, [\[link\]](#)
⁹⁵ Históricamente, se ha concedido un 0,5% adicional de ROE a las empresas de servicios públicos por su participación en una RTO. [\[link\]](#)

2.2.2.3.2 Otros ejemplos de remuneración: Gran Bretaña y el enfoque de control de precios RIIO-T2

Dado que los operadores de transporte de Gran Bretaña también están aplicando la capacidad dinámica de líneas, el control de precios RIIOT2⁹⁶ ofrece un útil contraejemplo a los incentivos basados en el capital disponibles en Estados Unidos. La RIIOT2 se basa en la remuneración totex (capital + gastos de operación), con un reparto explícito de la eficiencia. Los tres mecanismos de remuneración disponibles para un proyecto DLR se resumen en el siguiente cuadro.

Mecanismo	Descripción	Aplicación a la tecnología DLR
Asignación base según Totex	Cada transmisor recibe una asignación ex ante que cubre tanto las inversiones como los gastos de funcionamiento. Todo el gasto permitido se capitaliza en la base de activos aprobada por el regulador; el transmisor obtiene entonces la tasa de rendimiento fijada por el regulador más la depreciación.	Si un sistema DLR se incluye en el plan de negocio original del operador de transporte, su coste previsto se añade a la base de activos aprobada por el regulador como cualquier otra mejora de la línea y se remunera a la tasa de rendimiento permitida durante la vida útil del activo.
Mecanismo de incentivo Totex	Durante el periodo de control de cinco años, el transmisor conserva (o devuelve) una parte fija de cualquier gasto inferior (o superior) a su asignación totex. Los factores de reparto RIIO-T2 son 33 % (National Grid ET), 36 % (Scottish Hydro Electric Transmission) y 49 % (SP-Transmission).	La ejecución de un proyecto DLR por debajo del costo permitido permite al transmisor retener el porcentaje correspondiente del ahorro; el exceso de gasto se penaliza por el mismo concepto.
Ventanas de reapertura - Proyecto de inversión de tamaño medio (PIEM)	Para las inversiones no previstas en la liquidación de control de precios, la reapertura del MSIP ofrece una ventana de presentación anual. Una vez aprobado un MSIP, su coste eficiente se añade a la base de activos del operador aprobada por el regulador.	Un plan DLR identificado a mitad de periodo puede financiarse a través del MSIP. Tras la aprobación de OFGEM, el coste entra en la base de activos aprobada por el regulador y se remunera a través de la ruta estándar aprobada de tasa de rendimiento/depreciación a partir del siguiente año regulador.

Basada en capital, pero orientada al totex. Las tres rutas RIIO-T2 integran en última instancia el costo eficiente de un sistema DLR en el RAV, por lo que la remuneración sigue basándose en el capital. La diferencia clave con el modelo estadounidense es que se capitaliza tanto el *opex* como el *capex*, fomentando soluciones que combinan hardware, software y servicios continuos en lugar de recompensar únicamente materiales e inversiones.

⁹⁶ RIIO-T2 es la normativa de control de precios de las redes de transporte de electricidad y gas británicas.

Incorporación de incentivos positivos y negativos. Mientras que PPL dependía de un incentivo de ROE único, los operadores de transmisión británicos pueden elevar los rendimientos permanentemente entregando DLR por debajo de lo permitido a través del Mecanismo de Incentivo *Totex*. A la inversa, se penaliza el exceso de gasto, un incentivo simétrico con los intereses del consumidor.

Adopción práctica. El plan de negocio RIIO-T2 de National Grid ET incluye seis paquetes DLR (≈90 km en 12 circuitos) en su asignación totex de referencia, mientras que Scottish Hydro Electric Transmission ha señalado DLR como un probable candidato MSIP para 2025. Las primeras evaluaciones comparativas de costos (90 000 a 110 000 libras por km de circuito, incluidos sensores, comunicaciones e integración de la sala de control) sugieren una amortización de entre 5 y 10 años gracias exclusivamente a los pagos evitados por congestiones.

Relevancia para la regulación de ALC. Un modelo totex más reparto de beneficios permite a los reguladores recompensar la innovación operativa sin crear incentivos específicos para cada tecnología. Mediante la internalización de las soluciones digitales de alto costo operacional y la exposición de los operadores de transmisión a un riesgo de costo simétrico, los programas tipo RIIO podrían proporcionar una buena referencia para remunerar las tecnologías de tipo GET en América Latina y el Caribe (véase la sección 4.5, Recomendación 3).

2.2.3 Comparación con los estudios de casos de ALC

2.2.3.1 Capacidad dinámica de líneas en Colombia - Transelca con Ampacimon

Varias empresas colombianas han considerado el DLR en su planificación en el pasado.

Ya en 2019, **EPSA**, una empresa de generación y distribución de electricidad de Colombia, propuso instalar DLR en el **corredor de 115 kV Yumbo-Chipichape-La Campiña**. El aumento de capacidad permitiría entonces reducir la sobrecarga del corredor en período de alta generación de Termoecali y Termovalle, dos centrales térmicas de combustión⁹⁷.

Afinia, filial del Grupo EPM, es una empresa de suministro eléctrico que opera en la región del Caribe colombiano. En 2021, AFINIA investigó la posibilidad de instalar DLR en el **circuito Chinú Boston 1 110 k V**.

Sin embargo, de estas consideraciones no parece desprenderse ningún seguimiento. No está claro si estos proyectos se materializaron finalmente.

En 2020, **Transelca**, un operador de transmisión, implementó un **proyecto piloto con DLR**. En un Comité de Transmisión del Consejo nacional de Operación (CON) en 2024, se sugirió que Transelca presentara los

⁹⁷ Informe CON 560, Consejo Nacional de Operación, 2019, [\[link\]](#)

resultados de su proyecto piloto DLR⁹⁸. Aunque se dispone públicamente de muy poca información sobre el proyecto, según la coalición Watt, el sistema DLR se está trasladando a otra línea para su despliegue operativo tras el éxito del proyecto piloto.

En general, **la adopción del DLR es todavía una fase muy preliminar en Colombia**, con una exposición pública limitada.

2.2.3.2 Capacidad dinámica de líneas en Chile - Transelec con Ampacimon

El Coordinador Eléctrico Nacional, en su Propuesta de Expansión de la Transmisión 2023, promovió la incorporación de DLR en la red chilena, como una tecnología madura y no invasiva (respecto a la infraestructura existente). A través de un estudio, **el CEN identificó cinco líneas candidatas para la adopción de DLR**: 2x220 kV Ciruelos - Cautín, 2x220 kV Andes - Likanantai, 2x500 kV Lo Aguirre - Polpaico, 2x220 kV Rapel - Alto Melipilla y 1x66 kV Los Buenos Aires - Negrete. El estudio demostró que **el DLR proporcionó capacidades de línea más altas que las capacidades estáticas de línea durante el 96% del tiempo en las líneas estudiadas**.

Antecedentes y Necesidad de DLR en la Línea 2x220 kV Ciruelos-Cautín

En diciembre de 2024, se anunció la **puesta en marcha del Proyecto NUP 4109⁹⁹**, que consiste en la instalación de un proyecto de **Capacidad Dinámica de Línea (DLR) en la línea de transmisión 2x220 kV Ciruelos-Cautín**. Esta línea de 114 kilómetros recorre las regiones de Los Ríos y La Araucanía, conectando Mariquina con Temuco, y pasa por las subestaciones Metrenco, Río Toltén y Lastarria.

Un análisis de la congestión mostró que el tramo Ciruelos-Lastarria tiene una probabilidad de congestión superior al 24% en todos los escenarios a partir de 2025. Aunque se espera que una nueva línea de 2x500 kV entre Entre Ríos y Ciruelos (energizada inicialmente a 220 kV) alivie la congestión a partir de 2030, no resolverá totalmente el problema.

La tabla siguiente muestra las probabilidades de congestión previstas para el tramo Ciruelos-Lastarria desde 2023 hasta 2037 en cinco escenarios de oferta. En todos los casos, la congestión supera el 24% a partir de 2025 y sólo empieza a disminuir en 2030 con la incorporación de la nueva línea, aunque sigue habiendo cierta congestión.

Tabla 11: Probabilidad de congestión para la línea 2x220 kV Ciruelos-Cautín en diferentes escenarios.

Escenario	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Esc A	0%	1%	26%	29%	27%	53%	51%	5%	5%	17%	17%	21%	26%	29%	30%
Esc B	0%	1%	24%	27%	26%	47%	46%	6%	7%	7%	8%	11%	24%	25%	30%
Esc C	0%	1%	25%	26%	24%	69%	70%	10%	11%	15%	15%	20%	19%	20%	20%
Esc D	0%	1%	34%	38%	78%	80%	83%	15%	16%	16%	15%	26%	28%	29%	29%
Esc E	0%	1%	36%	42%	40%	68%	69%	13%	14%	18%	20%	21%	21%	22%	22%

⁹⁸ Acta N° 730, CNO, 2024, [\[link\]](#)
⁹⁹ Carta de Transelec al CEN, diciembre de 2024 [\[link\]](#)

A la luz de estos retos y de la imposibilidad de añadir infraestructuras de transmisión adicionales a mediano plazo, se está buscando una solución DLR. En el caso de la línea Ciruelos-Cautín, los sensores controlarán la temperatura ambiente y la velocidad del viento, lo que permitirá ajustar la capacidad de la línea en tiempo real. Los análisis preliminares indican que, según los datos meteorológicos del sistema nacional de información sobre la calidad del aire (SINCA), la línea mantiene una capacidad térmica superior a 420 MVA durante aproximadamente el 71% del año, con capacidades máximas y mínimas de aproximadamente 850 MVA y 350 MVA, respectivamente.

Estimación de costos e inversiones

Para la línea 2x220 kV Ciruelos-Cautín, las estimaciones preliminares de costos del proyecto DLR indican:

Costos directos: Aproximadamente 378000 dólares

Costos indirectos: Aproximadamente 102000 dólares

Beneficios/contingencias del contratista: Aproximadamente 38000 dólares

Coste total del proyecto: Aproximadamente 517000 dólares

En comparación, el proyecto de PPL en el mercado PJM -implantado con tecnología Ampacimon- tuvo un coste total de unos 3.25 millones de dólares, que incluía no sólo la instalación de sensores, sino también el desarrollo de un sistema in situ para cumplir las normas reglamentarias. En ambos casos, sin embargo, la inversión se considera una solución rentable en relación con la importante congestión evitada.

Estimación de los beneficios

No se dispone de datos operativos para este caso de uso, por lo que se ofrece una estimación basada en los siguientes supuestos:

- La línea está congestionada el 2,5% del tiempo al año, lo que corresponde a 219 horas.
- Se supone que la capacidad media de la línea es de 420 MW.
- La diferencia de precio entre los dos extremos de la línea de transmisión se estima en 50 USD/MWh (generación térmica en un extremo y renovable en el otro, de acuerdo con el precio histórico en Chile)

Esto equivale a un ahorro de 4.6 millones de dólares anuales en costos de congestión.

2.2.4 Comparación con PPL

La comparación entre la aplicación de la Capacidad Dinámica de Líneas (DLR) de PPL en Pensilvania y los casos de América Latina (ALC) -específicamente en Colombia y Chile- revela diferencias y similitudes clave en la ejecución de proyectos, marcos reguladores y estructuras financieras.

Factor	PPL (U.S.)	Chile	Colombia
Marco normativo	Incentivos de la FERC disponibles en virtud de la Orden 679 (fórmulas tarifarias, suplementos ROI/ROE, CWIP, depreciación acelerada). Los incentivos basados en el capital hacen que la DLR sea menos favorable que los proyectos tradicionales.	El plan de expansión de la transmisión incluye la DLR, pero no incentivos financieros directos para su despliegue. De manera similar, las inversiones en transmisión siguen un marco de remuneración regulado. Los incentivos basados en el capital hacen que la DLR sea menos favorable que los proyectos tradicionales.	En Colombia, aunque se han llevado a cabo proyectos piloto, no se ha producido ningún despliegue de DLR a gran escala.
Calendario de aplicación	2 años (incluido el cumplimiento de la normativa y la integración de sistemas).	Previsto para 2025+, pero sin confirmación de adopción a largo plazo.	Piloto en 2020, pero sin despliegue generalizado hasta ahora.
Coste del proyecto	Coste total de 3.25 millones de dólares, incluidos 5000 dólares/km de gastos de capital para el sistema de control y 2.5 millones de dólares para el desarrollo de un sistema informático local para el cumplimiento de la normativa.	Costo total estimado de 517000 dólares para la línea Ciruelos-Cautín o 4500 USD/km. Coste del sistema desconocido.	Desconocido (sólo proyecto piloto).
Reducción de la congestión	Eliminación de la congestión en la línea Harwood-Susquehanna, con un ahorro anual de unos 12 millones de dólares. Más de 60 millones de dólares de ahorro en la línea Juniata Cumberland.	Se espera un alivio de la congestión en Ciruelos-Cautín, con un 71% del año por encima de la capacidad de 420 MVA, pero aún no se ha verificado el impacto total.	El éxito del proyecto piloto de Transelca sugiere un alivio de la congestión, pero no hay datos públicos disponibles.
Integración del mercado y el operador del sistema	Plena integración en los mecanismos de mercado de la PJM, lo que requiere ajustes en las reglas del mercado, las operaciones en tiempo real y los procesos de planificación.	El CEN incluyó el DLR en el Plan de Expansión de 2023, pero no se dispone de detalles sobre cómo se ha integrado con el sistema de mercado o el operador del sistema. No obstante, el proyecto está en funcionamiento desde diciembre de 2024.	El CNO examinó los resultados del proyecto piloto, pero no hay indicios de integración del mercado.
Escalabilidad y futuras implantaciones	5 líneas adicionales previstas, 3 ya operativas. Se espera que los futuros despliegues sean más baratos, puesto que la integración del sistema ya se ha completado.	Se han identificado 5 líneas candidatas, pero la aprobación de los proyectos sigue siendo incierta. No se dispone de datos sobre el éxito de los proyectos instalados.	El sistema DLR se está trasladando a otra línea para su despliegue operativo, pero no está prevista su ampliación a gran escala.

En general, aunque el caso de PPL constituye un buen ejemplo de integración satisfactoria de DLR, los casos de Chile y Colombia ponen de relieve los retos que plantean la adaptación de la normativa y las limitaciones de la estructura del mercado en los países de ALC. Si los reguladores de ALC desarrollan incentivos específicos para las tecnologías de mejora de la red, la adopción de DLR podría acelerarse en toda la región.

2.2.5 Síntesis: Lecciones y transferibilidad

Dado que el caso de uso de la PPL está más avanzado, algunos comentarios del proyecto podrían ser valiosos para la futura adopción del DLR en la ALC.

La transparencia de un proyecto de éxito ayuda a crear una guía práctica de escritorio para promover la adopción de la tecnología.

Un proyecto local de éxito podría facilitar el proceso de implantación a otros adoptantes de DLR. De hecho, CNO sugirió a Transelca que compartiera los resultados de su proyecto piloto. No obstante, los retos y los obstáculos inesperados también podrían ser inspiradores, si se presentan con sus correspondientes enfoques mitigadores.

El éxito de PPL es fruto de una colaboración tripartita entre la empresa de transmisión, el operador del sistema y el regulador.

Como se ve en el caso de uso de PPL, la adopción de una nueva tecnología se ve influida por múltiples aspectos del sector (metodológicos, organizativos y reguladores), pero a la inversa estos aspectos también podrían tener que adaptarse a la nueva tecnología. Por lo tanto, la colaboración es una clave del éxito.

El cumplimiento de las normas y la seguridad puede añadir retrasos y costos imprevistos a los proyectos DLR.

De hecho, es específico de las normas NERC solicitar un sistema in situ, pero no hay que descuidar este punto, ya que añade retrasos significativos e imprevistos.

Los despliegues incrementales pueden diluir la inversión inicial.

El DLR ofrece una gran escalabilidad en términos de costos y recursos. A PPL le costaría 250000 dólares y unos meses implantar el DLR en otra línea.



Evaluación del potencial de mercado de las GET



La sección 3 evalúa el potencial de mercado de las tecnologías de mejora de la red (GET) en toda América Latina, centrándose en Chile y Colombia como casos representativos. Tras examinar cómo el rápido crecimiento de las energías renovables está creando nuevas limitaciones de transmisión y retos de estabilidad, se presentan las soluciones abordadas por la capacidad dinámica de las líneas y los SC. A partir de las necesidades de estabilidad previstas y de la tasa de congestión de las líneas, se estima el tamaño del mercado de DLR y SC en Chile y Colombia. Posteriormente, se extrapola el tamaño del mercado al conjunto de ALC. También se analizan los beneficios de las GET para los sistemas eléctricos, especialmente en términos de costos evitados.

3.1 Potencial de mercado *en Chile*

3.1.1 Sector eléctrico en Chile

El sector eléctrico de Chile ha crecido rápidamente en capacidad de generación renovable, convirtiéndolo en un líder regional en energía verde. En 2023, el Sistema Eléctrico Nacional de Chile tenía una capacidad total de generación instalada de 37 GW, un aumento del 3,3% desde 2022. Las energías renovables (incluidas las grandes hidroeléctricas) ya representan alrededor del 63% de la generación total de electricidad. La solar y la eólica son las fuentes que han mostrado un crecimiento más acelerado, con la solar aportando por sí sola alrededor del 19% de la generación en 2023 y la eólica el 12%.

Figura 3.1: Capacidad instalada proyectada a largo plazo por fuente en Chile según el PELP 2023¹⁰¹

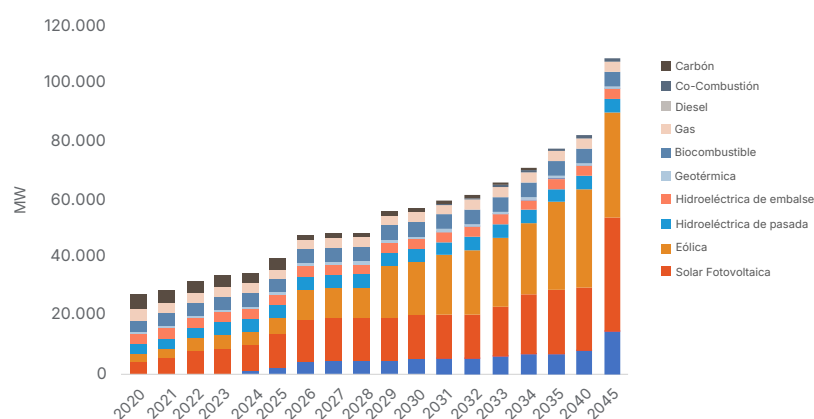
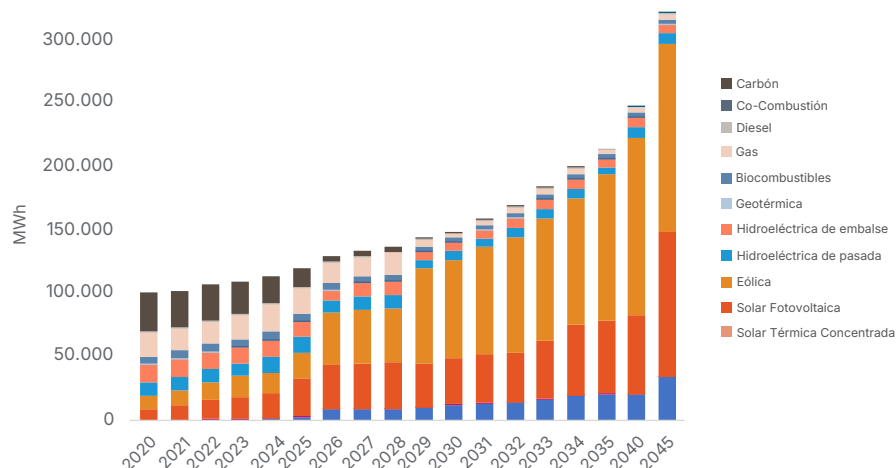


Figura 3.2: Proyección anual a largo plazo por fuente en Chile según el PELP 2023.¹⁰²



¹⁰⁰ Proceso Quinquenal PELP 2023-2027, Ministerio de Energía, 2023, [\[link\]](#)

¹⁰¹ Proceso Quinquenal PELP 2023-2027, Ministerio de Energía, 2023, [\[link\]](#)

¹⁰² Proceso Quinquenal PELP 2023-2027, Ministerio de Energía, 2023, [\[link\]](#)

Aunque la energía solar y la eólica serán los principales motores de la nueva capacidad, los proyectos de almacenamiento en baterías, expansión hidráulica y refuerzo de la red también se incluyen en los escenarios de planificación oficiales de Chile. El objetivo de largo plazo de la planificación energética es alcanzar **el 80% de electricidad renovable en 2030¹⁰³** (y el 100% en 2050), aprovechando los abundantes recursos solares, eólicos e hidráulicos del país.

3.1.1.1 Demanda

Recientemente, la demanda de Chile ha crecido 2% anual, pero se prevé que siga una tendencia al alza, impulsada por el crecimiento económico, el sector minero y los esfuerzos de electrificación. El operador del sistema prevé que la demanda siga creciendo con fuerza, y la Comisión Nacional de Energía (CNE) estima que el consumo total aumentará de ~80 TWh en 2024 a ~94 TWh en 2030¹⁰⁴. La carga máxima en 2024 alcanzó los 12 GW¹⁰⁵ y se espera que aumente de forma constante en paralelo con la demanda hasta los 15 GW en 2030¹⁰⁶.

Aunque las previsiones oficiales varían de un año a otro, el consenso es que el sistema eléctrico chileno requerirá una ampliación sustancial tanto de la capacidad de generación como de la infraestructura de la red para cubrir de forma confiable a la demanda, sobre todo a medida que crezcan las zonas industriales y urbanas en el centro y norte de Chile.

3.1.1.2 Combinación de energías

El mix de generación de Chile está en transición hacia las renovables con uno de los ritmos más rápidos de América Latina, con ya 1GW de almacenamiento en baterías y alcanzando los 2GW en 2026¹⁰⁷. **Los 37 GW** de capacidad instalada a principios de 2025 incluyen:

Solar y eólica: 46% de la generación (31% solar, 15% eólica)

Energía hidroeléctrica (grande + pequeña): 21% de la producción

Térmica (carbón, gas, gasóleo): 31% de la producción

Otras renovables (biomasa, geotérmica, etc.): 2%

Para 2030, la planificación oficial indica una capacidad total de **52 GW**, la mayor parte en energía solar fotovoltaica (14,8 GW - 29%) y eólica (18 GW - 35%). Este aumento de la generación de energía renovable implica una cuota creciente de **recursos basados en inversores (IBR)** en la red.

¹⁰³ Proceso Quinquenal PELP 2023-2027, Ministerio de Energía, 2023, [\[link\]](#)

¹⁰⁴ INFORME TÉCNICO PRECIO NUDO PROMEDIO, CEN, 2024, [\[link\]](#)

¹⁰⁵ Reporte Energético, CEN, 2024, [\[link\]](#)

¹⁰⁶ Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, CEN, 2024, [\[link\]](#)

¹⁰⁷ Reporte Energía Abierta Ciudadana Almacenamiento, CEN, 2024, [\[link\]](#)

Distribución geográfica

Norte de Chile (desierto de Atacama):

Irradiación solar extremadamente alta, grandes parques solares y nuevos proyectos.

Regiones centro-sur: Mezcla de proyectos eólicos (costeros e interiores), hidroeléctricos en el sur y centros de carga industrial en torno a Santiago.

Figura 3.3: Distribución geográfica de la generación en Chile para 2030¹⁰⁸



3.1.1.3 Red de Transmisión

La red de transmisión de Chile es larga y estrecha, reflejo de la geografía del país, con grandes corredores que van de norte a sur para conectar las zonas ricas en recursos con los centros de carga. Según datos del operador del sistema (CEN):

- Existen varios corredores de transmisión de alta tensión (500 kV y 220 kV) que se extienden desde la región del Norte Grande hasta el área metropolitana de Santiago, continuando luego hacia el sur.
- La congestión de la red** se ha convertido en un problema crítico, con una restricción de las renovables ("vertimientos") que superará los 2.600 GWh en 2023, afectando principalmente a la generación solar.
- Se están llevando a cabo o se han propuesto múltiples iniciativas de ampliación de la transmisión a través del "Proyecto de Transición Energética", cuyo objetivo es reforzar la conectividad norte-sur, reducir las congestiones y mejorar la flexibilidad del sistema (incluida una mejor integración del almacenamiento en baterías).

El Gobierno y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) han dado prioridad a acelerar la ejecución de nuevos proyectos de transmisión, pero el rápido crecimiento de las energías renovables variables sigue superando el desarrollo de nuevas líneas de transmisión. Por ello, **las tecnologías de mejora de la red (GET)**, como DLR, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías y los SC, se consideran recursos valiosos a corto plazo para mejorar la capacidad de transferencia, el control de la tensión y la estabilidad del sistema.

¹⁰⁸ Proyecciones Eléctricas y Emisiones - PELP, Ministry of Energy, [\[link\]](#)

Figura 3.4: Estado de las líneas de red en Chile

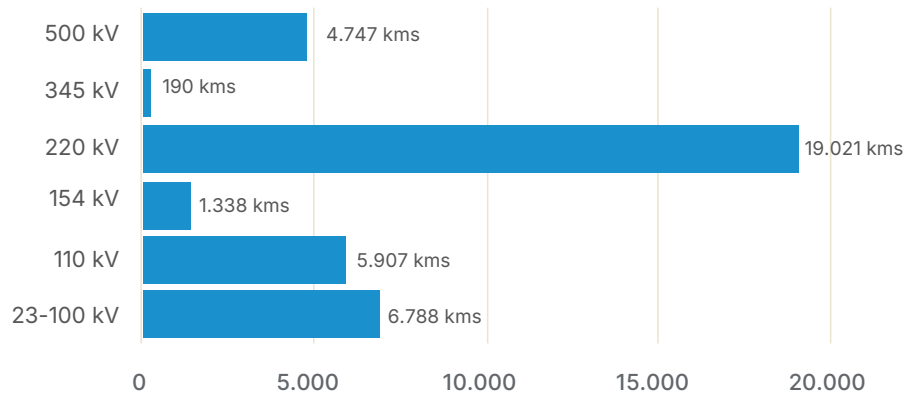


Tabla 12: Características de la red chilena. Fuente: CEN¹⁰⁹

Voltaje (kV)	Número de líneas	Longitud total (km)	Longitud promedio (km)	Porcentaje de longitud (%)	Capacidad promedio [MW]
<100	455	6788	15	17,87%	26
110	283	5907	21	15,55%	87
154	48	1338	28	3,52%	94
220	381	19021	50	50,07%	236
345	1	190	190	0,50%	582
500	16	4747	297	12,50%	1265
Total	1184	37991	32	100,00%	132

3.1.2 Tecnologías de mejora de la red en Chile

3.1.2.1 Proyectos GET existentes o previstos

3.1.2.1.1 Capacidad dinámica de línea (DLR)

Aunque los despliegues comerciales de DLR a gran escala siguen siendo limitados en Chile, los operadores de transmisión han puesto a prueba sistemas de monitoreo en tiempo real en determinadas líneas de 220 kV con alta congestión. Sin embargo, aún no se ha completado ni planificado un despliegue a gran escala en todo el país. Además, a finales de 2022, el Coordinador completó un estudio para identificar las líneas de transmisión candidatas para la monitorización DLR. Este estudio recomendaba líneas específicas para el monitoreo en tiempo real:

- 2x220 kV Ciruelos-Cautín,
- 2x220 kV Andes-Likanantai,
- 2x500 kV Lo Aguirre-Polpaico,
- 2x220 kV Rapel-Alto Melipilla,
- 1x66 kV Los Buenos Aires-Negrete

¹⁰⁹ Infotechnica Instalaciones en Operación, CEN, [\[link\]](#)

Los estudios demostraron que la capacidad dinámica (calculada según la norma IEEE 738 a 25°C) supera la capacidad estática casi el 96% del tiempo¹¹⁰. En las figuras siguientes se presentan ejemplos de la capacidad mejorada estimada para dos de las líneas, la de 2x220 kV Ciruelos Cautin y la de 2x220 kV Andes Likanantai, y en la tabla siguiente se presentan las estimaciones de costos para la línea de 2x220 kV Ciruelos Cautin:

Figura 3.5: Comparación de la capacidad estática de la línea y la capacidad dinámica estimada de la línea.



¹¹⁰ Propuesta de expansión de la transmisión, CEN, 2023, [\[link\]](#)

Tabla 13: *Estimación de costos del proyecto "DLR 2×220 kV línea Ciruelos - Cautín".*

Descripción	Coste Parcial (miles de USD)
COSTOS DIRECTOS TOTALES	378
COSTOS INDIRECTOS TOTALES	102
SUBTOTAL DEL CONTRATO	479
Beneficios del contratista, contingencias, intereses provisionales	38
COSTE TOTAL DEL PROYECTO	517

3.1.2.1.2 Condensadores síncronos (SC)

En Chile, a medida que se retiran las centrales térmicas (sobre todo las de carbón) y crece la porción eólica/solar, cada vez se consideran más los SC para proporcionar **capacidad de cortocircuito** y control de potencia reactiva. Ya se han adjudicado algunas licitaciones de SC en el norte de Chile, sobre todo cerca de grandes centros solares

Como se indica en la sección 2.1.6, la CNE determinó que se necesitaban medidas adicionales de fortalecimiento del sistema para que la red funcionara de forma segura con mayores niveles de penetración de renovables, y un análisis coste-beneficio identificó las soluciones más eficaces

para mantener una robustez aceptable de la red y garantizar un funcionamiento confiable y económico. Este estudio calculó la capacidad de SC necesaria en el norte en un caso base (con una generación síncrona casi nula en las regiones septentrionales y aproximadamente 5-6 GW de generación basada en inversores) y en varios escenarios de redespacho, en los que más unidades térmicas funcionarían en el norte mientras que la generación renovable se reduciría en el centro del país.

La siguiente tabla resume la generación por región y tecnología, para el caso de menor redespacho. En este caso hay un total de 5,2 GW de recursos IBR, con sólo 0,3 GW procedentes de generadores síncronos del norte.

ⁱⁱⁱ Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025, CEN, 2022, [\[link\]](#)

Figura 3.6: **Capacidad en MW, por fuente de energía y por región en Chile, para el caso de menor redespacho¹¹².**

Red	*PV	*Wind	Biogas	Coal	Gas	Geot	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2914	653	0	85	0	18	5	0	12	3687
01- Atacama	1628	28	0	183	0	0	5	0	0	1844
02-Coquimbo	262	456	0	0	0	0	5	0	10	1734
03-Chilquinta-Aconcagua	167	0	0	0	0	0	191	0	0	359
04-Enel distribución	250	0	0	0	15	0	415	0	0	679
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	591	0	0	591
06- Troncal_Qui-Cha	0	146	146	0	398	0	790	0	0	1334
07-Sistema 154 - 66 KV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	0	0	0	1390	3	0	1439
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	2	5
10-Araucanía	0	145	0	0	0	0	62	0	0	207
11-Araucanía 66KV	0	30	0	0	13	0	106	3	0	152
12-SIC-SING	36	99	0	0	0	0	0	0	0	135
12-Zona Interconexión	79	0	0	0	0	0	0	0	0	79
Total	5336	1602	4	268	463	18	4146	10	24	11871

En la tabla siguiente se comparan cuatro escenarios -uno de referencia (sin redespacho) y tres escenarios con incrementos sucesivos de redespacho - que abarcan la generación síncrona/IBR total, la inercia total y los MVA de SC necesarios para cumplir los criterios de fortaleza del sistema.

Tabla 14: **Resultados de la optimización realizada por DlgSILENT para el estudio del Coordinador Eléctrico Nacional sobre condensadores síncronos para la estabilidad del sistema en el norte de Chile¹¹³.**

*Valores calculados no extraídos del informe

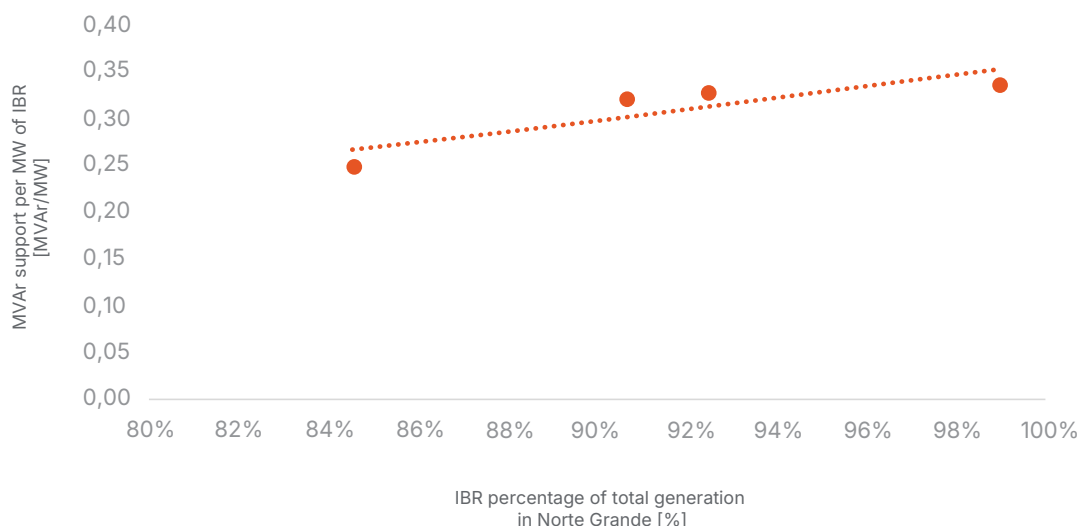
Escenario	Caso base	Pequeño Redispatch	Reenvío medio	Gran Redispatch
Generación total	11866	11871	11881	11900
Cantidad de redespacho [MW]	0	276	352	619
Generación síncrona total [MW]	4633	4909	4985	5252
Térmico [MW]	495	763	848	1094
Hidroeléctrica [MW]	4138	4146	4137	4158
Generación total IBR [MW]	7233	6962	6896	6648
FV [MW]	5575	5336	5336	5168
Eólica [MW]	1658	1626	1560	1480
Porcentaje IBR de la generación total [%]*	61,00%	58,60%	58,00%	55,90%
Inercia total [VAB]	22,5	27,05	28,3	32,6
Segundos de inercia del sistema [s].	1,9	2,3	2,4	2,7
Generación total en Norte Grande [MW]	3602	3687	3772	4018
Solución óptima MVA de Sync. Cond.	1212	1023	988	690
Porcentaje IBR de la generación total en Norte Grande [%]*.	99%	93%	91%	85%
MVA de apoyo SyncCond por MW de generación IBR*.	0,34	0,30	0,29	0,20

¹¹² Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025, CEN, 2022, [\[link\]](#)

¹¹³ Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025, CEN, 2022, [\[link\]](#)

Existe una clara tendencia entre la cantidad de MVar de apoyo por MW de generación basada en inversores y el porcentaje de generación total suministrada por inversores en regiones eléctricamente remotas. La necesidad de MVar es proporcional a la generación total y a la proporción entre IBR y generación síncrona.

Figura 3.7: Capacidad óptima de MVar del condensador síncrono necesaria para la estabilidad en el norte de Chile para distintos porcentajes de IBR de la generación local total.



El apoyo en MVar necesario por MW de generación total varía en función de la proporción de generadores síncronos frente a los IBR, oscilando entre 0,25 MVar/MW y 0,35 MVar/MW. A efectos de este análisis, **se supone una necesidad media de 0,3 MVar/MW.**

En general, se espera que surjan problemas de inercia y capacidad de cortocircuito cuando las IBR representen más del 60% de la generación instantánea. Sin embargo, es crucial entender que este umbral del 60% no se refiere a la generación de todo el país, sino a condiciones localizadas. **En regiones donde los IBR están muy concentrados y la red es relativamente débil** -como Atacama en Chile, La Guajira en Colombia o el noreste de Brasil- **los problemas de estabilidad pueden surgir antes.** Esto es especialmente cierto cuando estas IBR están eléctricamente alejadas de la generación síncrona convencional.

3.1.2.2 Resultados de la licitación

3.1.2.2.1 Condensadores síncronos

Se convocó un concurso público para prestar los servicios para fortalecer la capacidad de cortocircuito. Los proponentes presentaron ofertas detallando (a) el tamaño del condensador síncrono o equipo relacionado (en MVA), (b) la capacidad de cortocircuito (SCL) en el punto de interconexión, y (c) los costos anualizados, tanto para el servicio en sí como para cualquier obra de interconexión necesaria. El conjunto final de ofertas adjudicadas figura en el cuadro siguiente:

Tabla 15: Resultados financieros de la licitación de condensadores síncronos en Chile. ¹¹⁴.

Desarrollador	Capacidad nominal [MVA]	SCL en la interconexión [MVA].	Coste anualizado del servicio [USD]	Coste anualizado de interconexión [USD]
Total de 5 ofertas ganadoras	1005.5625	8044.5	46,565,020.00	296,212.00
Lo que se espera del CBA	1023	6817	22,305,566.43	NA
Costos evitados anualizados	NA	NA	80,499,047.92	NA



Se adjudicó un total de 1.006 MVA de nueva capacidad nominal, correspondientes a más de 8.000 MVA de capacidad de cortocircuito en los puntos de interconexión, con un coste de servicio anualizado agregado de aproximadamente 46,6 millones de USD y un importe anualizado adicional de 296.000 USD en concepto de gastos de interconexión. Aunque estas propuestas adjudicadas superan en unos 22,3 millones USD la estimación de referencia del análisis coste-beneficio (1.023 MVA). por , reflejan diversas consideraciones prácticas como diseños específicos de emplazamientos, financiación, opciones tecnológicas y riesgos asociados. No obstante, los costos anuales evitados para el sistema -principalmente la reducción de la generación térmica forzada- se estiman en unos 80,5 millones de dólares, por lo que, a pesar de unos costos de servicio superiores a los previstos, el beneficio neto global sigue siendo muy positivo.

Esta situación se hará más representativa en las redes de ALC, a medida que entren más renovables en el sistema, primero las regiones con alto potencial de FER verán varias horas en las que la generación síncrona se ve totalmente desplazada por la generación IBR, y luego a nivel de sistema habrá necesidad de proporcionar robustez al sistema, ya sea mediante métodos operativos convencionales, como el redespacho de generación térmica fuera de mérito o mediante la obtención de servicios auxiliares de SC, inversores formadores de red u otras tecnologías que proporcionen inercia real y capacidad de corriente de cortocircuito al sistema.

¹¹⁴ 19_231-198_Acta Apertura Oferta Económica, CEN, 2024, [\[link\]](#)

En el caso de la región del Norte Grande de Chile, la solución óptima era de **0,3MVA de apoyo por cada MW de generación IBR**.

Principales características de la licitación chilena 2024 de Condensadores Síncronos (análisis completo disponible en) 2.1.6.1

Marco tecnológico restringido: Sólo se admitían condensadores síncronos, ya fueran máquinas nuevas o reconversiones de unidades térmicas; se excluían todas las opciones de electrónica de potencia de formación de red.

Reglas cuantitativas de entrega: los objetivos nodales agregados fueron Ana María 2 774 MVA, Nueva Chuquicamata 543 MVA, Likanantai 1 773 MVA e Illapa 1 728 MVA.

Flexibilidad de ubicación: Los proponentes podían conectarse en cualquier lugar dentro de una zona de influencia definida por el CEN si los estudios de flujo de energía demostraban que $\geq 40\%$ de su corriente de fallo llegaba al menos a uno de los cuatro nodos, lo que permitía contribuciones entre subestaciones y la optimización de la cartera.

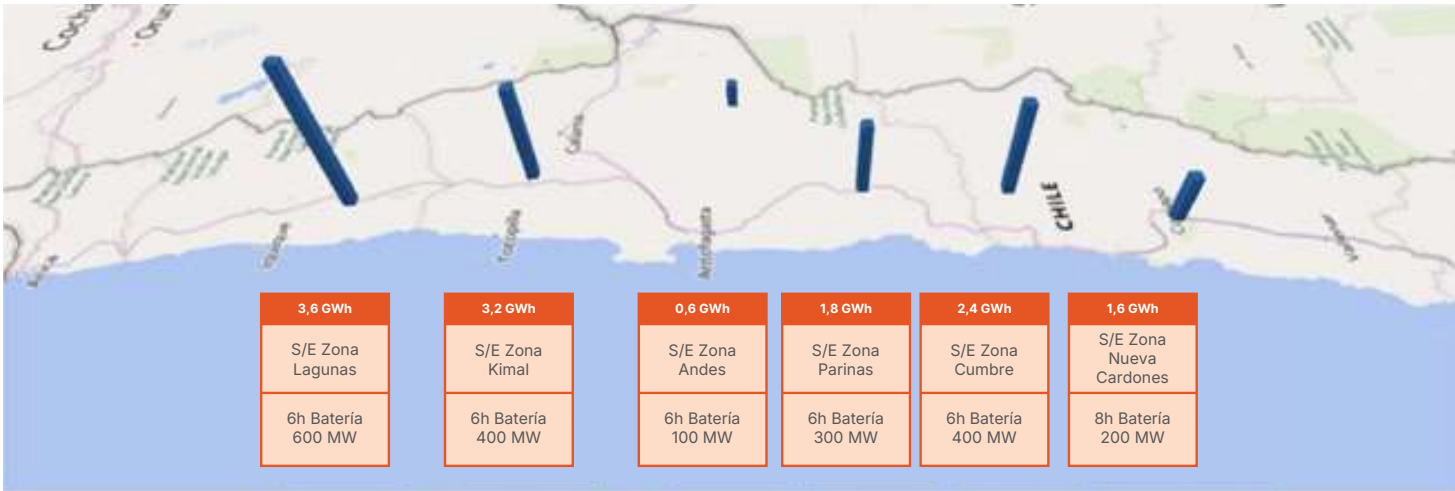
Evaluación con límite de costos: Las ofertas que superaban cualquiera de estos límites se descartaban antes de la optimización económica, y el algoritmo del CEN seleccionaba el paquete de menor coste que maximizaba la cobertura del cortocircuito (aunque sólo fuera parcialmente).

Estructura y duración del contrato: Los proyectos ganadores reciben un pago de servicio anual regulado (VASC) más el reconocimiento de cualquier trabajo de conexión (VAPC) durante la vigencia del contrato de servicio, lo que proporciona seguridad de ingresos a largo plazo a cambio de una disponibilidad de corriente de fallo garantizada

3.1.2.2.2 Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

El impulso de Chile hacia el aumento de las energías renovables y la retirada gradual de las centrales térmicas ha suscitado un creciente interés por los sistemas de baterías como activos de transmisión. Un estudio de almacenamiento de energía para la red nacional, Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN (agosto de 2023), indica que baterías estratégicamente situadas pueden aliviar las congestiones de transmisión, proporcionar capacidad de cortocircuito y reducir el vertimiento de las renovables.

Figura 3.8: Necesidades de baterías identificadas para 2026¹¹⁵.



2.000 MW para 2026: La modelización muestra que añadir 2.000 MW de almacenamiento en baterías de litio para 2026 podría reducir vertimiento de energías renovables hasta en un 40% y producir unos beneficios netos para todo el sistema de unos **513 millones de dólares** en valor actual neto (VAN)¹¹⁶.

13,2 GWh de almacenamiento: El mismo análisis identifica una capacidad óptima de baterías de larga duración de aproximadamente 13,2 GWh en las regiones septentrionales, con una inversión inicial estimada de **3.100 millones de dólares**¹¹⁷.

Alivio de la congestión de transmisión: Desplegados como solución de transmisión, estos sistemas de baterías pueden desplazar la energía de los periodos valle a los periodos punta, reduciendo así la necesidad de nuevas líneas o de redespacho forzosa de las unidades térmicas.

Servicios de red: Además de aliviar la congestión, las tecnologías de baterías de formación de red pueden suministrar apoyo de tensión, regulación de frecuencia y capacidades

de arranque en negro, mejorando así la seguridad general del sistema.

En conjunto, estos resultados ponen de relieve el sólido potencial de los proyectos de baterías a gran escala como activos de transmisión eficientes en Chile, con beneficios inmediatos para el sistema en forma de reducción de los costos operativos, mejora de la integración de las energías renovables y refuerzo de la confiabilidad de la red.

3.1.2.2.3 Dispositivos FACTS (por ejemplo, SVC, STATCOM)

El empeño de Chile por mejorar la confiabilidad de la red y optimizar los flujos de energía ha estimulado una creciente demanda de soluciones FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Recientemente se han aprobado dos importantes proyectos basados en FACTS: uno en el corredor de 220 kV Ciruelos-Nueva Pichirropulli y otro en las líneas de 220 kV Las Palmas-Centella. En conjunto, los costos de inversión previstos superan los 57 millones de dólares. Además de aumentar la capacidad de las líneas, por ejemplo, permitiendo la compensación dinámica de reactancias de 4,7 Ω a 19,5 Ω), estos

¹¹⁵ Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN, CEN, 2023, [\[link\]](#)

¹¹⁶ Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN, CEN, 2023, [\[link\]](#)

¹¹⁷ Estudio de Almacenamiento de Energía en el SEN, CEN, 2023, [\[link\]](#)

proyectos demuestran el papel fundamental de la tecnología FACTS para aliviar la congestión e integrar nuevas energías renovables sin necesidad de construir nuevas líneas de gran envergadura. Con la modernización en curso de la red chilena y un marco regulador claro que exige el acceso abierto y la preparación para futuras ampliaciones, se esperan nuevos despliegues de FACTS. Esto crea un mercado creciente para los proveedores de tecnología y los inversionistas que buscan una rentabilidad sólida de los activos de transmisión avanzados.

3.1.3 Necesidades futuras de los GET

La gran cartera de proyectos renovables de Chile implica una necesidad creciente de soluciones innovadoras para aliviar la congestión, aumentar la capacidad de transferencia y mantener la estabilidad. En concreto, los siguientes factores impulsan las inversiones en GET:

1. Alto porcentaje de IBR

- Para 2030, Chile se ha fijado como objetivo un 80% de generación renovable. Se prevé que una parte significativa de la nueva capacidad sea eólica (35%) y solar (29%), basada en inversores. Estas fuentes no proporcionan de por sí inercia al sistema ni capacidad de cortocircuito, lo que puede dar lugar a lagunas de confiabilidad, a menos que se construyan utilizando inversores con capacidad de formación de red.

2. Cuellos de botella y congestiones de la transmisión

- El vertimiento de la energía solar ha aumentado en los últimos años, principalmente debido a la limitada capacidad de las líneas en el corredor

Norte-Centro. Un despliegue más rápido de **DLR**, monitoreo avanzado o dispositivos de control del flujo de energía puede aliviar parcialmente estas limitaciones sin esperar a la modernización completa de las líneas.

3. Necesidades de regulación de voltaje y capacidad de cortocircuito

- A medida que se retiran las centrales térmicas más antiguas, la red pierde la generación síncrona que tradicionalmente proporcionaba apoyo a la tensión, capacidad de cortocircuito e inercia.

4. Desajuste geográfico de la oferta y la demanda

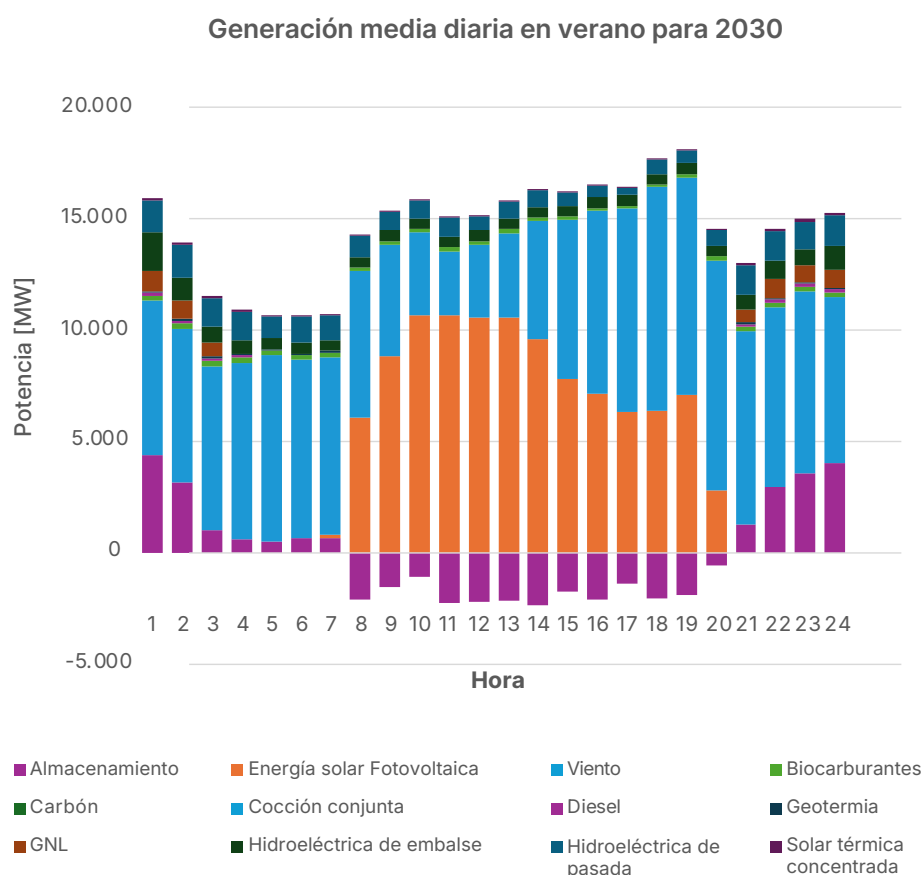
- Los recursos solares se concentran en el norte, los eólicos tanto en el norte como en el sur, y los principales centros de consumo cerca del centro de Chile. Este desajuste estresa aún más los principales corredores de transmisión.

3.1.3.1 Tamaño potencial del mercado de tecnologías que aumentan la fortaleza del sistema

Utilizando las estimaciones calculadas con los datos de las licitaciones (0,3 MVar necesarios para 1 MW de flujo de energía IBR), se puede hacer una estimación aproximada de las necesidades futuras de Chile. Basándose en la curva de generación horaria proyectada por el CEN para el escenario carbono neutral a 2030, se puede estimar la necesidad de MVar.

¹¹⁸ Proyecciones Eléctricas y Emisiones – Proceso Quinquenal PELP 2023-2027, Ministerio de Energía, [\[link\]](#)

Figura 3.9: Curva de generación diaria proyectada para 2030 en Chile



Se prevé que las turbinas eólicas y los paneles solares aporten aproximadamente el 93% de la generación en horas punta en 2030, es decir, 16,8 GW, como se muestra en Figura -3. Sin embargo, se prevé una **heterogeneidad geográfica** en Chile, con unos 10,8 GW de capacidad IBR cohabitando con 8 GW de capacidad hidroeléctrica en el Sur y 22 GW de capacidad IBR en el Norte¹¹⁹. Según el perfil de generación previsto, sólo 1 GW de capacidad hidroeléctrica proporcionaría energía en hora punta. Sin embargo, el resto de la capacidad hidroeléctrica podría proporcionar apoyo a la red funcionando como SC. Por lo tanto, **en la estimación de las necesidades futuras de SC sólo se tienen en cuenta las generaciones IBR del Norte**. Para ello, se consideran distintos escenarios de generación, ya que la capacidad IBR total instalada (32,8 GW) supera con creces la generación punta (16,8 GW):

Caso base: el reparto de la generación IBR entre el norte y el sur es **proporcional a la distribución de la capacidad instalada**. En la práctica, la región norte aportaría 11,3 GW en horas punta (factor de capacidad de aproximadamente el 51%).

Generación Norte elevada: debido a la intermitencia y variabilidad del IBR, la generación en el Norte es superior a la del caso base, proporcionando 13,2 GW en horas punta (factor de capacidad del 60% en el Norte).

¹¹⁹ Localización de infraestructura de generación, PELP 2023-2027, Ministerio de Energía, [\[link\]](#)

Baja generación en el Norte: la generación IBR en el Norte es inferior a la del caso base, proporcionando 10 GW en horas punta (factor de capacidad del 45% en el Norte). La menor generación podría atribuirse a la intermitencia de la generación renovable al redespacho.

Las necesidades de SC para estos escenarios de generación se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 16: Estimación de las necesidades de MVAR en Chile para diferentes escenarios de generación

	Base	Generación High North	Generación Norte Baja
Generación de IBR en el Norte (GW)	11.3	13.2	10
Apoyo necesario (GVAR) ¹²⁰	2,4 ± 0,6	3,0 ± 0,7	2,0 ± 0,5
Coste de inversión en SC (2025 millones USD) ¹²¹	270	900	600

Si la hidroeléctrica no pudiera proporcionar apoyo en la región sur de Chile, por ejemplo, debido a condiciones hidrológicas críticas (o, de forma similar, si la generación del IBR fuera proporcionada en su totalidad por las capacidades del norte en el peor escenario), las necesidades de apoyo de los SC ascenderían a 4 GVAR, o a un coste de inversión de 1200 millones de USD.

Chile necesitaría realizar una inversión de entre 600 y 1.200 millones USD para 2 GVAR - 4 GVAR de SC. La estimación del caso base se sitúa en torno a los 720 millones USD para 2,4 GVAR de capacidad adicional de SC, lo que coincide estrechamente con la estimación del CEN para 2022 de 2,6 GVAR¹²².

Chile necesitaría llevar a cabo el equivalente a 3 nuevas licitaciones para 1.000 MVAR de SC (que tuvieron un resultado de USD 46 millones de costo anualizado para 1GVAR de SCs), como la que realizaron en 2024, o ~ 1,15 USD/MWh¹²³ si se distribuyen uniformemente para la demanda proyectada. Para contextualizar, en marzo de 2025 un consumidor regulado paga aproximadamente 13 USD/MWh (13 CLP/kWh) en concepto de tarifas de transmisión y 190 USD/MWh en total, por lo que esto supondría un aumento del 8% en los costos de transmisión o del 0,6% en las facturas de energía.

Además, **otras tecnologías (GFC, STATCOM, SVC, etc.) pueden competir con los SC** en la prestación de servicios auxiliares de estabilidad. No obstante, los SC siguen siendo una solución fiable y de efectividad probada, especialmente preferida por los operadores de sistemas para combinar con altos niveles de energía eólica y solar.

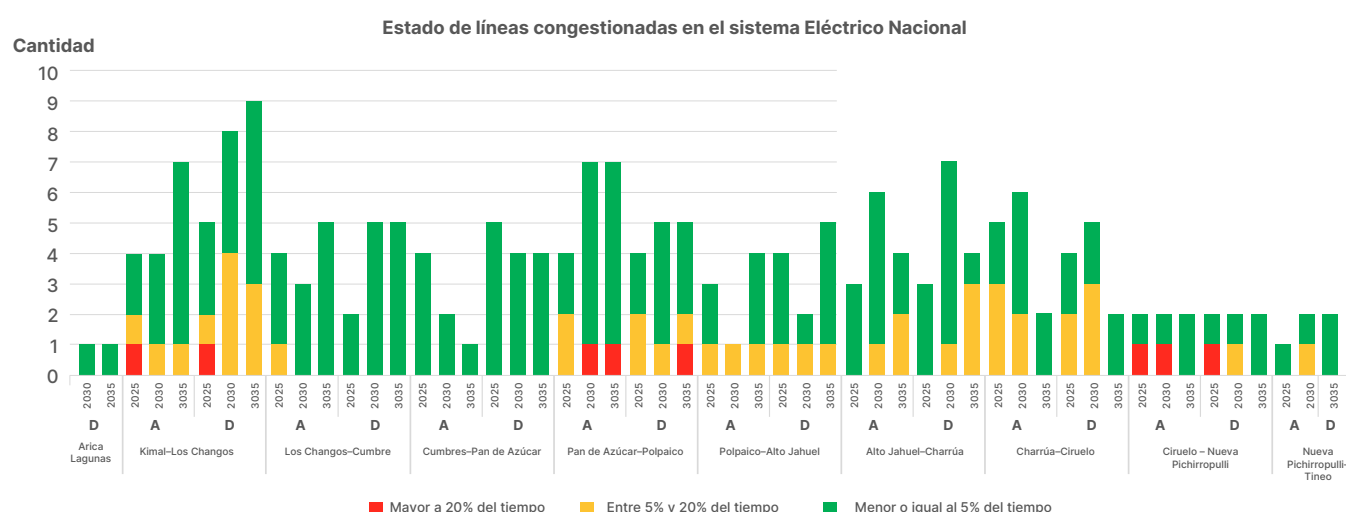
¹²⁰ Calculado como 0,3 GVAR por GW menos 1 GVAR de las SC existentes licitadas en 2024 (Tabla)¹⁴
¹²¹ Suponiendo un coste de 300 000 USD por MVAR para las SC.
¹²² Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN, CEN, 2022, [\[link\]](#)
¹²³ Cálculo basado en una demanda total anual de 120 TWh para Chile, suponiendo unos costos similares de 46 millones de USD por GVAR.

3.1.3.2 Tamaño potencial del mercado de DLR

La congestión recurrente de la red (más de 2.600 GWh de restricción en 2023) muestra el potencial de inversión en DLR costo-efectivos. Dada la geografía (largas líneas que conectan el norte con los centros de carga centrales), la DLR puede:

- Aumentar la capacidad de transferencia en condiciones meteorológicas favorables (por ejemplo, temperaturas ambiente más bajas en determinadas regiones).
- Reducir las congestiones permitiendo que fluya más energía solar/eólica en tiempo real.
- Aplazar o complementar los proyectos de grandes líneas.

Figura 3.10: Congestión prevista en las líneas de transmisión por región geográfica en Chile.



La Figura 310 ilustra el número previsto de líneas de transmisión que se espera experimenten congestión de diferente duración: menos del 5% del tiempo, entre el 5% y el 20% del tiempo, y más del 20% del tiempo. En total, 73 líneas sufrirán algún nivel de congestión, 58 de ellas menos del 5% del tiempo. Las líneas con congestión prolongada pueden justificar intervenciones importantes como la repotenciación o nuevas infraestructuras. Sin embargo, en el caso de las líneas congestionadas sólo un 5% del tiempo, es probable que las mejoras tradicionales arrojen una rentabilidad negativa de la inversión. En cambio, DLR puede aportar beneficios netos positivos. Por ejemplo, si la DLR aumenta la capacidad de una línea congestionada de 200 MW en un 20%, aliviaría la congestión en 40 MW. Suponiendo que la línea esté congestionada el 2,5% de las horas del año y que el coste de la congestión sea de 70 USD/MWh¹²⁴, esto se traduciría en un ahorro anual de 600.000 USD.

Dadas estas condiciones, el potencial de mercado de la DLR es significativo, dada la creciente integración de las energías renovables y la necesidad de optimizar la infraestructura de transmisión existente.

Suponiendo una tasa de adopción del 50%¹²⁵ (correspondiente a las líneas menos congestionadas) y

¹²⁴ Coste marginal de una turbina de gas de ciclo combinado típica en Chile. Deducido a partir de los precios marginales históricos. Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, [\[link\]](#)

un coste estimado de 250 000 USD por línea¹²⁶, el potencial de mercado de la DLR asciende aproximadamente a 9 millones USD para el CAPEX de los sistemas monitoreo de las líneas ($73 * 0,5 * 250.000$). Además, la implantación de un sistema centralizado añade entre 1 y 2 millones de dólares adicionales¹²⁷ en gastos de capital por adoptante de la tecnología. **En conjunto, el potencial total de inversión en DLR en Chile podría alcanzar los 12 millones de USD¹²⁸**, lo que representa una oportunidad convincente para la optimización de la red y la gestión rentable de la congestión.

Resumen de las entrevistas realizadas sobre el potencial de las GET en Chile

1. Para la filial chilena de Engie, los GET son esenciales para lograr la confiabilidad en medio del retiro progresivo del carbón y la creciente integración de las energías renovables. Engie Chile sigue de cerca las próximas licitaciones en busca de oportunidades.
2. La Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile ve un valor creciente en las GET -como almacenamiento, DLR, controladores de flujo y SC- debido a las limitaciones geográficas, las necesidades urgentes de la red y el rápido ritmo de integración de las renovables. La estrecha geografía de Chile y el difícil entorno de permisos hacen que la expansión tradicional de la red sea lenta y conflictiva desde el punto de vista social. Por ello, las soluciones no tradicionales resultan cada vez más atractivas.

3.1.4 Impacto previsto de los GET en Chile

3.1.4.1 Condensadores síncronos en Chile

En Chile, los SC pueden proporcionar la corriente de cortocircuito, la inercia y el control de tensión necesarios para integrar grandes cantidades IBR con el fin de alcanzar los objetivos del país en materia de energías renovables: un 80% para 2030 y un 100% para 2050. Al suministrar corriente de cortocircuito, las SC ayudan a mantener perfiles de tensión estables, especialmente en zonas dominadas por tecnologías solares y eólicas de seguimiento de red que requieren una fuerte "fuerza de red" para evitar oscilaciones en condiciones de red débil. Además, su contribución a la inercia contribuye a la estabilidad de la frecuencia limitando los cambios rápidos en la frecuencia del sistema cuando se producen fluctuaciones en la carga o en la producción renovable. Por último, su función de control de la tensión garantiza una estabilidad confiable del ángulo de fase y protege los equipos de transmisión, mejorando así la eficiencia y robustez generales de la red.

En el caso de los SC ya licitados, permitirán operar con menos del 5% de generación térmica en el norte del país, rico en renovables. Sin los servicios que prestan, este porcentaje tendría que aumentar. En los escenarios de 2027, los costos evitados

¹²⁵ El índice de adopción en el país más avanzado (Bélgica) con DLR es de aproximadamente el 30% de toda la red, según una entrevista con Ampacimon. Para la estimación aquí realizada, sólo se tienen en cuenta las líneas que pueden congestionarse en un futuro próximo, por lo que la tasa de adopción se estima en el 50%, superior a la tasa global. Volviendo al conjunto de la red, las 36 líneas que se estima que adoptarían el DLR representarían menos del 5% de la red.

¹²⁶ El coste se ha tomado del caso de uso de PPL, sección 2.2. Se refiere normalmente a una línea de unos 50 km de longitud (suponiendo 6 sensores).

¹²⁷ El coste se ha tomado del caso de uso de PPL, sección 2.2. La cifra puede ser inferior en Chile porque PPL se enfrentó a retos para cumplir las normas de la North American Electric Reliability Corporation mientras desarrollaba el sistema central.

¹²⁸ Sólo se tienen en cuenta las necesidades de transmisión a corto plazo (es decir, para 2030). No se incluye el OPEX, que sería de unos 1-3 millones USD/año (estimación basada en el caso de uso de PPL).

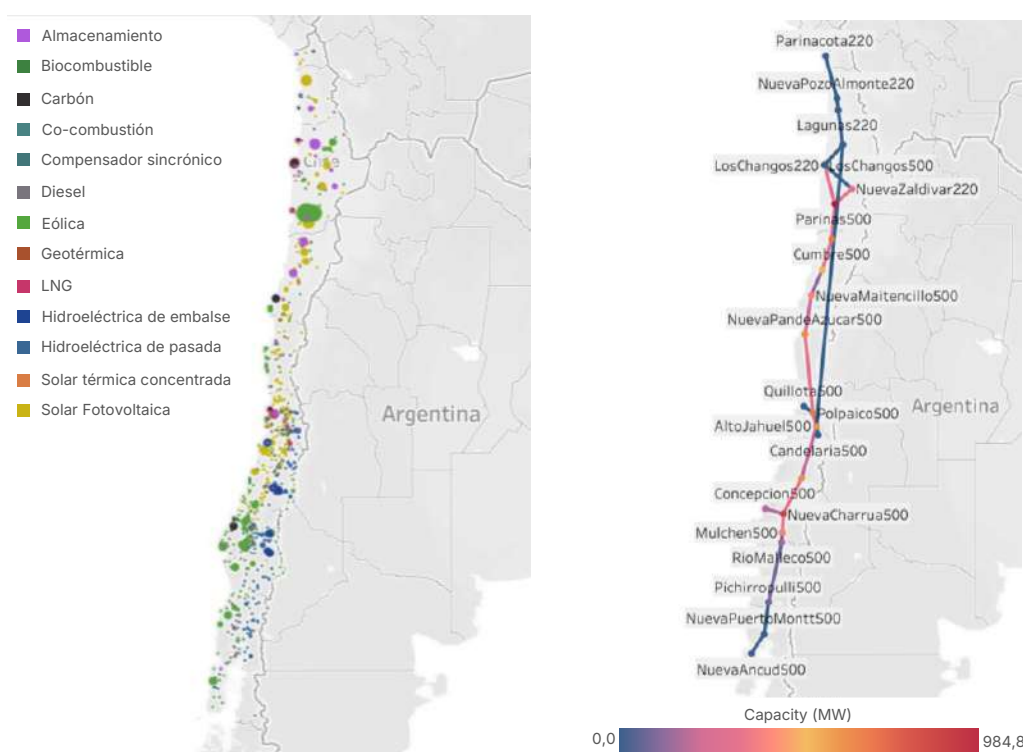
estimados rondan los 80 millones de dólares anuales (véase el apartado 3.1.2.2.1) para los 1 GW de SC ya licitados de.

Para estimar la contribución de las SC a la reducción de emisiones se utiliza un enfoque comparativo. Si el mismo apoyo al sistema lo proporcionaran las máquinas síncronas, un tercio¹²⁹ de la generación renovable proyectada habría sido desplazada por unidades térmicas. La figura 3-11 muestra que Chile proyecta tener 92 TWh de generación solar y eólica en 2030. Entonces, asumiendo una tasa de emisión de 0,434 ton CO₂/MWh¹³⁰ para las unidades térmicas a gas, la implementación de SC habría reducido las emisiones en 13 millones de toneladas de CO₂ por año¹³¹.

3.1.4.2 Capacidad dinámica de líneas (DLR) en Chile

La capacidad adicional que DLR puede proveer depende del microclima de cada línea; en promedio, el DLR puede aumentar la capacidad de una línea en **un 15-20%** por encima de su capacidad estática, con capacidades en tiempo real que superan los valores estáticos al menos **el 90%** del tiempo¹³². Cuando se aplica a los corredores norte-sur de Chile -donde la generación renovable se está expandiendo rápidamente- este margen adicional puede reducir las congestiones y retrasar la necesidad de costosas mejoras en las líneas.

Figura 3.11: Localización geográfica y capacidades de generación por fuente y transmisión y líneas.



¹²⁹ Se trata de una estimación aproximada que refleja el orden de magnitud. Una evaluación precisa habría requerido un modelo dinámico específico.

¹³⁰ 0,96 libras por kWh para las unidades térmicas de gas, fuente: EIA, [\[link\]](#)

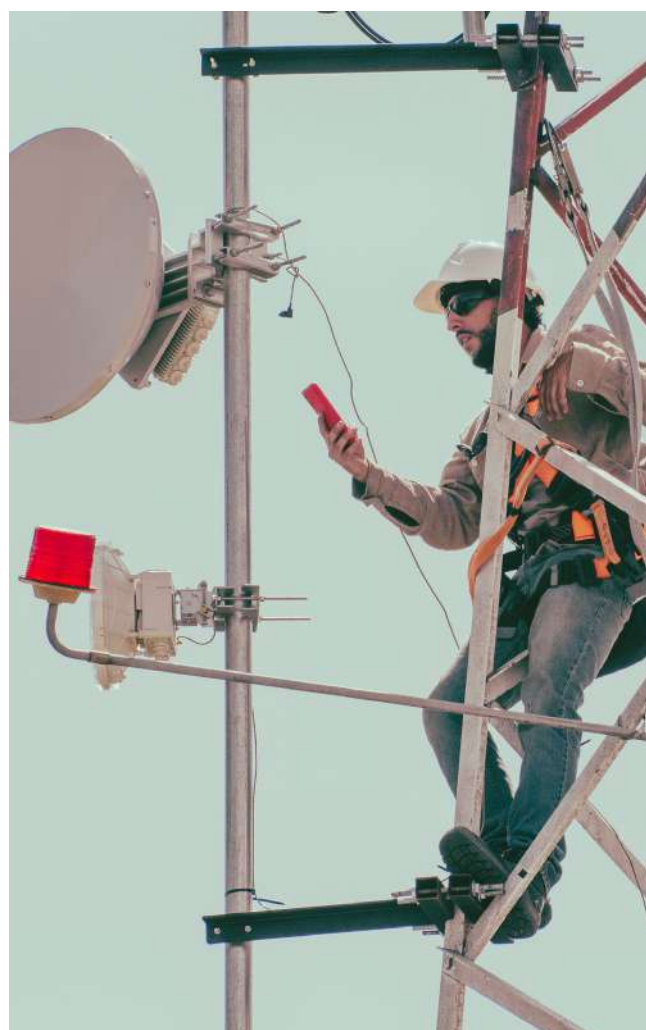
¹³¹ $92 * 1/3 * 0,434 = 13,18$ millones de toneladas de CO₂.

¹³² Propuesta de expansión de la transmisión, CEN, 2023, [\[link\]](#)

Para cuantificar el orden de magnitud de la reducción de los costos de congestión se utilizarán los siguientes supuestos:

- La tasa de adopción del DLR en las líneas congestionadas alcanza el 50% (36 de 73 líneas identificadas)
- Cada línea está congestionada el 2,5% del tiempo al año (219 horas/año)
- Cada línea tiene una capacidad de 200 MW (aproximadamente el valor medio a 220kV) y DLR aumenta la capacidad en 40 MW (20%)
- El coste de la congestión se estima en 70 USD/MWh (con unidades alimentadas por gas en un extremo y por energía solar/eólica en el otro).

Según estas hipótesis, **el despliegue del DLR en 36 líneas reportaría 22 millones de dólares/año¹³³ de reducción de la congestión.**



3.2 Potencial de mercado en Colombia

3.2.1 Sector eléctrico en Colombia

En los próximos años se esperan importantes cambios en el sector eléctrico colombiano. Estos cambios se caracterizan por un aumento de la demanda (16% al 2030), un cambio en la combinación de fuentes de energía (solar y eólica del 23,9% de la capacidad instalada en 2024 al 42,7% en 2030) e importantes ampliaciones de la transmisión. El dinamismo del sector va acompañado de retos para la red, lo que también significa oportunidades de inversión para las GET.

3.2.1.1 Demanda

En Colombia, se prevé que la demanda crezca más de un 16,5%, pasando de 82,4 TWh en 2024 a 96 TWh en 2030 (Tabla). La proyección tiene en cuenta el crecimiento natural de la red, los Grandes Consumidores de Energía (GCE), la Movilidad Eléctrica (ME) y los Recursos Energéticos Distribuidos (GD).

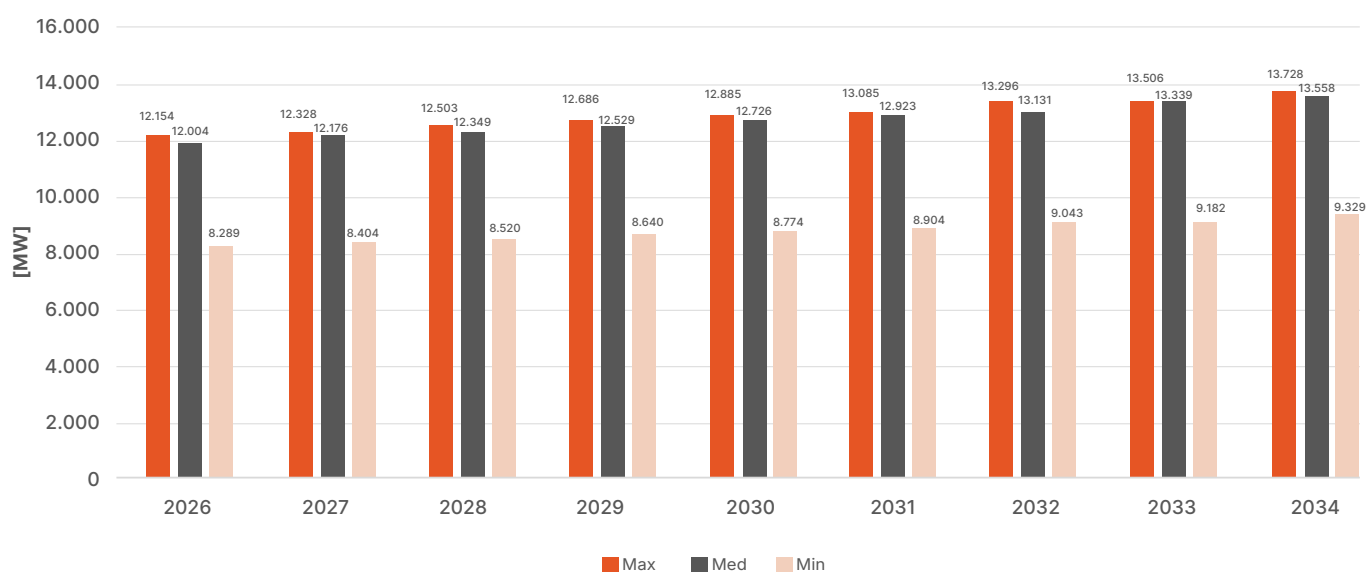
¹³³ Reducción de la congestión = número de horas congestionadas x aumento de capacidad (MW) x coste de la congestión (USD/MWh) x número de línea. Este cálculo corresponde al valor del coste incremental evitado debido a la generación renovable restringida. Un enfoque más común consistiría en evaluar la renta de congestión evitada, pero dado que el mercado chileno tiene un precio único, dicho enfoque no sería pertinente en este caso.

Tabla 17: **Proyección de la demanda para el sistema eléctrico colombiano. También se indican los límites de los intervalos de confianza del 95% y el 68%. Fuente: UPME¹³⁴.**

SIN + GCE + ME + GD_UPME (GWh-año)					
	Esc. medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2024	82.462	82.944	81.981	82.726	82.199
2025	84.967	88.562	81.395	86.393	83.006
2026	88.620	94.093	83.199	91.623	85.644
2027	90.824	97.786	83.942	94.644	87.045
2028	92.611	100.898	84.434	97.158	88.120
2029	94.617	104.130	85.247	99.839	89.469
2030	96.065	106.745	85.561	101.928	90.292
2031	98.040	109.872	86.420	104.537	91.652
2032	100.059	113.016	87.356	107.175	93.071
2033	102.213	116.275	88.493	109.939	94.635
2034	104.844	120.036	89.983	113.382	96.665
2035	107.690	124.010	91.745	116.660	98.912
2036	110.591	128.045	93.556	120.101	101.210
2037	113.992	132.618	95.832	124.233	103.989
2038	117.402	137.201	98.120	128.290	106.778

Se prevé que la carga máxima, que dimensiona la red, crezca de 11 475 MW en 2023¹³⁵ a 12 726 MW en 2030 (escenario medio).

Figura 3.12: **Proyección de la demanda pico en Colombia para diferentes escenarios, hasta 2034. Fuente: XM¹³⁶.**



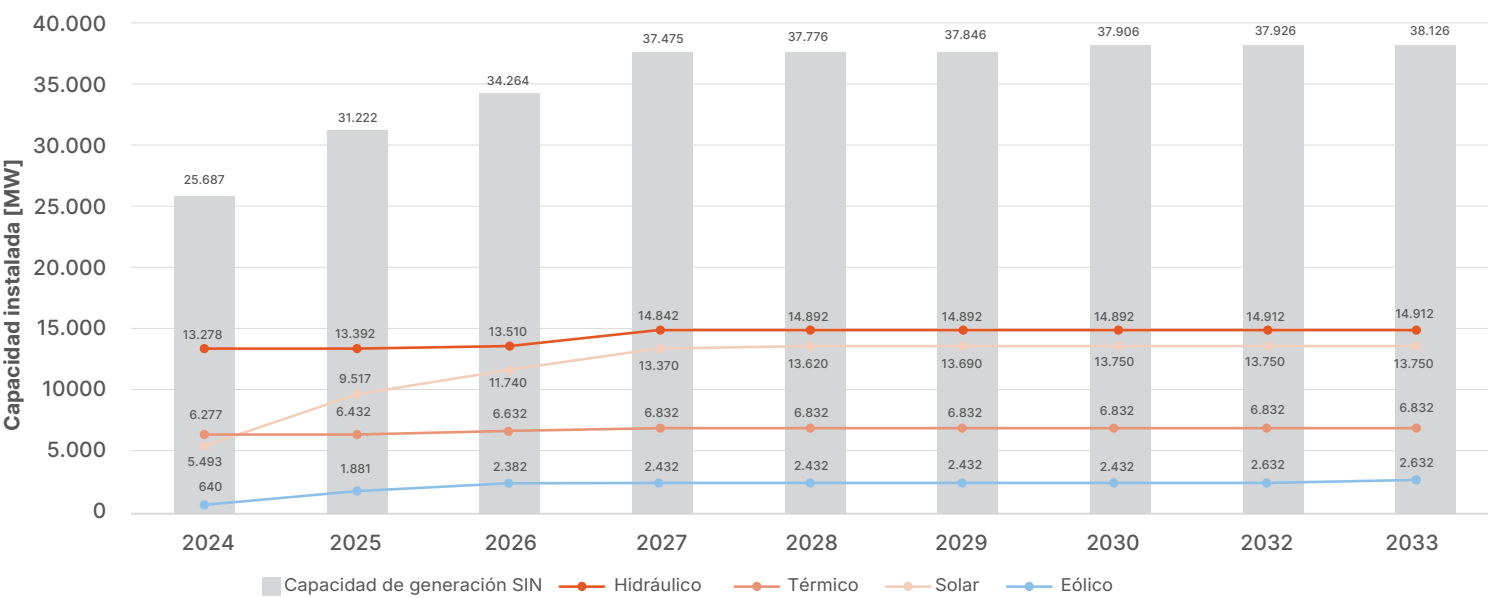
¹³⁴ Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2024 – 2038, UPME, [\[link\]](#)

¹³⁵ Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación y Mercado 2023, XM, [\[link\]](#)

¹³⁶ Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, segundo semestre 2024, XM [\[link\]](#)

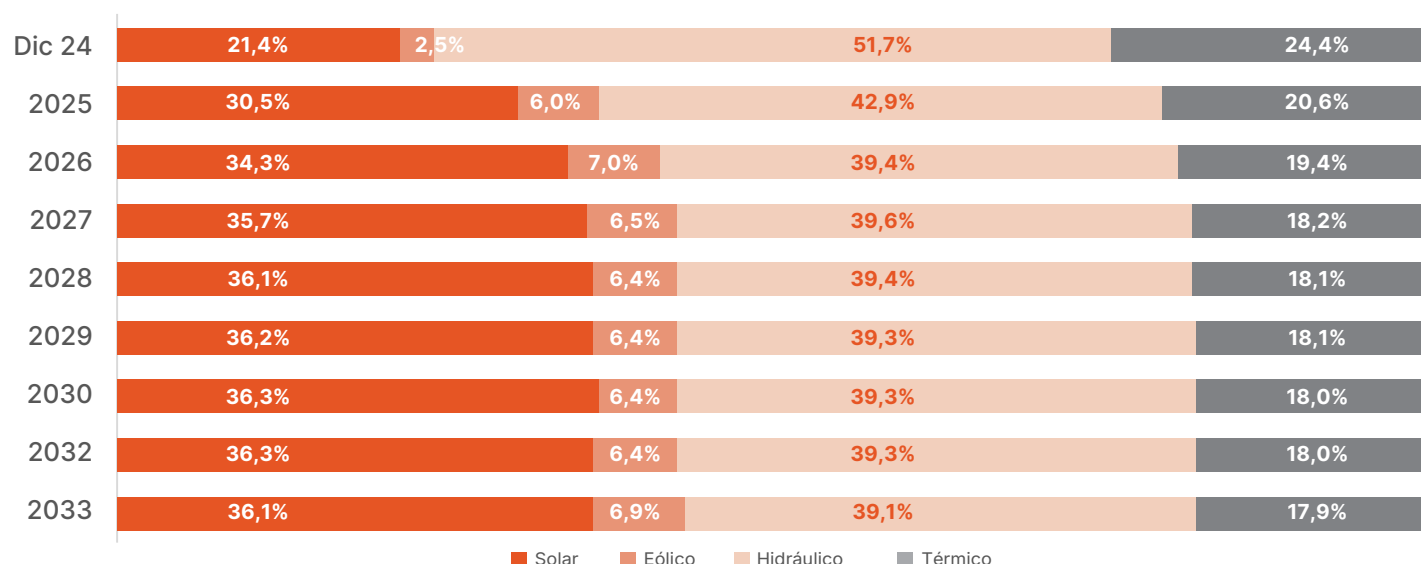
3.2.1.2 Combinación de energías

Figura 3.13: Proyección del mix energético en Colombia, hasta 2034. Fuente: XM¹³⁷



Como respuesta al crecimiento de la demanda, se espera un importante despliegue de capacidad instalada hasta 2030. En 2024, la energía hidroeléctrica representa el 51,7% de la capacidad instalada en Colombia, con 13,3 GW. Las unidades térmicas ocupan la 2ª posición con 6,3 GW (24,4%), seguidas de 5,5 GW (21,4%) de fotovoltaica y 0,6 GW (2,5%) de eólica. Para 2030, mientras que las capacidades hidroeléctrica y térmica permanecen estables, las capacidades instaladas previstas para la fotovoltaica y las turbinas eólicas crecen respectivamente a 13,8 GW y 2,4 GW. **El porcentaje de IBR en la capacidad del sistema pasará del 23,9% en 2024 al 42,7% en 2030.** Los mayores incrementos se habrán producido ya en 2027.

¹³⁷ Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, segundo semestre 2024, XM [\[link\]](#)

Figura 3.14: Proyección del mix energético en Colombia (en %), hasta 2034. Fuente: XM¹³⁸

3.2.1.3 Red de Transmisión

Para conectar de forma fiable las fuentes de generación con los puntos de demanda, es necesario ampliar el sistema de transmisión. En 2025, Colombia cuenta con aproximadamente 27.800 km de líneas eléctricas, distribuidas en diferentes niveles de tensión, como se muestra en Tabla . En la actualidad, la red de 500 kV está compuesta por 29 circuitos y 19 subestaciones. Hasta 2034, se espera que estas cifras aumenten a 39 y 23¹³⁹.

Tabla 18: Líneas eléctricas en Colombia, 2025. Fuente: Artelys, a partir de la base de datos XM¹⁴⁰

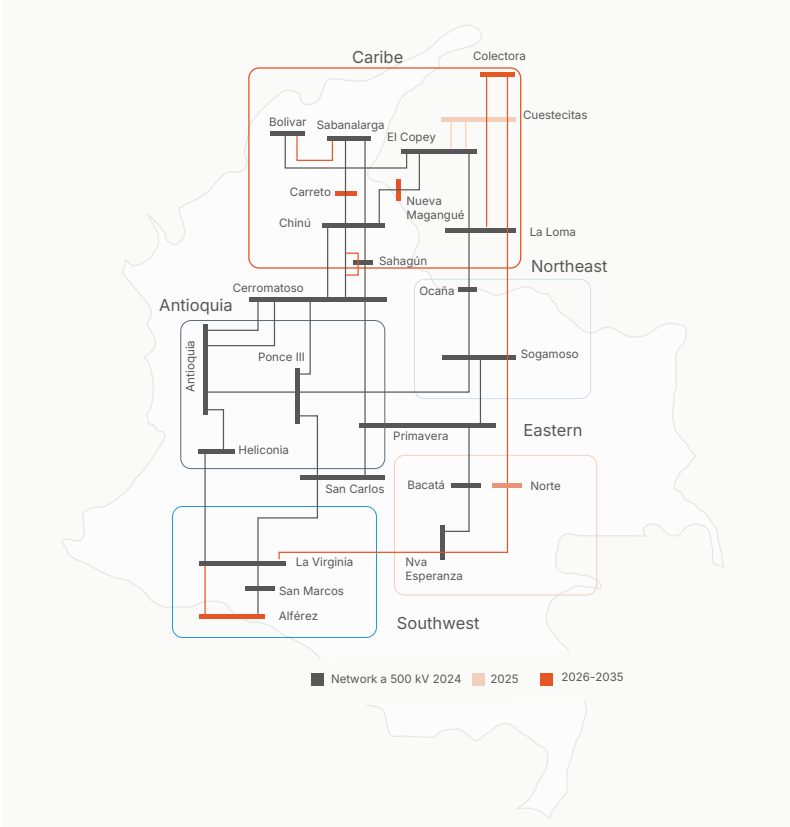
Voltaje [kV]	Número de líneas	Longitud total [km]	Longitud promedio [km]	Porcentaje [%]	Capacidad total [MW]	Capacidad promedio [MW]
34.5	10	33	3	0,12%	187	19
44	4	3	1	0,01%	97	24
57.5	5	44	9	0,16%	166	33
66	28	221	8	0,79%	888	32
110	187	3268	17	11,74%	11343	61
115	404	6441	16	23,14%	27925	69
138	1	15	15	0,06%	89	89
230/220	236	14263	60	51,23%	50933	216
500	29	3549	122	12,75%	31978	1103
Total	904	27837	31	100,00%	123605	137

¹³⁸ Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, segundo semestre 2024, XM [\[link\]](#)

¹³⁹ Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, segundo semestre 2024, XM [\[link\]](#)

¹⁴⁰ Paratec, XM [\[link\]](#)

Figura 3.15: : La red colombiana de 500 kV en 2024, 2025 y 2026-2035. Fuente: XM¹⁴¹



Hay 13 proyectos destacados en marcha para la red de 500 kV. Los proyectos más avanzados podrían entrar en servicio en 2025. La ejecución de estos proyectos añadiría 2.000 km de líneas eléctricas de 500 kV al sistema. En cuanto a las redes de menor tensión (<500 kV), seguirán las inversiones, ya que es necesaria una mayor ramificación de la red para la interconexión de los recursos y la entrega de energía a los consumidores finales.

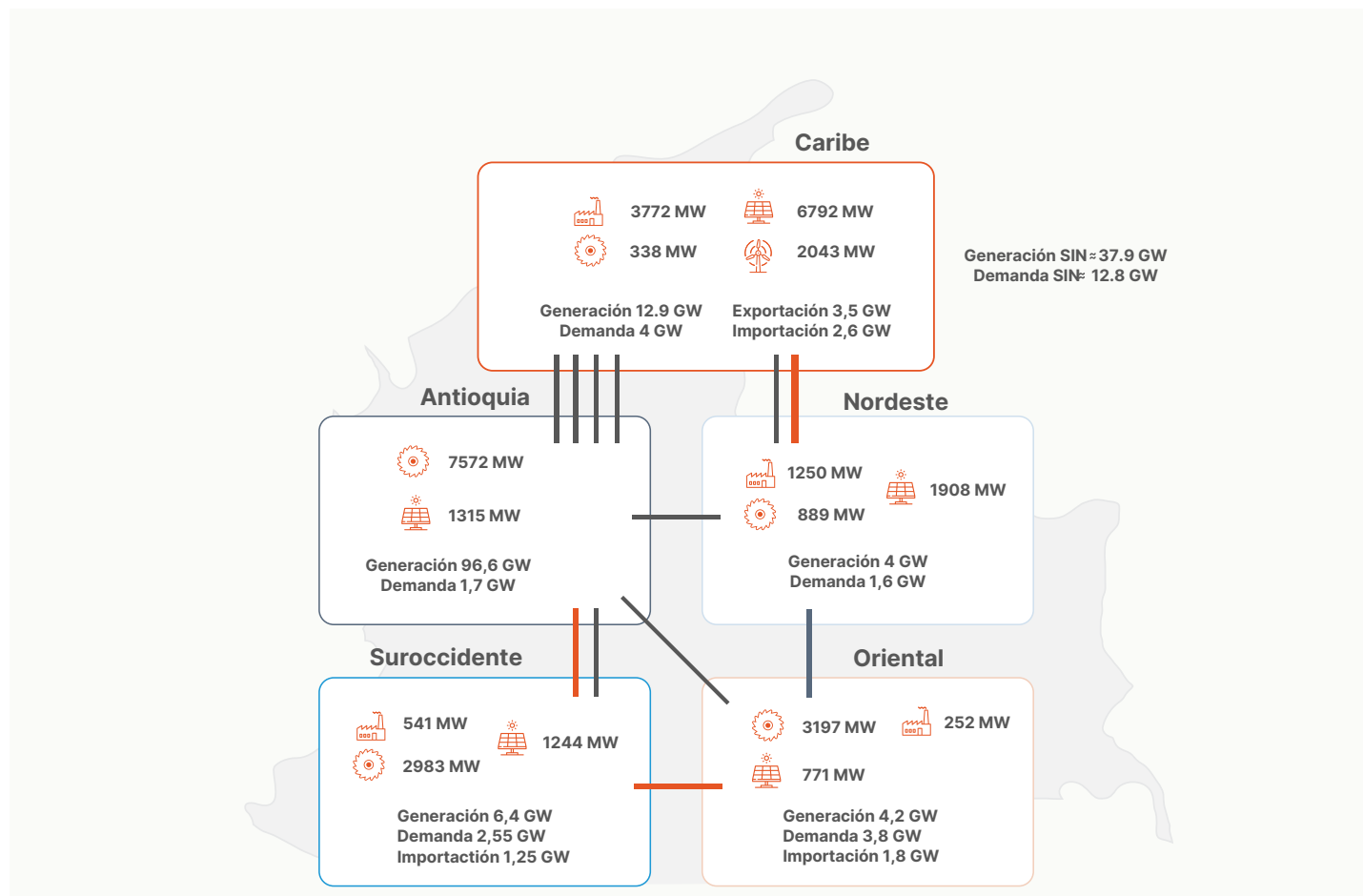
Tabla 19: **Proyectos previstos para la red de 500 kV.** Fuente: XM

Área	Código	Proyecto	km	FPO
Caribe	PTRA00779	El Copey – Cuestecitas 2 500 kV	215	31/01/2025
Oriental	PTRA00075	La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV	190	31/07/2025
Caribe	PTRA00325	Cuestecitas - La Loma 500 kV	220	30/10/2025
Nordeste	PTRA00924	La Loma - Sogamoso 500 kV	200	18/04/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 500 kV	220	31/07/2026
Caribe	PTRA00325	Colectora - Cuestecitas 2 500 kV	220	31/07/2026
Oriental	PTRA00070	Sogamoso – Norte 500 kV	245	31/10/2026
Oriental	PTRA00070	Norte – Nueva Esperanza 500 kV	74	31/10/2026
Suroccidental	PTRA00073	La Virginia – Alférez 500 kV	183	30/09/2026
Caribe	PTRA00482	Cuestecitas - La Loma 2 500 kV	220	27/06/2026
Caribe	PTRA09546	Cerromatoso–Sahagún y Chinú–Sahagún 2 500 kV	-	30/06/2026
Caribe	PTRA01139	Chinú – Carreto y Sabanalarga – Carreto 500 kV	-	31/03/2027
Caribe	PTRA00483	Circuito de transmisión HVDC VSC (UPME)	-	Por definir

¹⁴¹ Informe de planeamiento operativo electrico de largo plazo, segundo semestre 2024, XM [\[link\]](#)

Cabe destacar que 8 de los 13 proyectos se localizan en la región Caribe. El refuerzo del corredor Norte - Sur se explica por la distribución heterogénea de la generación y la demanda. De hecho, la región Caribe, en el norte de Colombia, se convertirá en un punto de concentración de IBR, con una capacidad total instalada de 12,9 GW (incluidos 8,8 GW de IBR) frente a una demanda local de 4 GW, como se muestra en Figura 3.16

Figura 3.16: **Demanda, generación y capacidad de importación/exportación - año 2030. Fuente: XM**



Por último, las únicas rentas de congestión en Colombia se dan en la Interconexión con Ecuador, con 3,4 millones de USD para 2022 y 18 millones de USD para 2023. Por lo tanto, los impactos son menores en la estimación del potencial de las GETs en Colombia¹⁴².

¹⁴² Reporte Integral de Sostenibilidad, Operación y Mercado 2023, XM, [\[link\]](#)

3.2.2 Tecnologías de mejora de la red en Colombia

3.2.2.1 Proyectos GET existentes

Condensador síncrono:

Una licitación en curso busca instalar SC en la región del Caribe. La inercia y la provisión de corriente de cortocircuito son los servicios principales a licitar. Encontrará más detalles en la sección .2.1.6

Capacidad de línea dinámica:

Hasta la fecha, sólo existe un proyecto piloto de DLR en Colombia, que está migrando a un despliegue operativo. Para más detalles sobre el caso, véase la sección2.2.3.1

No obstante, distintas partes interesadas muestran un interés creciente por el DLR, incluidos XM (el operador del sistema) y la Unidad de Planificación Minero Energética (el organismo gubernamental encargado de la planificación de la transmisión). Otros actores privados, como Afinia o EPSA, hicieron una propuesta de DLR ya en 2019.

En febrero de 2024, el Comité de Transmisión del Consejo Nacional de Operación propuso a Transelca, el promotor del proyecto piloto, que presentara sus resultados del proyecto piloto. La valiosa retroalimentación práctica proporcionaría orientación para la futura adopción. El dinamismo y la atención prestados al DLR son importantes, el despliegue operativo requeriría la participación de partes interesadas de diversos sectores.

3.2.3 Necesidades futuras de GET

De la información recogida en la sección anterior se puede derivar una estimación de las necesidades futuras de GET. En resumen, los proyectos colombianos sumarán para 2030:

- 10 GW de energía solar y eólica; la energía solar y eólica representarán el 42,7% de la capacidad total instalada en 2030
- 2000 km de líneas eléctricas de 500 kV
- 14 TWh de demanda anual y 1.000 MW de demanda máxima

Además, XM identificó los elementos limitantes de la red hasta 2034 con simulaciones, que se resumen en la tabla siguiente.

Tabla 20: Elementos limitantes de la red colombiana hasta 2034, sin proyectos de mitigación. Fuente: XM

Región	Líneas con escasez de capacidad en N y N-1	Subestaciones con déficit de SCL	Subestaciones que requieren control de tensión
Caribe	25	26	9
Antioquia	9	5	0
Suroccidental	18	4	1
Oriental	18	13	2
Nordeste	19	4	10
Total	89	52	22

3.2.3.1 Condensadores síncronos

Para estimar la necesidad de SCs en Colombia, se asume que los MVar y SCL de la hidroeléctrica apoyarán la estabilidad en la región de Antioquia, oriente y suroccidente debido a que tienen una capacidad instalada de 13.6GW de Hidroeléctrica contra sólo 3.2GW de Solar, como se muestra en Figura -316. En esta región, el aprovechamiento de los recursos hídricos será probablemente una solución más económica que la construcción de nuevas infraestructuras.

Para las regiones Noreste y Caribe, esta tendencia es la opuesta, la generación en estas regiones será altamente dependiente de IBR y está eléctricamente distante de la mayoría de los recursos hidroeléctricos. En la región se prevé la instalación de aproximadamente 10,7 GW de energías renovables para 2030, como se muestra en Figura -316. En un escenario de alta producción, en el que están produciendo a un pico del 90% de sus capacidades nominales, esto significa **9 GW de generación IBR en una sección débil de la red**. Siguiendo las cifras estimadas a partir de las licitaciones de Chile para el servicio de estabilidad (Tabla14), la necesidad de condensadores síncronos se acercaría a los **2,7 GVar**. A nivel nacional, con una capacidad instalada de 16,1 GW de energía eólica y solar, esto significa que es muy probable que la demanda máxima de 13 GW pueda cubrirse prácticamente al 100% con energía eólica y solar. Si se pudiera cubrir esta **demandas sin recurrir a la energía hidráulica** en las regiones ricas en este tipo de energía, **las necesidades ascenderían aproximadamente a 3,9 GVar**.

Suponiendo un coste de 300 000 USD por MVar¹⁴⁴, el coste total de la solución rondaría **los 810-1.170 millones de USD**.

3.2.3.2 Capacidad Dinámica de Línea

XM identificó **89 líneas con limitación de capacidad** (la mayoría para la red N-1) hasta 2034. No se ha identificado ningún plan de mitigación a largo plazo para estas limitaciones; en su lugar, algunas líneas están cubiertas por soluciones a corto plazo como la redespacho de la generación, el control de la generación y el SPS. Dos aspectos de estas limitaciones favorecen a DLR:

- El plazo es corto; muchas limitaciones podrían materializarse ya en 2026.
- Las limitaciones cubiertas por la solución a corto plazo no plantean un problema crítico de confiabilidad, por lo que el DLR es una solución adecuada¹⁴⁵.

Dado que **Colombia es mucho menos ventosa** que Chile (según el Global Wind Atlas¹⁴⁶), se supone que la tasa de adopción de DLR en las líneas congestionadas es del 30%¹⁴⁷.

Esto corresponde a 27 de las 89 líneas congestionadas. Con unos costos de 250 000 USD/línea¹⁴⁸, el potencial de mercado del DLR se estima en 6,75 millones de USD. Además de los costos por línea equipada, la implantación del sistema centralizado añade aproximadamente entre 1 y 2 millones de dólares a los gastos de capital por adoptante de la tecnología. **El potencial total de inversión en Colombia podría alcanzar los 10 millones de USD¹⁴⁹ for DLR**.

¹⁴³ Incluido el 2º último paso del proyecto Hidroituango, tal y como se explica en el apartado 5.3 de esta fuente: Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo, segundo semestre 2024, XM [\[link\]](#)

¹⁴⁴ De la Tarea 1, sección1.3. También coherente con el caso de uso chileno.

¹⁴⁵ No existen orientaciones sobre cómo debe tenerse en cuenta la DLR en el cumplimiento de las normas de confiabilidad.

¹⁴⁶ Atlas Eólico Mundial, [\[link\]](#)

¹⁴⁷ Bélgica es uno de los países más avanzados en la adopción de DLR.

Según una entrevista con Ampacimon, su tasa de adopción ronda el 30%

¹⁴⁸ El coste se ha tomado del caso de uso de PPL, sección2.2. Se refiere normalmente a una línea de unos 50 km de longitud (suponiendo 6 sensores).

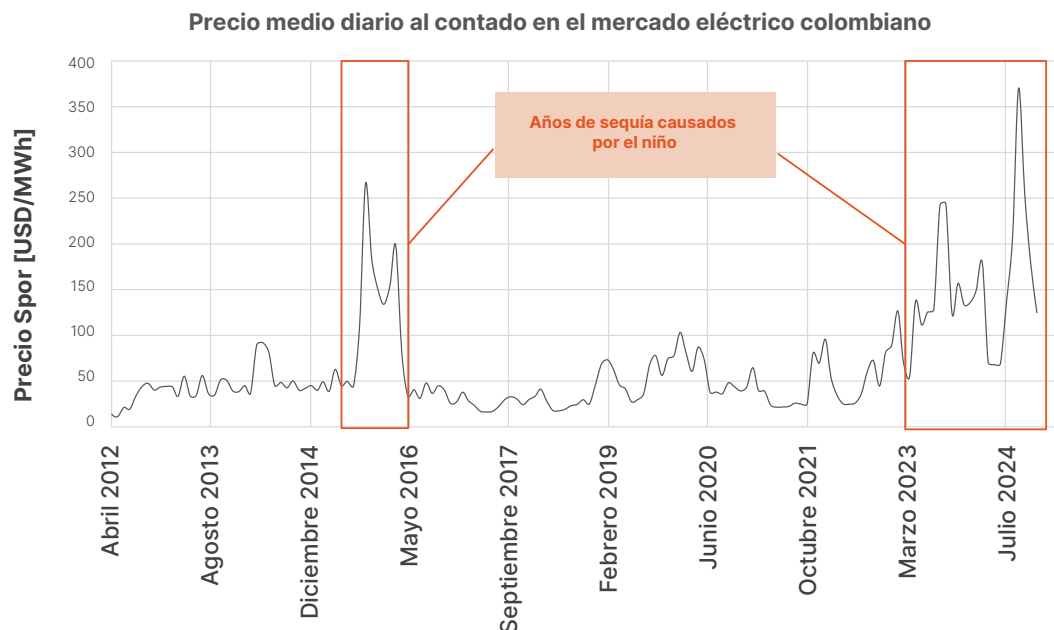
¹⁴⁹ No se incluye el OPEX, que se estima en 1-2 millones USD/año, según el caso de uso de PPL.

3.2.4 Impacto previsto de los GET en Colombia

3.2.4.1 Condensadores síncronos en Colombia

Los SC propuestos en la licitación en curso podrían apoyar el funcionamiento estable con 2150 MW adicionales de energías renovables en las regiones septentrionales. Sin los servicios que prestan, esta generación tendría que proceder de recursos hidroeléctricos o térmicos. El aumento de los beneficios para el sistema (calculado como la diferencia entre los costos marginales solares o eólicos y el coste marginal del mercado) sería de unos 134 millones de dólares en un año de alta disponibilidad hidroeléctrica (precio spot 50 USD/MWh) y bajo factor de capacidad solar-eólica (15%) o de hasta 700 millones de dólares en un año de baja disponibilidad hidroeléctrica (precio spot 150 USD/MWh) y alto factor de capacidad solar-eólica (25%).

Figura 3.17: Precio spot medio diario en el mercado eléctrico colombiano y efecto de El Niño-Oscilación del Sur¹⁵⁰



Los impactos de las SC también pueden cuantificarse en términos de reducción de emisiones. Se puede volver a aplicar el enfoque utilizado para Chile en la sección 3.1.4.1. Mientras no se tenga acceso a las proyecciones de generación, las generaciones se estiman entonces utilizando factores de capacidad. Según Carvajal-Romero et al.¹⁵¹, los factores de capacidad eólica y solar en Colombia se estiman respectivamente en un 67% (un valor local para las futuras regiones que albergan capacidad eólica) y un 20%. Otra diferencia clave consiste en la abundancia de centrales hidroeléctricas en Colombia, por lo que

¹⁵⁰ "El Niño Oscilación del Sur (ENOS) es un patrón climático recurrente que implica cambios en la temperatura de las aguas del Pacífico tropical central y oriental. En periodos que oscilan entre tres y siete años, las aguas superficiales de una amplia franja del Océano Pacífico tropical se calientan o enfrían entre 1 °C y 3 °C con respecto a la temperatura normal". [\[link\]](#)

¹⁵¹ Carvajal-Romero, G., Valderrama-Mendoza, M., Rodríguez-Urrego, D. y Rodríguez-Urrego, L. (2019). Evaluación del potencial de energía solar y eólica en La Guajira, Colombia: Estado actual, y perspectivas futuras. *Tecnologías y evaluaciones de energía sostenible*, 36. DOI: 10.1016/j.seta.2019.100531

las necesidades del sistema en términos de SCL y soportes de inercia se localizan específicamente en las regiones Caribe y Nordeste. Para estas regiones se han previsto 2 GW de capacidad eólica y 8,7 GW de capacidad solar, que corresponden respectivamente a 11,7 TWh y 15,2 TWh de generación anual. Si un tercio de estas generaciones se desplazara por máquinas síncronas alimentadas por gas, para proporcionar apoyo al sistema, esto representaría 8,9 TWh de generación térmica. Suponiendo una tasa de emisión de 0,434 toneladas de CO₂/MWh para la generación alimentada por gas, las SC habrían contribuido a reducir 3,9 millones de toneladas de emisiones de CO₂ al año.

3.2.4.2 Capacidad dinámica de líneas en Colombia

El incremento de capacidad de la DLR depende del clima del lugar. Colombia tiene recursos eólicos limitados. Por lo tanto, **el aumento medio de capacidad se estima en un 15%**. La principal ventaja de la DLR es que ofrece una solución rápida para resolver la congestión de las líneas.

Para cuantificar los beneficios aportados por el DLR, se parten de algunas hipótesis:

- tasa de adopción de DLR en las líneas congestionadas es de aproximadamente el 30%¹⁵² (27 de 89)
- Cada línea está congestionada el 2,5% del tiempo al año
- Cada línea tiene una capacidad de 200 MW (el valor medio en Colombia a 220 kV, Tabla) y DLR aumenta la capacidad en 40 MW (20%)
- El coste de la congestión se estima en 50 USD/MWh según Figura -317 (con unidades alimentadas por gas en un extremo y por energía solar/eólica en el otro)

Según estas hipótesis, el despliegue del DLR en 27 líneas supondría una reducción de la congestión de aproximadamente **12 millones de dólares al año**¹⁵³.



3.3 Adopción potencial de las GET y tamaño del mercado para ALC

3.3.1 Impulsores de la adopción de las GET

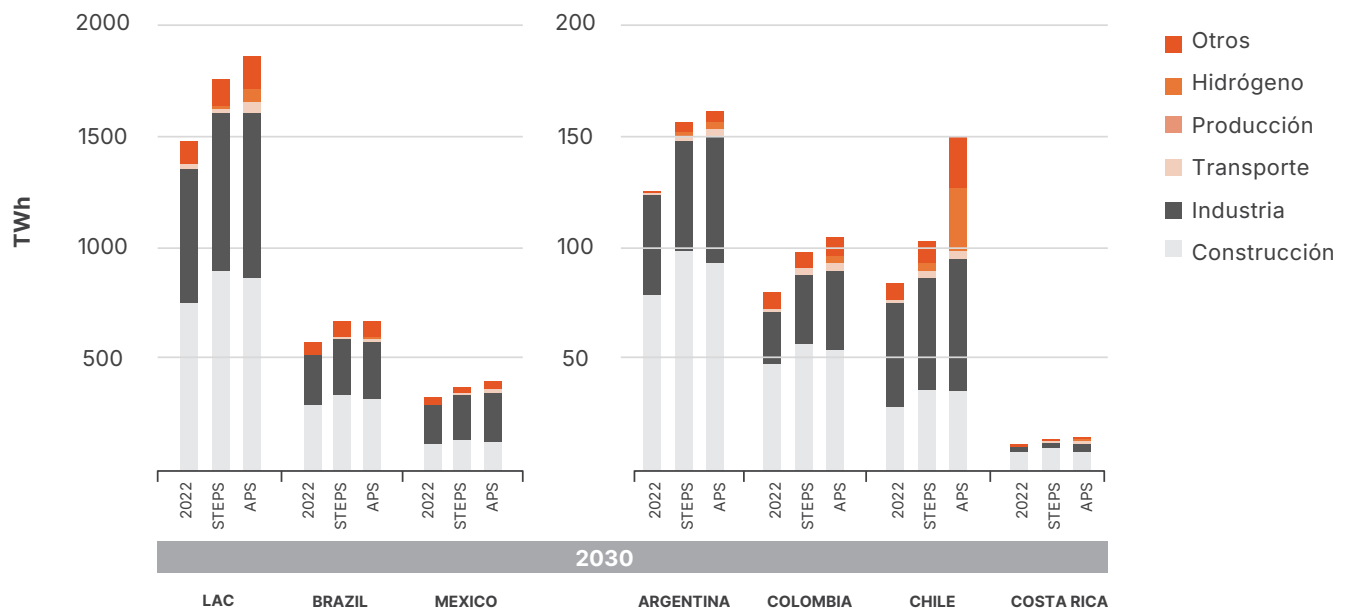
3.3.1.1 Rápida expansión de los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos de ALC se están expandiendo rápidamente. Según la AIE, se prevé que la demanda anual en la región crezca de 1500 TWh en 2022 a 1750 - 1850 TWh en 2030.

¹⁵² Colombia es menos ventosa que Chile, por lo que la tasa de adopción es menor.

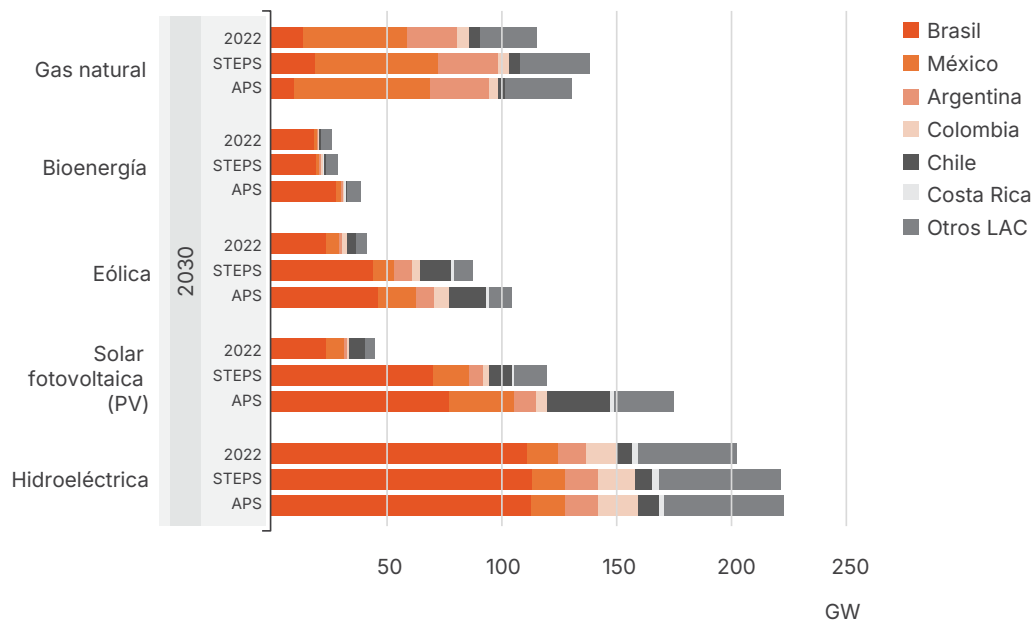
¹⁵³ Mismo cálculo que para Chile, consulte la sección 3.1.4.2 para más detalles.

Figura 3.18: Proyección de la demanda en la región de ALC para 2022 y 2 escenarios proyectados para 2030.
Fuente: AIE



Al mismo tiempo, se prevé que las capacidades instaladas alcancen los 700 GW - 800 GW en 2030 desde los 480 GW de 2022, donde las capacidades solar y eólica representan las principales contribuciones al crecimiento.

Figura 3.19: Capacidad instalada en la región de ALC para 2022 y 2 escenarios proyectados para 2030.
Fuente: AIE¹⁵⁴



¹⁵⁴ Latin America Energy Outlook 2023, IEA, [\[link\]](#)

3.3.1.2 Problemas de congestión y estabilidad de la red

El rápido despliegue de las energías renovables en América Latina está superando la expansión de la red, lo que provoca cuellos de botella en la transmisión y problemas de estabilidad. La capacidad eólica se multiplicó por 17 y la solar por 1.300 en la década de 2010, pero las inversiones en redes no acompañan este desarrollo. Como resultado, las líneas eléctricas en zonas de grandes recursos están saturadas; por ejemplo, la transmisión insuficiente en el norte de Chile ha provocado que los precios locales se desplomen hasta cero debido al exceso de oferta. La congestión de la red también está apareciendo en Argentina, Panamá y otros países con concentración de energías renovables. Estas limitaciones obligan a restringir la energía limpia barata (Chile restringió un récord de 735 GWh de energía solar en enero-mayo de 2023) y amenazan la confiabilidad.

3.3.1.3 Desajuste geográfico de recursos, generación tradicional y demanda

Muchos de los mejores recursos renovables de ALC están lejos de los centros de población, lo que sobrecarga la red. En Chile, los vastos parques solares del desierto de Atacama (norte) y los eólicos de la Patagonia (extremo sur) deben transmitir energía a lo largo de 1.500 km hasta los nodos centrales de demanda. Se consideró "urgente" una gran línea troncal HVDC de 1.500 km (Kimal-Lo Aguirre) para conectar el norte, rico en energía solar, con el centro, aunque después los retrasos en los permisos ralentizaran su construcción. Del mismo modo, el cinturón eólico de la Patagonia argentina y la energía solar del noroeste están lejos de Buenos Aires y de los centros industriales. El noreste de Brasil, rico en energía eólica y solar, está lejos de los centros de carga del sureste. Los retrasos en

la construcción de infraestructuras de transmisión desde la región septentrional de La Guajira hasta el centro de carga tradicional en los Andes de Colombia han retrasado el desarrollo de varios GW de energías renovables.

Estos vacíos geográficos hacen que las líneas existentes estén a menudo sobrecargadas. Y sin mejoras, la energía renovable no puede despacharse: Chile, a pesar de unas pérdidas de red relativamente bajas, sufrió una grave congestión en su zona solar septentrional. Este patrón regional -recursos en la periferia, cargas en el centro- es un factor clave para desplegar GET que aumenten la capacidad de transferencia y alivien la congestión. Estas regiones de grandes recursos carecen a menudo de generación síncrona, lo que las convierte en focos de redes débiles. Las fuentes de generación tradicionales, como las centrales de carbón y gas natural, que proporcionan inercia y SCL, se concentran cerca de los centros urbanos e industriales, y la gran generación hidroeléctrica no suele estar situada cerca de la generación solar y eólica. En consecuencia:

- Atacama (Chile), la Guajira (Colombia), la Patagonia (Argentina), el noreste de Brasil, la futura red marítima y muchas otras regiones de alto potencial renovable se enfrentan a una congestión creciente, así como a problemas de estabilidad de la red, a medida que la eólica y la solar sustituyen a los generadores síncronos.
- La falta de regulación local de la tensión y la corriente de fallo requiere convertidores formadores de red (GFC), condensadores síncronos (SC) y baterías de almacenamiento de energía (BESS) adicionales para mantener la estabilidad de la red.
- Estas "regiones de red débil" son especialmente vulnerables a la inestabilidad de la tensión y a al vertimiento de las energías renovables si no se refuerzan con GET adecuadas.

3.3.1.4 Desplazamiento de la generación síncrona (inercia y corriente de falla)

La alta penetración de renovables no sólo provoca congestión, sino que también desplaza a los generadores tradicionales que proporcionaban inercia y potencia de cortocircuito. Muchas redes de ALC están dominadas por la energía hidráulica o térmica, pero a medida que la eólica y la solar suministran una mayor parte, disminuyen las reservas de inercia y corriente de falla del sistema. Esto debilita la estabilidad de la red (la menor inercia dificulta el control de la frecuencia y los bajos niveles de cortocircuito impiden el funcionamiento de los sistemas de protección). Para compensar, los operadores recurren a los SC y empiezan a considerar los convertidores formadores de red (GFC). Por ejemplo, ya se ha comentado la licitación de Chile para instalar grandes SC en la red del norte. Con el auge de la energía eólica y solar en el norte de Chile, los SC se consideran fundamentales para proporcionar la inercia y la capacidad de cortocircuito necesarias para evitar apagones. Brasil también ha añadido SC -al menos siete unidades en los últimos siete años- para reforzar las zonas débiles de la red a medida que aumenta la eólica. En las redes aisladas más pequeñas se están instalando sistemas BESS con inversores formadores de red para proporcionar reservas instantáneas. El Banco Mundial, por ejemplo, está apoyando el almacenamiento en baterías en Belice para ayudar a integrar la energía solar fotovoltaica en la red. En general, a medida que las centrales convencionales reducen su producción o se retiran (por ejemplo, el cierre de centrales de carbón en Chile o de unidades térmicas en las islas del Caribe), la inversión en estas tecnologías de apoyo a la red (SC y almacenamiento equipado con GFC) se convierte en esencial para mantener unos niveles adecuados de inercia y corriente de fallo.

3.3.1.5 Ampliación de la transmisión vs. GET

La mejora de la red mediante nuevas líneas de transmisión es un proceso largo y que requiere grandes inversiones de capital, a menudo limitado por la concesión de licencias, la adquisición de terrenos, la escasez de recursos o equipos, y la oposición social. Los grandes proyectos de líneas en ALC pueden tardar entre 5 y 10 años desde su planificación hasta su puesta en funcionamiento. Por ejemplo, el proyecto HVDC de 1.500 km de Chile mencionado anteriormente tiene un plazo de construcción previsto de 7 años tras la adjudicación. Del mismo modo, Brasil planea más de 15.000 km de nuevas líneas para 2028 con el fin de conectar las energías renovables, pero esta expansión requiere subastas constantes y puede sufrir retrasos. Dada la urgencia de integrar las energías renovables, las GET ofrecen una alternativa más rápida para aumentar la capacidad de la infraestructura existente, ya que su tiempo de despliegue es de 1 a 2 años (véase la sección 1). En resumen, la dificultad de construir nuevos sistemas de transmisión a tiempo para cumplir los objetivos de energías renovables para 2030 es uno de los principales motivos para que ALC adopte GETs.

Resumen de las entrevistas realizadas sobre los motores del mercado

1. ISA, la mayor empresa de transmisión de energía de América Latina, con sede en Colombia, considera las GET como una herramienta complementaria a las nuevas infraestructuras, que ganan tiempo y agilizan la expansión del sistema. ISA está pasando de una mentalidad basada en

¹⁵⁵ El mayor fabricante mundial de transformadores advierte de una crisis de suministro, *Financial Times*, [link](#)

los kilómetros a otra centrada en los GW-km u otros indicadores, lo que refleja la necesidad de aumentar la capacidad y la flexibilidad en lugar de sólo la distancia.

2. ISA ha desplegado proyectos de compensadores estáticos síncronos en serie (SSSC) en varios países. Encontraron una solución en las soluciones modulares, que permiten un despliegue rápido y flexible. Si las futuras ampliaciones de la red hacen que la solución sea redundante, los SSSC pueden reutilizarse y transportarse para instalarse en otro lugar. Sin embargo, estas soluciones resultan caras a mayor escala, lo que motiva la preferencia por dispositivos adaptados para casos específicos o no modulares en aplicaciones de gran capacidad.
3. Para ISA, está en marcha una transformación masiva, con una demanda urgente de redes más resistentes y flexibles. Las GET son una forma viable de satisfacer las necesidades a corto plazo, reducir los costos de congestión y hacer frente a los retrasos en los grandes proyectos.
4. Ampacimon, desarrollador de DLR, comparte la misma visión que ISA: DLR gana algo de tiempo a la hora de construir nuevas líneas, ya que su tiempo de despliegue es mucho menor, pero no debe considerarse un sustituto. Esto se amplifica con la escasez de recursos para construir nuevas líneas.

3.3.2 Estimación del tamaño del mercado

3.3.2.1 Condensadores síncronos

La necesidad de nivel de cortocircuito e inercia está a punto de crear un gran mercado de SC y GFC en ALC. Una directriz de planificación común, confirmada por nuestro análisis de la licitación chilena de condensadores síncronos¹⁵⁶, es que cada 1 MW de capacidad renovable basada en inversores debe estar respaldada por aproximadamente 0,3 MVar localmente (a través de máquinas síncronas o equivalentes) para mantener la estabilidad. Se prevé que la capacidad solar y eólica alcance los 279 GW en la región de ALC en 2030. Esto implica una demanda de aproximadamente **83,7 GVar para condensadores síncronos**. Sin embargo, esta cifra podría ser una **sobreestimación**, ya que los países ricos en energía hidráulica y los **países con objetivos de generación solar y eólica menos ambiciosos** necesitarían **menos apoyo para sus redes**. Para tener en cuenta estas consideraciones, se han realizado dos estimaciones adicionales **suponiendo que sólo el 60% y el 30% de las capacidades eólica y solar necesitarían apoyo** de condensadores síncronos. Estas estimaciones corresponden respectivamente a **50,2 GVar y 25,1 GVar**.

Con un coste de capital indicativo de unos 300 000 USD por MVA de capacidad nominal para las SC, esto representa un mercado de entre **7.500 y 25.000 millones USD** a largo plazo para la inversión en CAPEX. Si se financia a través de licitaciones, como en los casos de Colombia y Chile, representaría un coste anual de entre 600 y

¹⁵⁶ Ver sección 3.1.2.3

¹⁵⁷ GE Vernova suministrará equipos de condensadores síncronos para ayudar a mejorar la estabilidad de la red en el norte de Chile, GE Vernova, 2024, [\[link\]](#)

2000 millones de dólares, es decir, entre el 10% y el 33% de todas las inversiones anuales previstas en la red de transporte. Incluso si sólo una fracción de las energías renovables recibe apoyo total en caso de cortocircuito, la oportunidad es significativa. Los principales fabricantes (GE, Siemens, ABB, etc.) ya se están posicionando - GE Vernova¹⁵⁷ señaló que "el condensador síncrono es una tecnología clave para ayudar con los retos de la red", destacando pedidos recientes en Chile e instalaciones anteriores en Brasil. Esperamos que Brasil, Chile, México y los países más pequeños con vientos fuertes (Uruguay, República Dominicana, etc.) sean los principales mercados para las nuevas unidades de SC.

3.3.2.2 Convertidores formadores de red y almacenamiento de energía en baterías

Otra forma de proporcionar inercia y una rápida respuesta de frecuencia es desplegar sistemas de BESS y otros recursos GFC. Estos inversores avanzados pueden imitar el comportamiento de las máquinas síncronas, estabilizando la frecuencia y la tensión durante las perturbaciones. Los sistemas de baterías de formación de red son especialmente valiosos en redes pequeñas y sistemas insulares, pero los países más grandes también están empezando a adquirirlos para servicios auxiliares. Las previsiones del sector para ALC sugieren que podrían instalarse unos 20 GW de almacenamiento en baterías para 2030 . El Banco Mundial está financiando proyectos de baterías en Haití y Belice para ayudar a integrar las energías renovables. Varios países (Chile, Brasil, México) han incluido el almacenamiento en baterías en sus planes de expansión o en sus códigos de red.

Dado que con una penetración del 30% de GFC, el beneficio de la capacidad extra de GFC disminuye

significativamente. **Una primera estimación del tamaño del mercado de almacenamiento con GFC es de 6 GW.** Esto incluye tanto BESS a gran escala en nodos de transmisión como unidades más pequeñas en plantas híbridas eólico/solares + BESS equipadas con inversores formadores de red. Además de las baterías, algunas de las nuevas plantas solares y eólicas pueden incorporar controles formadores de red. Aun así, para conseguir redes fiables con más del 70% de energías renovables se necesitará una capacidad de formación de red específica.

Es importante destacar que las estimaciones del tamaño total del mercado de soluciones de estabilidad de la red variarán significativamente de una región a otra y no deben considerarse aditivas. **Las inversiones en SC y convertidores formadores de red (GFC) competirán para prestar servicios que se solapan,** lo que significa que el despliegue de una tecnología puede reducir la necesidad de la otra. Sin embargo, esta estimación supone que una parte de los BESS previstos serán formadores de red y que las necesidades de SCL/ inercia que actualmente se prevé que cubran los SC no se verán desplazadas (y acabarán cubriéndolas los BESS). Además, las mejoras operativas -como una mejor gestión de la red, una mejor coordinación del despacho y el apoyo dinámico a la potencia reactiva- pueden contribuir a reducir la necesidad general de nuevas infraestructuras.

También podrían surgir tecnologías futuras y competir en este espacio, lo que añadiría más incertidumbre a las previsiones a largo plazo. La posibilidad de que los sistemas (BESS con capacidad GFC acumulen ingresos participando en otros servicios auxiliares o en el arbitraje energético añade otro nivel de complejidad.

Determinar la combinación óptima de soluciones queda fuera del alcance de este análisis, ya que

¹⁵⁹ Escenario de compromisos anunciados, *Perspectivas Energéticas de América Latina*, AIE, 2023, [\[link\]](#)

depende de las características del sistema, los marcos políticos y el diseño del mercado específicos de cada país. Estos factores influirán mucho en qué combinaciones de tecnologías son más rentables y escalables en cada contexto.

3.3.2.3 Capacidad dinámica de líneas y otras tecnologías avanzadas de transmisión

La oportunidad de mercado para DLR es prometedora, ya que las redes se convertirán rápidamente en los principales cuellos de botella para la electrificación de los países.

Para estimar el potencial de DLR en ALC, **se extrapolará la estimación para Colombia y Chile.** A grandes rasgos, el enfoque consiste en **vincular el potencial de mercado al incremento de la capacidad instalada** (todas las tecnologías). Este indicador traduce la velocidad de expansión de la red y el aumento de las necesidades en términos transferencia de energía. Se calcula una relación entre el número de líneas que adoptarían DLR y el incremento de capacidad para los dos países. Aprovechando las proyecciones de capacidad de la AIE para ALC, puede obtenerse el tamaño del mercado de la región.

Se prevé que las capacidades instaladas crezcan de 521 GW en 2022 a 756 GW en 2030 para la región de ALC (tomando el escenario de Compromisos Anunciados de la AIE¹⁵⁹). El incremento de capacidad entre 2022 y 2030 es, por tanto, de unos 235 GW.

La relación entre el potencial DLR y el incremento de la capacidad instalada entre 2024 y 2030 para Chile y Colombia es de 2,4 y 2,25 respectivamente. Aplicando estos ratios a la región de ALC, **el número de líneas que se equiparían con DLR se estima**

entre 529 y 564 líneas. Por lo tanto, el potencial DLR en la región LAC tiene un rango entre 132 y 141 millones de USD para monitorear líneas¹⁶⁰, a los que se pueden añadir 30 millones de USD para gastos del sistema centralizado.

No se considerarían diferencias para DLR entre América Latina y la región del Caribe. Las principales diferencias entre la primera y la segunda radican en el tamaño del sistema y el grado de interconexión. Estos factores no son determinantes para la adopción de DLR, ya que la tecnología se ocupa del límite térmico de cada línea. Sin embargo, **algunos factores influyentes pueden utilizarse para estimar el índice de adopción en un país concreto:**

- El DLR **tiene mejor rendimiento en regiones ventosas**, por lo que la tasa de adopción sería en consecuencia mayor.
- La DLR se valora por su rapidez para ofrecer una solución a corto plazo. **Por tanto, la tasa de adopción estaría correlacionada positivamente con la tasa de expansión del sistema eléctrico y negativamente con los márgenes actuales de la red.**
- Para que el DLR resulte atractivo por su rentabilidad, **el índice de adopción sería mayor con limitaciones en la capacidad de inversión o en la cadena de suministro.**

Además del DLR, las empresas eléctricas están considerando la posibilidad de utilizar controladores de flujo eléctrico (ACTS) para desplazar cargas entre circuitos. En Colombia y México se han probado

¹⁵⁹ Escenario de compromisos anunciados, *Perspectivas Energéticas de América Latina*, AIE, 2023, [\[link\]](#)

¹⁶⁰ Suponiendo 250 000 USD/línea. El arquetipo es una línea de 50 km a 220 kV (aproximadamente 6 sensores). La longitud de las líneas no debería variar mucho por término medio porque sería más interesante aumentar la tensión para distancias más largas. El DLR también podría aplicarse a tensiones más altas, pero suelen representar una pequeña parte de la red (por ejemplo, entre el 10% y el 15% de la longitud total de la red a 500 kV en el caso de Chile y Colombia). Y las tensiones más bajas son menos interesantes para la DLR, ya que los costos son independientes de la tensión y la ganancia absoluta de capacidad sería menor. Por lo tanto, la hipótesis permite captar el orden de magnitud correcto.

tecnologías de válvulas inteligentes (como los FACTS modulares de Smart Wires Inc.) para desviar la energía de los cuellos de botella. Los conductores avanzados, como ya se ha dicho, pueden duplicar aproximadamente la capacidad cuando se recablean líneas viejas; son más caros por km que los DLR, pero siguen siendo más baratos que construir nuevas rutas. Si al menos una cuarta parte de las líneas viejas de ALC se reconducen con cables HTLS o de núcleo compuesto, podría crearse otro mercado multimillonario.

3.3.2.4 Ampliación del análisis de SC a los pequeños Estados insulares aislados del Caribe

Los sistemas eléctricos pequeños y aislados del Caribe se enfrentan a retos similares a los observados en países más grandes como Chile o Colombia. Sin embargo, su escala reducida y su aislamiento geográfico amplifican la necesidad de una gestión cuidadosa de la inercia, la capacidad de cortocircuito y la regulación de la tensión. Muchas naciones insulares se están comprometiendo con objetivos agresivos de energías renovables para reducir la dependencia de combustibles importados. Como estas redes tienen interconexiones limitadas, a menudo sin líneas de interconexión externas, cualquier deficiencia de inercia o de potencia reactiva se traduce rápidamente en riesgos de confiabilidad.

Una característica definitoria de estas redes es su mayor vulnerabilidad a las contingencias. Mientras que una pérdida de 100 MW en un gran sistema de 10 GW representa sólo una pequeña fracción de la capacidad total, puede equivaler al 20% o más de una red insular de 500 MW. Esta disparidad puede desencadenar tasas de cambio de frecuencia (RoCoF) excepcionalmente pronunciadas en sistemas más pequeños, que hacen inviables soluciones operativas como SPS,

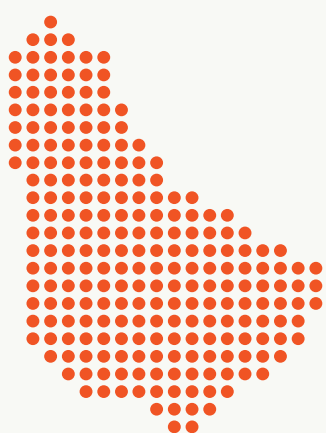


RAS, Load Shedding, etc. debido al colapso de la tensión o a fallos en cascada antes de que este sistema pueda reaccionar. En el pasado, los generadores diésel proporcionaban tanto inercia como corriente de cortocircuito, pero a medida que estas unidades se retiran o permanecen fuera de servicio por razones económicas, la red pierde estos servicios estabilizadores. En consecuencia, los SC adquieren valor porque suministran auténtica inercia rotativa y corriente de falla, limitando así las desviaciones de frecuencia y garantizando sistemas de protección más confiables. También suministran potencia reactiva, ayudando a gestionar las fluctuaciones de tensión que surgen con una alta penetración solar o eólica.

El cálculo económico de SC en redes insulares pequeñas puede ser distinto del de los sistemas más grandes. Debido a las limitadas economías de escala, los costos por MVAR de capacidad suelen ser más elevados, aunque estos costos pueden verse compensados por los gastos de combustible evitados y la reducción de las horas de funcionamiento de las unidades diésel. Los estudios realizados en varias islas, como Barbados o Guadalupe, indican que

una vez que la penetración solar y eólica supera cierto umbral, la inercia y la estabilidad de la tensión pueden convertirse en limitaciones críticas. Si los generadores diésel locales no permanecen en línea, los operadores del sistema necesitan a menudo fuentes alternativas de inercia y apoyo en caso de cortocircuito. En ese contexto, los SC son una forma probada de mantener la estabilidad. Por ejemplo, en Barbados, una vez que las instalaciones solares se acercaron a los 120-130 MW, los planificadores empezaron a considerar un híbrido BESS + SC de 90 MW para mantener la estabilidad.

En los siguientes apartados se examinan las razones para instalar condensadores síncronos en islas pequeñas y se presenta Barbados como ejemplo concreto de cómo una empresa eléctrica está buscando soluciones técnicas y la aprobación de la normativa para hacer frente a estos mismos retos.



Barbados como caso de estudio

Un excelente ejemplo de estos conceptos se encuentra en **Barbados**, donde The Barbados Light & Power Company Limited (BLPC) presentó recientemente una **solicitud de preaprobación de inversiones y recuperación de costos**¹⁶¹ en el marco del mecanismo Clean Energy Transition Rider (CETR). El CETR, aprobado por la Fair Trading Commission (FTC) en mayo de 2023, está diseñado para recuperar los costos de capital necesarios para apoyar la transición energética de la isla hacia los objetivos establecidos en la **Barbados National Energy Policy 2019-2030 (BNEP)**¹⁶², que prevé un 100% de energías renovables para 2030.

En dicha solicitud, BLPC identifica una cartera de nuevas inversiones denominadas colectivamente su primer "Proyecto de Plan de Transición a la Energía Limpia (CETP)". Entre ellos se encuentran:

Sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)

(90 MW): Estas unidades de almacenamiento suavizarán la variabilidad de la generación intermitente, reducirán la necesidad de reservas giratorias convencionales y gestionarán la carga térmica en las líneas de transmisión.

Condensadores síncronos (4 unidades de 20 MVar cada una):

Citando el desplazamiento previsto de los generadores síncronos convencionales, BLPC subraya la

necesidad de dispositivos que puedan proporcionar potencia reactiva, capacidad de cortocircuito, inercia y estabilidad de frecuencia. Los propios análisis de la empresa, así como el Plan Integrado de Recursos y Resiliencia (IRRP), confirman que los condensadores síncronos múltiples son cruciales para mantener un servicio fiable a medida que la energía solar fotovoltaica supera los 100 MW.

Control Automático de la Generación (CGA):

Los sistemas AGC regularán automáticamente la producción de energía de las unidades térmicas restantes y de los nuevos recursos de almacenamiento, compensando en tiempo real las fluctuaciones de la producción solar y eólica.

¹⁶¹ BLPC - SOLICITUD DE PREAPROBACIÓN DE INVERSIONES Y RECUPERACIÓN DE COSTOS A TRAVÉS DEL CETR, Comisión de Comercio Justo, 2023, [\[link\]](#)

¹⁶² Barbados National Energy Policy 2019-2030, Ministerio de Energía y Recursos Hídricos, [\[link\]](#)

Plataforma de agregación y control de recursos energéticos distribuidos (proyecto piloto): Esta iniciativa pretende coordinar y supervisar numerosas baterías a pequeña escala y energía fotovoltaica en tejados, tratándolas como "centrales eléctricas virtuales" para servicios auxiliares. Es especialmente importante porque Barbados sigue añadiendo rápidamente generación distribuida.

Mejoras en la interconexión de transmisión y distribución: A medida que más productores independientes de energía (IPP) presentan propuestas, BLPC debe ampliar y reforzar las líneas de transmisión, las subestaciones y la infraestructura de alimentación de distribución, incluidas las mejoras de conductores de 336 MCM a 795 MCM en corredores de alta demanda. Según la orden de la FTC, parte de estos costos de red se socializan y se recuperan parcialmente de los PPI.

Figura 3.20: **Generación anual de electricidad prevista en Barbados (GWh)**¹⁶³

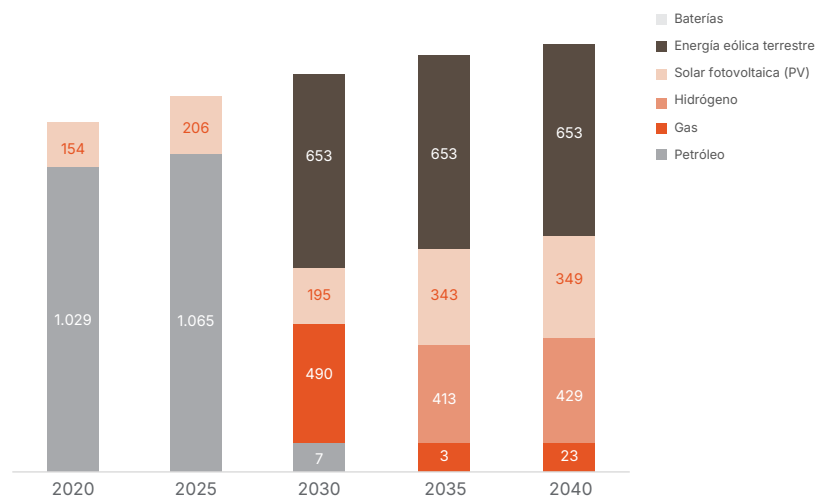
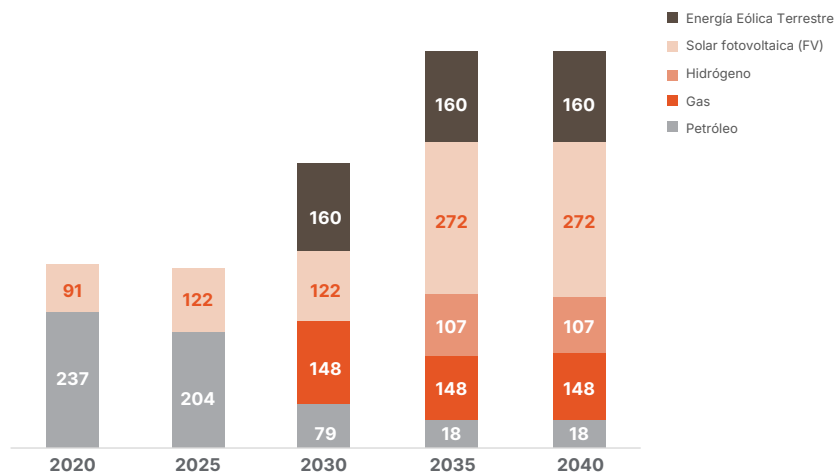
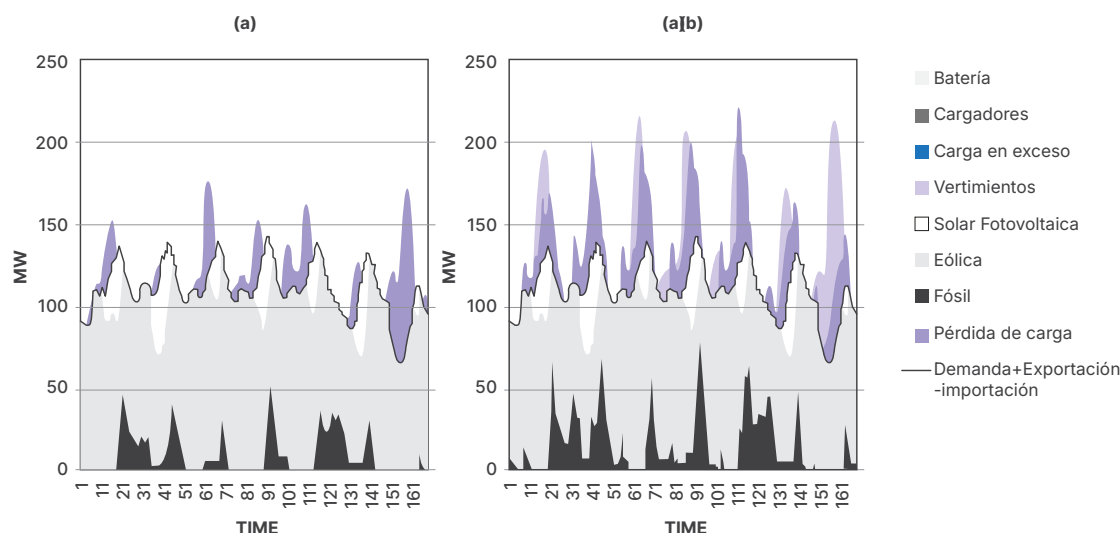


Figura 3.21: **Capacidad de generación instalada prevista (MW)**¹⁶⁴



¹⁶³ Plan de Transición Energética e Inversiones, Ministerio de Energía, [\[link\]](#)

¹⁶⁴ Plan de Transición Energética e Inversiones, Ministerio de Energía, [\[link\]](#)

Figura 3.22: : *Análisis de la flexibilidad del sistema eléctrico en 2030 en Barbados para distintos escenarios*¹⁶⁵

De las cifras anteriores se desprende aproximadamente una generación máxima basada en IBR de 110 MW y 130 MW. Los 80 MVAR de condensadores síncronos propuestos supondrían un apoyo de 0,61-0,72 MVAR/MW de condensador síncrono para la generación IBR. Este valor es el doble de lo estimado en el estudio de caso de Chile, lo que refleja las necesidades mucho mayores de inercia en sistemas más pequeños, en los que mantener un RoCoF aceptable dadas las posibles contingencias es el principal cuello de botella en la estabilidad.

Resultado de la decisión de la FTC (6 de mayo de 2024)¹⁶⁶

La Comisión de Comercio Justo aprobó partes del proyecto CETP 1 de BLPC, pero rechazó el componente del condensador síncrono propuesto. En la Orden oficial de la Comisión (Documento n° FTCUR/DECCETP1/2024-1) se exponen los motivos:

1. Aprobado (en parte):

- **Infraestructura de interconexión** – Se considera necesaria para dar cabida a los

productores independientes de energía (IPP), en consonancia con el IRRP y permitiendo altos objetivos renovables.

- **15 MW de los 90 MW de BESS** – La Comisión convino en que el almacenamiento en baterías es crucial para mitigar la intermitencia de las ER, pero exigió a BLPC que presentara análisis detallados de costos y beneficios para la capacidad restante.
- **Control Automático de la Generación (AGC)**– Reconocido como vital para la regulación de la frecuencia en medio del crecimiento solar y eólico.
- **DER Aggregation & Control Pilot** – Aprobado como paso inicial para coordinar los recursos solares y de baterías distribuidos.

2. Rechazada: Cuatro condensadores síncronos

Aunque reconoce que los condensadores síncronos pueden proporcionar inercia crítica, corriente de falla y potencia reactiva, la Comisión **no aprobó** la solicitud de BLPC de recuperación inmediata de costos. La FTC consideró que BLPC **no** había

¹⁶⁵ Plan de Transición Energética e Inversiones, Ministerio de Energía, [\[link\]](#)

¹⁶⁶ BLPC - SOLICITUD DE PREAPROBACIÓN DE INVERSIONES Y RECUPERACIÓN DE COSTOS A TRAVÉS DEL CETP, Comisión de Comercio Justo, 2024, [\[link\]](#)



examinado suficientemente la posibilidad de adaptar las unidades térmicas más antiguas

a condensadores síncronos, lo que podría resultar más rentable que adquirir equipos de condensadores síncronos totalmente nuevos. Así pues, la Comisión **no dio su aprobación** a la espera de más pruebas de la rentabilidad y de una evaluación exhaustiva de las alternativas de adaptación.

3. Por qué no se aprobó la solicitud de SC

A pesar de que el IRRP recomienda los SC, la Comisión concluyó que BLPC debe demostrar que ha considerado opciones más económicas (por ejemplo, convertir los generadores diésel retirados existentes al servicio SCO). Los SC nuevos pueden costar entre 300.000 y 400.000 dólares por MVar, mientras que la reconversión puede resultar a veces más barata si el estado mecánico del generador antiguo sigue siendo bueno. Dado que la solicitud de BLPC no incluía un análisis sólido de costos y beneficios que comparara las nuevas unidades con la reconversión de las antiguas, la Comisión no estaba dispuesta a autorizar la recuperación de los costos de la totalidad de la propuesta de SC de más de 50 millones de dólares.

4. Implicaciones más amplias

Para las islas del Caribe en general:

Los SC siguen siendo una tecnología clave

La decisión de la Comisión no cuestiona la importancia técnica de los SC, sino que simplemente subraya la necesidad de una buena relación coste-efectividad y un estudio exhaustivo de las alternativas. Cualquier proyecto futuro de SC, ya sea nuevo o modernizado, será juzgado por motivos similares.

Mecanismos de recuperación de costos

El mecanismo CETR de Barbados es similar a un rastreador para grandes inversiones de capital que superan los gastos normales de los servicios públicos. Facilita una recuperación más rápida de la inversión (al reducir el retraso reglamentario) pero exige un examen riguroso. En las islas más pequeñas, podrían adoptarse políticas similares o una regulación alternativa a medida que el ritmo de expansión de la energía solar y eólica obligue a realizar inversiones urgentes de apoyo a la red.

Muchas islas del Caribe tienen unidades diésel o de vapor antiguas que podrían convertirse

en SC. Este enfoque puede ahorrar dinero si los estatores de los generadores, los rotores y los auxiliares siguen siendo estructuralmente sólidos. Es probable que los reguladores soliciten este tipo de análisis en el futuro. Un aspecto clave a tener en cuenta es que, por lo que se examinó en la licitación de Chile, donde se tuvieron en cuenta las reconversiones, una de las principales desventajas de estos sistemas era **su distancia de los nodos con necesidad de apoyo de SCL**. En el caso de las islas, es mucho más probable que se trate de un problema menor, ya que las distancias son menores. Por otro lado, la necesidad de inercia no se ve reducida por la distancia eléctrica a los nodos, ya que se proporciona a nivel de sistema. Las reconversiones son probablemente soluciones más rentables que las nuevas SC.

Complementariedad con los BESS

Incluso en los lugares en los que finalmente se instalen SC, el almacenamiento en baterías seguirá siendo fundamental para la respuesta rápida y el desplazamiento de energía entre periodos. La sinergia entre las SC (para la inercia y la corriente de fallo) y los BESS (para la respuesta rápida a la frecuencia y el desplazamiento de la carga) suele ser la columna vertebral de una red insular de alta energía renovable.

5. Conclusiones: Lecciones para otras islas

Los SC suelen destacarse como un **elemento clave** para las redes pequeñas en transición hacia energías renovables. Solucionan las deficiencias inherentes de los generadores basados en inversores (corriente de fallo limitada, sin inercia inherente) y ayudan a mantener la tensión y la frecuencia dentro de límites seguros. Pero, como ilustró **la Comisión de Comercio Justo de Barbados, para justificar el coste** de los nuevos SC es necesario:

1. Un **estudio detallado de costos y beneficios** en el que se comparan las adaptaciones con las nuevas construcciones.
2. Consideración cómo otras tecnologías (por ejemplo, baterías formadoras de red, STATCOM) podrían satisfacer todas o parte de las mismas necesidades.
3. Pruebas claras de que la solución es la más económica para los clientes, especialmente cuando se financia mediante una cláusula especial que repercute en los costos rápidamente.

Hasta que no se realice un análisis exhaustivo, los reguladores pueden **denegar o aplazar** la aprobación de los proyectos de SC para proteger a los contribuyentes de inversión innecesariamente elevados. En cambio, las propuestas de menor envergadura o con una estructura diferente, como la capacidad parcial de los BESS, los sistemas piloto de control o las mejoras incrementales de la red, pueden seguir adelante si se demuestra que sus costos son prudentes, oportunos y esenciales para la confiabilidad a corto plazo.

En resumen, **las islas del Caribe necesitan SC o medidas equivalentes de "resistencia de la red" a medida** que se acercan a una alta penetración de las energías renovables. Sin embargo, el ejemplo de Barbados demuestra que **los organismos reguladores examinarán la rentabilidad**. Los defensores de los SC deben justificar con argumentos sólidos por qué los nuevos SC, frente a soluciones alternativas o híbridas, son los que mejor equilibran los objetivos de confiabilidad con la protección de los consumidores.

3.4 Cuadro de resumen

Tabla 21: Resumen de las estimaciones del potencial de mercado para Chile, Colombia y la región de ALC

	Chile		Colombia		LAC		
Año	2024	2030	2024	2030	2022	2030	
Capacidad total (GW)	37	52	25.7	37.9	521	756	
Capacidad solar y eólica (GW)	17	32.8	6.1	16.2	86	279	
Eólica (GW)	5.5	18	0.6	2.4	41	104	
Solar (GW)	11.5	14.8	5.5	13.8	45	175	
Potencial del mercado de SC ([MVar] [USD])	/	2 - 4 GVar USD 600 M - 1200 M	/	2.7-3.9GVar USD 810 M - 1170 M	/	El 30% del IBR requiere soporte de los SCs.	El 60% del IBR requiere soporte de los SCs.
						25.1 GVar USD 7 500 M	83.7 GVar USD 25 110 M
Potencial de mercado DLR ([número de líneas] [USD])	/	36 líneas USD 12 M	/	27 líneas USD 10 M	/	529 - 564 líneas USD 162 M - 171M	

¹⁶⁷ Necesidades LAC SC = 0,3 * Capacidad solar y eólica = 0,3 * 279 = 83,7 GVar
Coste de la inversión = Necesidades de SC en ALC * 300 M USD/GVar



Barreras normativas y formas de desbloquearlas



En esta sección se describe el marco regulador de las GET en Chile, Colombia y la República Dominicana. Tras estas descripciones, se revisan las barreras actuales para el desarrollo de las GET. En una última parte, basándose en los análisis anteriores y en los estudios de caso expuestos en la sección 2 Análisis tecnológico de las GET , se ofrecen recomendaciones para fomentar la adopción de las GET con un enfoque beneficioso para todos.

4.1 Panorama normativo de la transmisión en Colombia

La regulación de la transmisión en Colombia sigue un enfoque estructurado diseñado para garantizar la confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad financiera de la red. Como monopolio natural, la transmisión está sujeta a una estricta supervisión regulatoria, equilibrando la necesidad de inversión privada con mecanismos que eviten costos excesivos y garanticen la calidad del servicio. El marco regulatorio actual integra la planificación centralizada, la contratación competitiva y la remuneración basada en los costos, con normas específicas que rigen las estructuras tarifarias, la recuperación de las inversiones y las obligaciones de servicio. Sin embargo, el marco aún no ha incorporado plenamente incentivos para las nuevas tecnologías, como las GET, que podrían mejorar la eficiencia y confiabilidad de la red y reducir los costos operativos.

Esta sección examina el marco legal e institucional que rige la transmisión, los mecanismos reguladores que dan forma a las operaciones del mercado y los retos y oportunidades asociados a la adopción de tecnologías avanzadas dentro de la estructura reguladora existente.

4.1.1 Panorama del sector eléctrico colombiano, responsabilidades y entidades.

El sector de la transmisión eléctrica de Colombia opera bajo un modelo de monopolio regulado en el que tanto entidades privadas como públicas pueden poseer y operar activos bajo supervisión regulatoria¹⁶⁸. El marco da prioridad a la rentabilidad, la confiabilidad del sistema y la seguridad de las inversiones a largo plazo mediante una planificación centralizada.

La supervisión regulatoria está a cargo principalmente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que fija las metodologías tarifarias, las normas de acceso y los estándares de calidad del servicio. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es responsable de la planeación de la expansión de la transmisión, así como de organizar y gestionar el proceso de licitación competitiva para nuevos proyectos de infraestructura de transmisión. XM, como operador del sistema, garantiza la operación de la red en tiempo real y la administración del mercado, mientras que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) supervisa el cumplimiento y la aplicación de las normas de calidad del servicio.

El marco jurídico exige que la expansión de la transmisión se planifique de forma centralizada y se adjudique mediante procesos competitivos. Este planteamiento pretende fomentar la rentabilidad y garantizar que las decisiones de inversión se ajusten a las políticas energéticas nacionales. Sin embargo, se ha reconocido que la rigidez de esta estructura puede limitar la flexibilidad a la hora de adoptar tecnologías emergentes que podrían mejorar el rendimiento de la red.

Los cuadros siguientes resumen los principios que rigen la planificación y el funcionamiento del sistema eléctrico (izquierda), así como las instituciones implicadas y sus responsabilidades (derecha).

¹⁶⁸ Las empresas que participan en la transmisión pueden ser públicas, mixtas o privadas, según el origen y la participación de su capital (Ley 142/94, art. 14). Deben constituirse como sociedades anónimas y están sujetas tanto a la normativa mercantil como a la de servicios públicos.

Tabla 22: Resumen de los principios rectores del sistema eléctrico (izquierda) y de las instituciones implicadas con sus responsabilidades (derecha)

Legislación	Descripción	Institución	Responsabilidades
Artículo 365 d la Constitución	Declara la electricidad como un servicio público que debe prestarse bajo los principios de eficiencia, calidad y cobertura.	Ministerio de Minas y Energía (MME)	Establece políticas sectoriales y estrategias de largo plazo.
Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos)	Establece la base legal para la participación privada en los servicios públicos, garantizando transparencia en la regulación y competencia cuando sea posible.	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Define metodologías para tarifas de transmisión, condiciones de acceso, mecanismos de recuperación de inversiones y regulaciones sobre calidad del servicio.
Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica)	Introduce un modelo competitivo para el mercado eléctrico y establece la separación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.	Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)	Realiza la planificación de la transmisión a largo plazo y administra licitaciones competitivas para nuevos proyectos de infraestructura.
Decreto 2253 de 1994	Define el papel de la CREG como la autoridad regulatoria principal, responsable de establecer tarifas, estándares de calidad del servicio y reglas de mercado.	XM (Operador del Mercado y del Sistema)	Opera la red nacional, garantiza la confiabilidad del sistema en tiempo real y administra las transacciones del mercado mayorista de electricidad.
		Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)	Supervisa el cumplimiento regulatorio y aplica sanciones por incumplimiento.

4.1.2 Estructura del mercado de transmisión y planificación de la expansión

El sector de la transmisión de electricidad de Colombia está estructurado como un monopolio regulado, en el que tanto entidades privadas como públicas pueden poseer y explotar activos en virtud de concesiones a largo plazo. Aunque la propiedad está abierta a los inversores privados, todas las decisiones de expansión y operación están sujetas a la aprobación del regulador. Los nuevos proyectos de transmisión se identifican a través del Plan Nacional de Expansión de la Transmisión (PENT), que la UPME actualiza periódicamente en función de las previsiones de demanda, los requisitos de estabilidad de la red y los objetivos de integración de las energías renovables.

El proceso de expansión sigue un mecanismo de licitación competitiva, en el que las empresas de

transmisión compiten por las concesiones a largo plazo otorgadas por la UPME. Los adjudicatarios se comprometen a desarrollar, explotar y mantener los activos de transporte a cambio de un flujo de ingresos regulados determinado por la CREG.

Estos ingresos se basan en el coste previsto de la inversión y los gastos operativos, lo que garantiza que las empresas de transporte recuperen sus costos al tiempo que mantienen los incentivos a la eficiencia.

A pesar del enfoque estructurado de la planificación de la expansión, sigue habiendo problemas en el proceso de concesión de permisos, la concesión de licencias ambientales y sociales y la flexibilidad tecnológica del proceso de licitación. El sistema actual da prioridad a las soluciones de infraestructuras tradicionales frente a enfoques alternativos que consideran tecnologías innovadoras, como las GET, que podrían aportar soluciones rentables y escalables a los problemas de congestión y confiabilidad del transporte.

Resumen de las entrevistas realizadas:

- 1.** Colombia se enfrenta a fuertes retrasos en el desarrollo de nuevas redes (más de 10 años). Esto afecta a su desarrollo de energías renovables, especialmente en la región del Caribe, donde varios proyectos de energía eólica marina hacen cola para conectarse a la red.
- 2.** Para desbloquear la situación, la UPME está muy interesada en desarrollar nuevas tecnologías de red. Sin embargo, la normativa es rígida e impide a la UPME tener en cuenta las GET en su planificación a largo plazo.
- 3.** Para presionar a la CREG, la UPME elaboró un plan de refuerzo con los GET necesarios: de los 98 proyectos previstos en este plan, sólo 19 se ajustan actualmente a la normativa.
- 4.** En términos más generales, la UPME lamenta la falta de competencias y recursos humanos para seguir correctamente el desarrollo de la red.

4.1.3 Mecanismos actuales

La compensación regulatoria de los activos de transmisión de electricidad en Colombia sigue dos caminos principales:

- 1.** Concursos para nuevos proyectos de expansión (activos greenfield) adjudicados mediante licitación pública.
- 2.** Mecanismos regulatorios estándar para: Activos heredados (en funcionamiento antes de los nuevos mecanismos de licitación), activos cuyos contratos de licitación pública han expirado y refuerzos o modernizaciones aprobados por el regulador (cuando el trabajo a realizar lo realiza un operador de transporte en sus propios activos). En este marco estándar, los operadores son remunerados mediante: *Coste de Reposición de los Activos Eléctricos (CRE)*, Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y Ajustes por Calidad de Servicio.

En las secciones siguientes se detalla cada mecanismo.

Licitaciones para nuevos proyectos de ampliación

Cuando el regulador (en coordinación con las autoridades de planificación) identifica una nueva necesidad de expansión de la transmisión, lanza una licitación pública. Estas licitaciones definen el alcance del proyecto -dimensiones, ubicación, tecnología, capacidad, plazos y otras especificaciones técnicas- para que los licitadores puedan proponer un Ingreso Anual Esperado (IAE).

Características principales:

- El IAE del adjudicatario constituye la base de los pagos mensuales, que están indexados al Índice de Precios de Producción (IPP)

- Los pagos comienzan al mes siguiente de la operación comercial (certificada por el Centro Nacional de Despacho, CND).
- El bajo rendimiento o la escasa disponibilidad pueden dar lugar a reducciones de los pagos (en función de las condiciones particulares de cada proceso de licitación).
- Una vez finalizado el periodo de pago de la licitación (de 20 a 25 años), la remuneración del activo pasa al marco normativo estándar (explicado en la siguiente sección).

Aspecto	Descripción
Activos aplicables	Nuevas ampliaciones adjudicadas mediante concurso público (proyectos greenfield).
Base retributiva	IAE (Ingresos anuales previstos) ofertados por el participante ganador.
Ajustes de los pagos	Ajustado por la IPP; sujeto a penalizaciones por déficit de rendimiento (objetivos de disponibilidad).
Transición posterior a la licitación	Una vez expirado el contrato de licitación, los activos pasan a CRE + AOM + remuneración de la calidad del servicio.

Marco normativo estándar

Tras la expiración de un contrato de licitación pública -o en el caso de activos no construidos originalmente mediante licitaciones competitivas (activos heredados), así como refuerzos o modernizaciones aprobados por el regulador- la remuneración se rige por:

- Coste de reposición de los activos eléctricos (CRE)
- Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)
- Ajustes de la calidad del servicio

Costo de reposición de los activos eléctricos (CRE)

Según la **Resolución CREG 011 de 2009**, el "CRE" (Costo de Reposición de los Activos Eléctricos) representa el valor reconocido de los activos de un operador de transmisión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN). **Definición de Unidades Constructivas (UC)** - Cada activo de transmisión se divide en tipos estandarizados de UC (líneas, subestaciones, transformadores, equipos de compensación, centros de control, etc.). **Tablas de Costos Estandarizadas** - La Resolución 011 publica las tablas de costos oficiales para cada UC, expresadas en miles de pesos de diciembre de 2008.

$$CRE_j = \sum_{i=1}^{UR_j} (NUC_i \times CU_i \times PU_{j,i})$$

Dónde:

CRE_j es el **Coste de Reposición** total de los activos eléctricos del operador j (en pesos de diciembre de 2008).

UR_j es el recuento total de **Unidades Constructivas** (UC) comunicadas por el operador j.

NUC_i es el número de unidades del tipo de UC i.

CU_i es la unidad de coste (en pesos) de la UC tipo i, definida por el regulador en las tablas de la resolución.

PU_{j,i} es el porcentaje de UC de tipo i que pertenece (y es explotada por) el operador de transmisión j dado.

Los activos que formen parte de licitaciones competitivas y que sigan siendo remunerados a través del mecanismo de licitación deben excluirse del cálculo de la base de activos de los operadores de transporte

El enfoque **CRE** está diseñado para reflejar el coste de **sustitución de los** activos de transmisión existentes por equivalentes que cumplan o superen las normas técnicas actuales. Esta metodología abarca todos los activos de STN no construidos mediante el proceso de libre concurrencia ("licitación pública") o remunerados a través de otros acuerdos.

También establece cómo tratar las situaciones de multipropietario y las ampliaciones que no entran dentro de las normas de licitación. A continuación, se calculan los ingresos anuales del operador (Ingreso Anual) correspondientes a estos activos:

- Multiplica la cantidad de cada UC por su coste unitario
- Contabiliza las participaciones parciales y cualquier parte excluida de la tarifa
- Anualiza el coste resultante aplicando un factor de recuperación de capital a lo largo de la vida útil del activo reconocido a la tasa de rentabilidad regulada.

Puntos clave de la Resolución 011 de 2009

Cálculo de los ingresos anuales –

Combina el coste de las CU, el AOM reconocido, los terrenos/servidumbres y los ajustes en función del rendimiento para formar unos ingresos anuales regulados.

Incentivos a la calidad – Vincula parte de la remuneración mensual a la disponibilidad del servicio (métricas de calidad).

Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

AOM cubre los gastos corrientes de administración, funcionamiento y mantenimiento del STN. El regulador reconoce estos costos anualmente, sujetos a auditorías y exclusiones específicas.

Cálculo AOM reconocido

$$V AOM_j = CRE_j \times PAOMR_j$$

CRE_j: Coste de reposición de activos eléctricos para el operador j.

PAOMR_j: El porcentaje de AOM reconocido al operador j.

Exclusiones

Algunos gastos no son recuperables, como:

- Costos de los activos licitados (licitación pública) en virtud de contratos en vigor
- Activos de conexión o actividades distintas de la transmisión
- Servicios a terceros
- Depreciación, o cualquier coste no relacionado con el AOM real de la infraestructura de STN.

Ajuste anual

El porcentaje de AOM reconocido se actualiza cada año para reflejar el gasto real. Si un operador no presenta la información de AOM requerida o proporciona datos incoherentes, el porcentaje de AOM reconocido se penaliza automáticamente (se reduce en un 0,5%).

1. Cuadro resumen AOM

Artículo	Descripción
Fórmula	$VAOM_j = CRE_j * PAOMR_j$
Ajuste anual	$PAOMR_{\{j,a\}} = PAOMR_{\{j,a-1\}} + 0.5 * (AOMD_{\{j,a-1\}} - PAOMR_{\{j,a-1\}})$ Si se reducen los costos, TO recibe una remuneración por sus costos anuales más la mitad de lo ahorrado. Si los costos aumentan, TO recibe una remuneración por sus costos anuales menos la mitad del incremento de costos.
Costos excluidos	- Activos licitados - Costos de conexión o no transmisión - Amortizaciones o no relacionados - Servicios a terceros
Sanción por incumplimiento	Reducción del 0,5% de la tasa PAOMR reconocida si faltan datos o son incoherentes

Ajustes de la calidad del servicio

Para impulsar la confiabilidad y la disponibilidad, los operadores se enfrentan a penalizaciones si su rendimiento no alcanza los niveles exigidos. Estos ajustes vinculan la remuneración a indicadores clave:

- 1.** Horas de indisponibilidad (HI): mide el tiempo total de indisponibilidad de los activos.
- 2.** Energía no suministrada (ENS) - Cuantifica la demanda no servida (MWh) debido a cortes.

Si el operador supera los límites permitidos para HI y/o ENS, se reduce la compensación mensual (Ingreso Mensual). La Resolución 011 de 2009 detalla las fórmulas para:

- Máximo de horas anuales de indisposición permitidas para cada tipo de UC
- Indexación de la PPI para cálculos mensuales
- Medidas para excluir determinados acontecimientos (por ejemplo, fuerza mayor o atentados terroristas) en condiciones estrictas.
- Límites de indemnización para garantizar que las sanciones no superen un porcentaje de los ingresos anuales totales.

Aspecto	Descripción
KPI 1: HI (Horas)	Tiempo de inactividad acumulado para cada activo, supervisado mediante umbrales mensuales y anuales.
KPI 2: ENS (MWh)	MWh no entregados a los usuarios finales; si >2% de la demanda prevista, desencadena una investigación formal (revisiones del SSPD).
Sanciones	Deducir de los ingresos mensuales si HI o ENS superan los valores de referencia reglamentarios.
Exclusiones	Determinados sucesos (catástrofes naturales, terrorismo, etc.) pueden quedar excluidos durante periodos definidos, con una remuneración parcial durante la reparación.
Mecanismos de taponado	Las sanciones no pueden superar porcentajes específicos de los ingresos anuales regulados (para evitar el colapso total de los ingresos).



4.2 Panorama regulador de la transmisión de electricidad en Chile

4.2.1 Panorama general del sector eléctrico chileno, responsabilidades y entidades

El marco de transmisión eléctrica de Chile se basa en un régimen jurídico consolidado que trata la transmisión como un servicio crítico de libre acceso. Como monopolio natural, permanece bajo una estrecha supervisión reguladora, al tiempo que fomenta la inversión privada a través de la contratación competitiva. La legislación moderna -sobre todo la Ley 20.936 de 2016- reformó el sector mediante la introducción de un operador del sistema independiente (Coordinador Eléctrico Nacional) y la revisión de los métodos de asignación de costos. Aunque la normativa chilena planifica metódicamente la expansión y la fijación de tarifas, la adopción de tecnologías GET sigue evolucionando. Las disposiciones reglamentarias no prohíben explícitamente soluciones avanzadas como DLR o los controladores de flujo de potencia; sin embargo, se necesitan incentivos y criterios de planificación más claros para generalizar su uso.

En esta sección se examinan los fundamentos jurídicos e institucionales del sector de la transmisión en Chile, la estructura de mercado que rige la expansión y el modo en que la normativa actual permite -pero también dificulta- la adopción de GET.

El sector de transmisión en Chile se rige por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE, DFL n° 4/2006, en su versión modificada) y decretos posteriores. Las principales responsabilidades se reparten entre:

Ministerio de Energía (MINENERGÍA): Establece la política energética nacional, lleva a cabo la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) a 30 años, al menos cada cinco años, y define los corredores de transmisión de interés público. A través de decretos (por ejemplo, DS 134/2017, DS 139/2017), el Ministerio establece los procesos de planificación, la designación de corredores y las directrices estratégicas para el desarrollo de la transmisión.

Comisión Nacional de Energía (CNE):

Actúa como organismo regulador técnico de Chile, supervisa la planificación anual de la expansión de la transmisión (con una perspectiva de 20 años), fija las tarifas reguladas y define las metodologías de asignación de costos (incluidas las valoraciones según el DS 10/2020). La CNE vela por que las ampliaciones y la tarificación reflejen los objetivos de eficiencia, competencia y confiabilidad.

Coordinador Eléctrico Nacional

(Coordinador): El operador independiente del sistema, responsable de la operación de la red en tiempo real, la administración de acceso abierto y el despacho al menor coste. Creado por la Ley 20.936, el Coordinador también propone anualmente a la CNE los proyectos de ampliación y gestiona los concursos para la construcción de nuevas instalaciones de transmisión una vez aprobados oficialmente estos proyectos.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):

Autoridad supervisora que vela por el cumplimiento de las normas técnicas, de seguridad y de construcción. Supervisa las concesiones de nuevas líneas de transmisión, puede sancionar los incumplimientos y garantiza que los operadores cumplan los requisitos de calidad del servicio.

Panel de Expertos: Órgano especializado en la resolución de conflictos con poderes cuasi judiciales. Se ocupa de conflictos sobre regulación, cálculo de tarifas, decisiones de planificación de la expansión o disputas operativas. Sus resoluciones son vinculantes, sujetas a una revisión judicial limitada, garantizando así la rápida resolución de los desacuerdos del sector.

4.2.2 Estructura del mercado de transmisión y planificación de la expansión

Monopolio regulado con desarrollo competitivo de activos

Los activos de transmisión de Chile siguen bajo una estructura de monopolio regulado. Sin embargo, el marco promueve la competencia en la **propiedad** y la **construcción** mediante licitaciones abiertas para nuevos proyectos. Tanto los inversores locales como los internacionales pueden pujar por ampliaciones, reduciendo el riesgo de rentas de monopolio.

Planificación centralizada: Ministerio y CNE

Escenarios energéticos a largo plazo (PELP) - Ministerio de Energía

En virtud del DS 134/2017, el Ministerio dirige un ejercicio de planificación basado en escenarios a 30 años, al menos cada cinco años. Estos escenarios proyectan el crecimiento de la demanda, los "polos de desarrollo" renovables y los objetivos políticos, conformando la visión estratégica de la red.

Plan Anual de Expansión de la Transmisión - CNE

Plan Anual de Expansión de la Transmisión - CNE
Cada año, la CNE (con la aportación técnica del Coordinador) realiza un estudio prospectivo a 20 años para determinar qué nuevas líneas o subestaciones son necesarias en los sistemas nacional y zonal. La consulta pública, en la

que generadores, empresas de transmisión, consumidores y otras partes interesadas pueden proponer o comentar proyectos, garantiza la transparencia. En última instancia, la CNE finaliza un plan de expansión, que se aprueba mediante decreto ministerial.

Definición del corredor y evaluaciones medioambientales

Para las grandes nuevas líneas, el DS 139/2017 esboza "corredores de transmisión preliminares" (franjas) para identificar rutas de interés público y agilizar la obtención de permisos. Los estudios de corredores del Ministerio incluyen una Evaluación Ambiental Estratégica y consultas indígenas. Una vez establecidos los corredores, un decreto formaliza los proyectos que pasan a licitación.

4.2.3 Mecanismos actuales

El sistema regulador chileno prevé dos vías principales para remunerar las infraestructuras de transmisión:

1. **Licitaciones** para nuevos activos (greenfield).
2. **Mecanismos Regulatorios estándar** con arreglo al DS 10/2020 para las instalaciones existentes y modernizadas una vez que expiren los contratos de concesión, o si la modernización está intrínsecamente vinculada a un activo ya existente.

Licitaciones para nuevos proyectos de ampliación

Cuando se identifiquen nuevos proyectos en el plan de expansión:

Licitación pública: El CNE organiza licitaciones internacionales abiertas. Las especificaciones

técnicas (capacidad, nivel de tensión, corredor de ruta, plazos) se definen en los documentos de licitación.

Criterios de adjudicación: Los licitadores suelen competir en función de los menores ingresos anuales requeridos, lo que garantiza la eficiencia de costos. El ganador obtiene una concesión a largo plazo para construir, poseer y explotar el activo, percibiendo unos ingresos regulados.

Puesta en servicio y penalizaciones:

Una vez finalizado e interconectado el proyecto, el concesionario empieza a cobrar su tarifa anual. Los retrasos o incumplimientos pueden desencadenar penalizaciones o, en última instancia, una nueva licitación.

Transición: Una vez finalizado el plazo de la licitación, el activo puede integrarse en la estructura reguladora más amplia para la actualización de tarifas (similar a la revalorización en virtud del DS 10/2020).



Aspecto	Descripción
Activos aplicables	Proyectos greenfield identificados en el plan de expansión anual (nacional o zonal).
Base retributiva	Menor requisito de ingresos anuales (o coste) ofertado por el concesionario.
Indexación de contratos	Suelen estar alineados con la inflación o los índices de precios, fijados en las bases de licitación.
Sanciones por performance	Los retrasos en la disponibilidad o la finalización pueden reducir los pagos o poner fin a las concesiones.
Transición posterior a la licitación	Con el tiempo, la concesión pasa al marco estándar, con estudios de revalorización.

Este proceso ha atraído con éxito la inversión privada e internacional, promoviendo infraestructuras oportunas y competitivas en costos, al tiempo que se preservaba el acceso abierto y la seguridad del sistema.

Marco normativo estándar

Para los activos no cubiertos por la remuneración basada en licitaciones activas - o cuando se trata de modernizar líneas existentes - Chile utiliza el régimen de remuneración detallado en el DS 10/2020. Este decreto aplica las directrices de la LGSE sobre clasificación, valoración y cálculo de tarifas para las instalaciones de transporte.

Valoración de los activos de transmisión

Clasificación: Cada activo se considera parte del sistema Nacional, Zonal o Dedicado, lo que influye en cómo se reparten los costos entre los usuarios.

Estudios de Valorización: La CNE realiza periódicamente estudios para determinar el nuevo valor de reposición de un activo utilizando costos de referencia normalizados.

Valor anual de la inversión (VAA): A partir del coste de reposición, el regulador calcula una recuperación del capital más el rendimiento de la inversión (WACC). Esto constituye la base de la remuneración anual.

En virtud del DS 10/2020, las ampliaciones inicialmente licitadas pueden revalorizarse posteriormente en la siguiente revisión tarifaria. Si un proyecto fue autofinanciado por un operador histórico (por ejemplo, el refuerzo de una subestación), la CNE examina el coste en busca de eficiencia antes de añadirlo a la base de activos regulados.

Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

Los gastos de operación y mantenimiento se reconocen como parte de la tarifa anual. Las empresas de transporte deben presentar los datos de costos a la CNE, que valida y aprueba el O&M prudente.

Mecanismos de ajuste: Aunque el marco chileno no imita con precisión una fórmula de "ahorro compartido", las revisiones periódicas garantizan que, si las empresas gastan menos o gastan más de lo previsto en relación con los valores de referencia aprobados, podrán ajustarse los futuros derechos de emisión.

Costos excluidos: Se excluyen de estos cálculos de O&M las actividades no relacionadas con la transmisión, los servicios a terceros o los elementos ya cubiertos por contratos de licitación.

Ajustes de la calidad del servicio

La normativa chilena vincula una parte de la remuneración de las empresas de transporte a los resultados en materia de confiabilidad y disponibilidad:

Sanciones por tiempo de inactividad: Las empresas se enfrentan a una reducción de ingresos si los activos superan las interrupciones permitidas o no cumplen las normas de funcionamiento.

Compensación a los usuarios: Desde la Ley 20.936, los consumidores pueden recibir compensaciones directas por interrupciones de suministro causadas por deficiencias de transmisión.

Supervisión del Coordinador: El CNE supervisa continuamente el rendimiento de los activos; las desviaciones significativas pueden desencadenar investigaciones o multas de la SEC.

Aunque no existe un equivalente unívoco de las "Horas de Indisposición" o "ENS" de otras jurisdicciones, el principio es similar: las interrupciones superiores a las permitidas tienen consecuencias financieras, lo que garantiza que los operadores mantengan la confiabilidad.

4.2.4 Mecanismo Especial de Expansión Urgente de la Transmisión - Artículo 102 de la Ley

El marco regulador chileno permite un mecanismo de expansión alternativo en virtud del artículo 102 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que permite proyectos urgentes de expansión de la transmisión fuera del proceso de planificación regular.

Este mecanismo sólo es aplicable cuando un proyecto de expansión de la transmisión se considera necesario y urgente, pero no se incluyó en el proceso de planificación centralizada de la transmisión (artículo 87 de la Ley). La CNE debe autorizar el proyecto, basándose en un informe justificado del Operador del Sistema Independiente, que confirma la necesidad y urgencia del proyecto.

Proceso de aprobación de un proyecto del artículo 102:

1. Presentación de un informe justificado

- La empresa interesada deberá presentar un informe detallado que lo justifique:
 - La necesidad y urgencia del proyecto.
 - Por qué no se incluyó en el proceso ordinario de planificación
 - El impacto previsto en la seguridad y confiabilidad del sistema

2. Notification to Affected Transmission Owners

- El Coordinador debe informar a los actuales propietarios de activos sobre el

proyecto propuesto en un plazo de tres días laborables.

3. Observaciones y comentarios del sector

- Los propietarios de activos disponen de 10 días hábiles para presentar sus observaciones e inquietudes.

4. Evaluación por el Coordinador

- El Coordinador dispone de 30 días hábiles para aprobar o rechazar el proyecto.
- Si se requiere información técnica adicional, el Coordinador podrá solicitar más detalles.

5. Aprobación final de la CNE

- La CNE revisa la decisión del Coordinador y dispone de 30 días hábiles para aprobar o rechazar el proyecto.
- Si se aprueba, la CNE fija los plazos de construcción, los calendarios de funcionamiento y las garantías de cumplimiento.

Consideraciones financieras para los proyectos del artículo 102

- Si se aprueba un proyecto en virtud del artículo 102, el activo de transmisión se clasifica en el segmento del sistema apropiado (transmisión nacional, zonal o dedicada).
- El proyecto se remunerará en consecuencia, garantizando la recuperación de costos para el inversor.

Este proceso es fundamental, ya que permite a los participantes en el mercado promover

nuevas inversiones, superando así los posibles obstáculos normativos asociados a la planificación centralizada. Este enfoque se ajusta a las prácticas más avanzadas adoptadas en otras partes del mundo, incluidas regiones como Nueva York. Además, es coherente con los marcos académicos establecidos para una inversión eficaz en transmisión¹⁶⁹.

4.3 Panorama regulador de la transmisión de electricidad en la República Dominicana

4.3.1 Panorama del sector eléctrico en la República Dominicana

El sector eléctrico en la República Dominicana opera bajo un marco legal establecido por la Ley General de Electricidad No. 125-01, modificada por la Ley No. 186-07. Esta ley regula la generación, transmisión, distribución y venta al por menor de electricidad en el país, garantizando un entorno estructurado y competitivo al tiempo que mantiene la supervisión reguladora.

Entre las principales instituciones reguladoras y operativas del sector figuran:

¹⁶⁹ Véase: Strbac, G., Pollitt, M., Konstantinidis, C. V., Konstantelos, I., Moreno, R., Newbery, D., & Green, R. (2014). *Electricity transmission arrangements in Great Britain: Time for change?* *Energy Policy*, 73, 298-311

Superintendencia de Electricidad (SIE): La **SIE** es el principal organismo regulador responsable de supervisar las tarifas eléctricas, la calidad del servicio y el cumplimiento de las normas legales y técnicas. También establece mecanismos de recuperación de costos en transmisión y distribución.

Comisión Nacional de Energía (CNE): la **CNE** se encarga de formular y ejecutar las políticas energéticas nacionales. Supervisa la planificación a largo plazo de las infraestructuras energéticas y garantiza su adecuación a los objetivos económicos y medioambientales del país.

Organismo Coordinador: Esta entidad opera el **Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**, gestionando el despacho de electricidad y asegurando la eficiencia económica de las operaciones de generación y transporte.

Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED): **ETED** es la entidad estatal responsable de gestionar y operar la red de transmisión de alta tensión. Desempeña un papel crucial en el mantenimiento de la confiabilidad del sistema y la ampliación de la capacidad de transmisión para satisfacer la demanda.

El **Sistema Eléctrico Nacional Interconectado** es la espina dorsal de la red nacional e integra las infraestructuras de generación, transporte y distribución. **La CNE y la SIE** garantizan que los servicios de transmisión funcionen dentro de un marco regulado que equilibra la eficiencia, la competencia y la protección del consumidor.

4.3.2 Estructura del mercado de transmisión y planificación de la expansión

El mercado de transmisión de electricidad en la República Dominicana se caracteriza por un modelo monopolístico, controlado por el Estado, en el que la ETED actúa como operador exclusivo de la red nacional de transmisión. La estructura del mercado se basa en los siguientes principios:

Modelo de operador único: La ETED tiene el control total de las líneas de transmisión de alta tensión, las subestaciones y las interconexiones, lo que garantiza un enfoque centralizado de la planificación, la inversión y el funcionamiento del sistema. La ley establece explícitamente que la función de transmisión no puede privatizarse.

Participación privada limitada: Aunque las entidades privadas pueden construir líneas de transmisión para conectar sus centrales de generación o grandes centros de consumo a la red, estos activos suelen transferirse de nuevo a la ETED tras su puesta en servicio. Este proceso de transferencia se regula mediante acuerdos que establecen condiciones técnicas y financieras.

Planificación de la expansión e

inversión: La expansión de la infraestructura de transmisión sigue un proceso de planificación regulado, dirigido por la ETED en coordinación con la CNE y el Organismo Coordinador. Los proyectos de ampliación dan prioridad a la estabilidad de la red, la reducción de pérdidas y el aumento de la capacidad para integrar fuentes de energía renovables.

Estructura de ingresos: : La recuperación de costos de ETED se basa en dos tasas principales:

- Derecho de Uso: Tasa regulada de acceso a la red de transporte.
- Derecho de Conexión: Tasa que cubre los costos de las nuevas conexiones a la red.

These fees are regulated by the SIE and are intended to cover ETED's operational, maintenance, and investment costs.

4.3.3 Mecanismos actuales

El sistema de transmisión de la República Dominicana se rige por un **marco regulador centralizado**, centrado en la confiabilidad del sistema, la recuperación de costos y la expansión. Los mecanismos reguladores clave incluyen:

Propiedad centralizada de activos

- ETED es el propietario exclusivo de los activos de transmisión de alta tensión.
- Las inversiones privadas en infraestructuras de transmisión se limitan a proyectos específicos, cuya propiedad revierte a la ETED.

Mecanismos de recuperación de costos y tarificación

La remuneración total de la transmisión se calcula determinando el coste global a largo plazo del sistema de transmisión y "dividiendo" ese coste entre los dos componentes de la tarifa: el derecho de uso y el derecho de conexión. En la práctica, el proceso funciona como sigue:

1. Determinación del Coste Base:

- El punto de partida es calcular el coste total a largo plazo de la red de transporte. Este coste es la suma de la inversión anualizada -calculada utilizando el "Valor Nuevo de Reemplazo" (VNR), que es el nuevo coste de reposición de los activos, multiplicado por un factor de recuperación del capital (teniendo en cuenta una vida útil típica de 30 años y una tasa de coste de oportunidad)- más los gastos anuales de operación y mantenimiento (O&M).

2. División en dos componentes:

- El peaje de transmisión total se define como la suma de los dos derechos:

$$PT = DU + DC$$

donde:

DU (Derecho de Uso): Representa la remuneración por el uso de las instalaciones de transporte (cubre esencialmente los costos de O&M y parte de la recuperación de la inversión), y

DC (Derecho de Conexión): Representa el componente residual, calculado como la diferencia entre el coste total anual y el "derecho de uso" estimado.

3. Fijación del valor base:

- Se establece un valor base para el peaje de transmisión basado en los activos que estaban en servicio en una fecha de referencia específica. Por ejemplo, en esta resolución, el valor base para diciembre de 2016 se fija en 134 millones de USD anuales, lo que se traduce en un peaje mensual de aproximadamente 11 millones de USD.

4. Mecanismo de indexación y ajuste:

- **Actualización mensual:** El peaje de transmisión mensual no es fijo; se ajusta mediante una fórmula de indexación. Esta fórmula utiliza varios índices económicos como:
 - Índices de precios de producción (IPP) de EE.UU. para grupos específicos (por ejemplo, cables de comunicación, hierro y acero, transformadores, etc.)
 - El índice de precios al consumo de EE.UU. (o el IPC local dominicano)
 - El tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso dominicano
- **Límite de ajuste:** El factor de ajuste está diseñado para reflejar los cambios en los costos de materiales, mano de obra y otros gastos, pero está limitado a un máximo del 2% de incremento mensual para evitar variaciones bruscas.
- **Conversión a moneda local:** Una vez calculado el valor ajustado en dólares estadounidenses, se convierte a pesos dominicanos utilizando el tipo de cambio medio del mes anterior.

5. Reevaluación periódica:

- Además de la indexación mensual, la metodología de cálculo del peaje -incluidos los componentes de inversión, O&M y los índices correspondientes- se reevalúa cada cuatro años. Esta revisión periódica garantiza que el peaje refleje tanto la información actualizada sobre costos como cualquier cambio estructural en el sistema de transporte.

Requisitos de confiabilidad y calidad del servicio

- La ETED debe garantizar la transmisión ininterrumpida de electricidad en condiciones normales y de emergencia.
- El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (Decreto 555-02) establece unas normas mínimas de calidad del servicio, pero carece de incentivos específicos basados en el rendimiento para mejorar la confiabilidad.
- Los principales artículos reguladores (149, 150, 156) exigen que la ETED evite los apagones, pero no imponen sanciones por fallos como una elevada congestión del sistema o cortes prolongados.
- A diferencia de algunos modelos internacionales, no existen sanciones económicas explícitas ni incentivos basados en:
 - ENS (Energía no suministrada)
 - HI (Horas de Indisposición)
 - Gestión de la congestión en tiempo real

La ETED tiene autoridad sobre las operaciones de la red en tiempo real, entre las que se incluyen:

- Despacho forzado de generación
- Acciones de regulación de tensión
- Reducción de la carga en condiciones de emergencia

El marco regulador obliga a elaborar planes de contingencia, pero no establece sanciones por los elevados costos operativos asociados a las medidas de emergencia.



4.4 Resumen de los obstáculos reglamentarios en ALC

4.4.1 Colombia

Planificación

Planificación centralizada: : La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) lidera el Plan Nacional de Expansión de Transmisión (**PENT**), identificando nuevos proyectos para satisfacer las necesidades de demanda y confiabilidad.

Licitación pública: Los proyectos de expansión se adjudican mediante concursos públicos; los adjudicatarios desarrollan y explotan los activos en virtud de contratos de concesión.

Remuneración

Licitaciones: Los operadores reciben un Ingreso Anual Esperado (IAE) que licitan para nuevos proyectos (greenfield). Una vez finalizado el periodo de licitación, los activos pasan al régimen "estándar".

Régimen estándar:

- **Coste de reposición (CRE):** La base de activos se valora utilizando los costos estándar publicados por el regulador.
- **Administración, operación y mantenimiento (AOM):** Los operadores recuperan los gastos corrientes, con incentivos parciales de reparto de costos.
- **Ajustes de la calidad del servicio:** Se aplican penalizaciones o bonificaciones en función de la disponibilidad (Horas de Indisposición - **HI**) y de la demanda no servida (Energía No Suministrada - **ENS**).

Resumen de Colombia

Planificación centralizada + licitaciones competitivas para nuevos activos. Una vez finalizados los periodos contractuales, los activos se pagan mediante la valoración del coste de reposición, la cobertura AOM y los incentivos/penalizaciones por la calidad del servicio.



Artículo 102 (Proyectos urgentes):

Mecanismo especial de aprobación/remuneración por vía rápida cuando se necesitan mejoras inmediatas fuera del ciclo regular.

Remuneración

Licitaciones: los ganadores de las licitaciones reciben unos ingresos anuales que licitan para nuevos proyectos (greenfield). Una vez finalizado el periodo de licitación, los activos pasan al Marco Regulador Estándar

Mejoras de los activos existentes:

Los propietarios tradicionales suelen acometer refuerzos; rentabilidad regulada en función de los costos.

4.4.2 Chile

Planificación

Planificación centralizada: El Ministerio de Energía forma la visión estratégica de la red a través de su planificación basada en escenarios a 30 años (PELP); anualmente, la CNE publica el Plan Anual de Expansión del Transporte para identificar las necesidades.

Concursos públicos: Los proyectos de expansión se adjudican mediante concursos públicos; los adjudicatarios desarrollan y explotan los activos en virtud de contratos de concesión.

Resumen de Chile

Planificación centralizada + licitaciones competitivas para nuevos activos. Los operadores obtienen un rendimiento regulado basado en las ofertas de las subastas o en marcos basados en los costos. El análisis de escenarios pretende captar las incertidumbres futuras. Marco de proyectos urgentes que permite proponer proyectos al margen del proceso de planificación centralizada.



4.4.3 República Dominicana

Planificación

Operador estatal único: La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) posee y explota íntegramente el transporte de alta tensión.

Expansión regulada: La ETED, la Superintendencia de Electricidad (SIE) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) coordinan la expansión en función de objetivos de confiabilidad, reducción de pérdidas e integración de renovables.

Remuneración

• **Modelo monopolístico:** Las líneas privadas (construidas para proyectos específicos) suelen transferirse a la ETED.

Peaje de Transmisión:

- Derecho de Uso (DU): Recupera los gastos de funcionamiento y una parte de los costos de inversión.
- Derecho de Conexión (DC): Cubre la parte restante de la inversión anualizada.

Indexación: Ajustes mensuales basados en índices de inflación estadounidenses, tipos de cambio y revisiones periódicas cuatrienales de la metodología.

Instantánea de DR

Un único operador estatal de transmisión (ETED) cubre todos los activos. Todos los costos se imputan a un peaje regulado que se divide en una cuota de "uso" y otra de "conexión", que se actualiza mensualmente y se reevalúa cada pocos años.

4.4.4 Cuadro resumen

Tema	Colombia	Chile	República Dominicana
Propiedad y estructura del mercado	Tanto las empresas privadas como las estatales pueden poseer y explotar activos de transmisión. Los activos se adjudican mediante mecanismos de concesión.	Monopolio regulado con licitaciones abiertas para nuevos proyectos destinados a inversores locales e internacionales. Mecanismo de concesión.	Modelo monopolístico de propiedad estatal en alta tensión. La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) es la propietaria exclusiva de la red principal de transmisión. Los inversores privados pueden construir líneas para proyectos específicos, pero éstas suelen volver a ser propiedad de la ETED una vez terminadas.
Entidades reguladoras clave	CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas): Establece metodologías tarifarias, aprueba licitaciones y define métricas de calidad del servicio. UPME (Unidad de Planificación Minero-Energética): Dirige la planificación de la expansión. XM (Operador del sistema): Gestiona el despacho y las operaciones de mercado. SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos): Vela por el cumplimiento de las normas de calidad de los servicios.	MINENERGIA (Ministerio de Energía): establece la política energética, realiza la planificación a largo plazo, define los corredores de transmisión. CNE (Comisión Nacional de Energía): organismo regulador técnico, supervisa la planificación anual de la transmisión, fija las tarifas y define la metodología de asignación de costos. CEN (Coordinador Eléctrico Nacional): opera la red y gestiona los concursos públicos. SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles): vela por el cumplimiento de las normas técnicas y los requisitos de seguridad y calidad del servicio.	SIE (Superintendencia de Electricidad): Main regulator setting tariffs and enforcing service standards. CNE (Comisión Nacional de Energía): Develops and coordinates long term energy policies. Organismo Coordinador: Operates the wholesale market (MEM). ETED: State owned operator of the high voltage network, responsible for expansion and maintenance.
Planteamiento de la planificación de la ampliación	Plan Nacional de Expansión de la Transmisión (PENT): Actualizado periódicamente por la UPME. Identifica nuevos proyectos en función de las previsiones de demanda, estabilidad de la red e integración de renovables. Adjudica nuevos activos mediante licitaciones públicas competitivas.	Escenarios Energéticos a Largo Plazo (PELP): publicados por el Ministerio de Energía al menos cada cinco años, con vistas a los próximos 30 años para formar la visión estratégica de la red. Plan Anual de Expansión de la Transmisión: realizado por la CNE cada año, con vistas a los próximos 20 años para determinar las necesidades de expansión de la transmisión. Definición de corredores y evaluaciones ambientales: realizadas por el Ministerio para identificar rutas de interés público y agilizar el proceso de concesión de permisos.	Planificación del operador único: La ETED coordina la expansión con la SIE y la CNE. Las prioridades son la confiabilidad, la reducción de pérdidas y la integración de las energías renovables. Las líneas privadas construidas para proyectos específicos reversion finalmente al control de la ETED.

Tema	Colombia	Chile	República Dominicana
Mecanismos de licitación/adjudicación	Licitaciones públicas para nuevos proyectos. Los licitadores ganadores proponen unos ingresos anuales previstos y reciben pagos mensuales una vez en funcionamiento. Tras el periodo de licitación, los activos pasan a un régimen regulatorio estándar (CRE + AOM).	Licitaciones para nuevos proyectos. El ganador empieza a percibir ingresos regulados una vez finalizado el proyecto. Una vez finalizado el plazo de la licitación, el activo pasa a una estructura reguladora estándar. Mecanismos reguladores estándar para las instalaciones existentes y mejoradas.	No hay licitaciones abiertas para la transmisión de alta tensión, ya que la ETED es la única propietaria. Las entidades privadas pueden construir líneas para proyectos específicos, pero deben transferirlas a la ETED, siguiendo un proceso de planificación regulado y coordinado con SIE/CNE.
Método de valoración de activos	Proyectos licitados: El IAE lo fija la oferta adjudicada. Régimen Estándar: El Costo de Reposición de Activos Eléctricos (CRE) se determina utilizando tablas de costos oficiales (Resolución CREG 011/2009). Los activos se dividen en Unidades Constructivas (UC) estandarizadas con costos unitarios definidos por el regulador.	Proyectos licitados: Los ingresos anuales los fija la oferta adjudicada. Marco normativo estándar: La CNE realiza periódicamente estudios para determinar el nuevo valor de reposición de un activo utilizando costos de referencia normalizados. Nota: los proyectos se clasifican en sistema Nacional, Zonal o Dedicado para la imputación de costos.	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR): El nuevo coste de reemplazo se calcula periódicamente. El coste anual incluye un factor de recuperación del capital (a lo largo de unos 30 años) más los gastos de operación y mantenimiento. El peaje regulado se divide entonces en Derecho de Uso (DU) para O&M y parte de la inversión, y Derecho de Conexión (DC) para el coste de inversión restante. Los activos de construcción privada revierten a la ETED.
Mecánica de remuneración	Proyectos licitados: El pago equivale al IAE (Ingreso Anual Esperado) indexado por el Índice de Precios al Productor (IPP). Licitación posterior o activos heredados: Los ingresos se determinan por CRE (recuperación de capital), AOM (administración, operación, mantenimiento) con ajustes de reparto de costos, y ajustes de calidad de servicio (penalizaciones o bonificaciones).	Proyectos licitados: El pago equivale a los ingresos anuales indexados por la inflación o los índices de precios (fijados en las bases de la licitación) Marco normativo estándar: a partir del valor de sustitución se calcula una recuperación del capital más el rendimiento de la inversión (WACC). Los gastos de operación y mantenimiento se revisan periódicamente con respecto al valor de referencia y las indemnizaciones pueden ajustarse.	Enfoque de tarifa única: El coste total (inversión + O&M) se recupera a través de un peaje de transmisión regulado dividido en Derecho de Uso (DU) para O&M e inversión parcial, y Derecho de Conexión (DC) para la inversión restante. No hay ingresos de concesión específicos para cada proyecto.
Indexación y ajustes arancelarios	Para los bienes licitados: El IAE está indexado al IPP. En el Marco Estándar, las tablas de costos CRE se actualizan periódicamente y los porcentajes AOM se ajustan anualmente en función de los costos presentados.	Proyectos licitados: alineados con la inflación o los índices de precios, fijados en las bases de licitación. Marco normativo estándar: el valor de sustitución se actualiza periódicamente y los gastos de operación y mantenimiento se revisan periódicamente.	Indexación mensual: Los peajes de transmisión se ajustan mensualmente utilizando los índices de precios a la producción de EE.UU., el IPC y las fluctuaciones de los tipos de cambio, con un tope mensual del 2%. Cada 4 años se lleva a cabo una revisión a fondo para reevaluar los costos y la metodología de indexación.

Tema	Colombia	Chile	República Dominicana
Incentivos / sanciones por resultados	Métricas de rendimiento: Se controlan las horas de indisposición (HI) y la energía no suministrada (ENS). La superación de los umbrales da lugar a penalizaciones mensuales de ingresos, con condiciones estrictas para las exenciones por fuerza mayor.	Penalizaciones por paradas: los ingresos se reducen si los activos superan las paradas permitidas o no cumplen las normas de funcionamiento. Supervisado por el Coordinador.	Sin penalizaciones explícitas: Aunque la ETED es necesaria para garantizar la confiabilidad, no hay penalizaciones económicas incorporadas (como en el caso de la ENS o la HI) por cortes o lapsos de disponibilidad.
Mecanismos especiales /únicos	Las licitaciones fomentan la inversión privada en nuevas líneas; los activos pasan a un sistema de tasa de rendimiento estándar una vez expirados los contratos de licitación.	Expansión urgente de la transmisión: permite la expansión urgente de la transmisión fuera del proceso de planificación estándar. El CEN debe demostrar que el proyecto es urgente y necesario y la CNE debe autorizarlo. La remuneración es similar a la del marco estándar.	Sistema de operador único: La ETED posee y explota en exclusiva los activos de alta tensión. Las líneas construidas por particulares revierten a la ETED, y el peaje de transporte se calcula utilizando el método del Valor Nuevo de Reemplazo con un reparto Derecho de Uso/Derecho de Conexión.
Periodo típico de concesión	Los activos licitados suelen tener periodos de concesión de 20 a 25 años, tras los cuales se aplica la remuneración estándar basada en CRE.	Los activos licitados suelen tener un periodo de concesión de 20 años.	ETED no opera bajo un modelo de concesión; los activos son propiedad del Estado indefinidamente.
Observaciones	Se hace hincapié en la eficiencia de costos, la contratación competitiva y la calidad del servicio a través de métricas de rendimiento (ENS, HI). El marco está evolucionando para incorporar mejor las tecnologías emergentes (por ejemplo, las GET).	Énfasis en la rentabilidad, la contratación competitiva (aceptando licitadores internacionales) y la calidad del servicio mediante penalizaciones. La Expansión Urgente de la Transmisión complementa eficazmente el proceso de planificación centralizada para eliminar las barreras normativas a la hora de abordar problemas candentes.	Un sistema centralizado, gestionado por el Estado, con repercusión directa de los costos a través de peajes regulados. El modelo se caracteriza por una participación privada limitada y menos sanciones basadas en el rendimiento, con futuras ampliaciones centradas en la integración de las energías renovables y la confiabilidad de

4.5 Recomendaciones para el desarrollo de las GET en ALC

4.5.1 Lagunas comunes a las tres jurisdicciones



Remuneración centrada en CAPEX

- Los tres países compensan principalmente a los propietarios de la transmisión a través de ampliaciones intensivas en capital (por ejemplo, el coste de reposición en Colombia y la República Dominicana, los ingresos de las subastas basados en el capital en Chile). El mecanismo explícito para recompensar e incentivar las medidas operativas (OPEX), como algunas de las GET (clasificación dinámica de líneas, control avanzado del flujo, supervisión en tiempo real) que podrían aplazar u optimizar las grandes inversiones de capital, es limitado o inexistente.

Incentivos insuficientes para la innovación

- Ninguno de los marcos ofrece una asignación sólida para la innovación o un mecanismo delimitado que apoye activamente los proyectos piloto o la rápida adopción de GET. Aunque Colombia y Chile recurren a la licitación pública para las ampliaciones, el diseño de la licitación rara vez incluye puntos para enfoques innovadores o la consideración TOTEX (gasto total)¹⁷⁰

El modelo estatal de la República Dominicana (ETED) se centra en las infraestructuras tradicionales y no ofrece incentivos monetarios claros para las soluciones avanzadas. En un marco de subasta, como el de Chile, la innovación debe ser obligatoria.

¹⁷⁰ En la práctica, significa que las evaluaciones de CAPEX deberían completarse con una estimación de OPEX basada en las ganancias de bienestar social. De este modo, en lugar de requerir una elevada capacidad firme de transmisión, el diseño permitiría a DLR mostrar un TOTEX más bajo a través de un CAPEX más bajo y un OPEX limitado.

Flexibilidad limitada en la contratación y la planificación

Colombia: Las licitaciones competitivas se centran en "grandes activos" con especificaciones técnicas predefinidas, lo que deja poco margen para proponer alternativas operativas o de base tecnológica (GET) que podrían ser más rentables.

Chile: Aunque cuenta con una planificación nacional de la transmisión basada en escenarios, las ampliaciones siguen siendo principalmente líneas físicas o mejoras de subestaciones. El artículo 102 (ampliaciones urgentes) también se inclina por los refuerzos convencionales.

República Dominicana: Con un único operador estatal de transmisión (ETED) y una competencia privada mínima, la expansión es en gran medida descendente e impulsada por el capital, lo que ofrece pocos incentivos para probar o incorporar tecnologías avanzadas.

Mecanismos de recuperación de costos que no se basan totalmente en los resultados

Colombia dispone de indicadores parciales de rendimiento (horas de indisposición, energía no suministrada), pero estas penalizaciones/bonificaciones son modestas.

Chile impone penalizaciones por retrasos o falta de confiabilidad, pero no recompensa explícitamente las mejoras continuas de la eficiencia operativa o la adopción de tecnología avanzada.

La República Dominicana carece de mecanismos explícitos de penalización o incentivos vinculados a indicadores clave de confiabilidad o eficiencia (como el ENS o los costos de congestión). En consecuencia, hay poco impulso para adoptar medidas operativas avanzadas en tiempo real.

Congestiones a las soluciones no cableadas

- En las tres jurisdicciones, las alternativas no cableadas (por ejemplo, software avanzado, clasificaciones dinámicas) reciben poca o ninguna atención reguladora. Las ampliaciones de la red de transporte siguen siendo la respuesta por defecto a la congestión, con un espacio limitado para las soluciones GET.

Subastas tecnológicamente neutras subdesarrolladas

Colombia y Chile celebran licitaciones competitivas, pero los procesos suelen especificar el diseño de la solución concreta: una tecnología de línea o subestación, en lugar de permitir que el mercado proponga soluciones alternativas (como controladores avanzados del flujo de energía o clasificaciones dinámicas) que podrían resolver el mismo problema de congestión con un coste total menor.

La República Dominicana no organiza licitaciones tecnológicas abiertas para las ampliaciones de la transmisión principal, ya que la ETED gestiona las ampliaciones internamente.

Resumen de las entrevistas realizadas

1. Ampacimon, desarrollador de DLR con proyectos en Sudamérica y en todo el mundo, considera que los principales frenos para la adopción de DLR son su complejidad operativa y su necesidad de gestión del cambio. También requiere partir de una situación "sólida" en la que no se viole operativamente la doctrina de seguridad.

- 2.** ENGIE Chile espera nuevas licitaciones, pero observa una falta de definiciones y normas claras para las tecnologías más recientes, como los GFC y los BESS. Aunque la CNE apoya los GET, reconoce la necesidad de herramientas técnicas más sólidas, normas más claras y reglamentos más flexibles para aprovechar plenamente su potencial.
- 3.** La Comisión Nacional de la Energía (CNE) de Chile lamenta que el país carezca de un marco regulador oficial, lo que limita las posibilidades de probar nuevas tecnologías. La CNE está estudiando enfoques internacionales, pero ve obstáculos políticos para su rápida adopción
- 4.** ISA, el operador del sistema en Colombia (y otros países de ALC), ve un claro cambio hacia soluciones de flexibilidad debido a los altos costos de las congestiones de la red. Destacan que los marcos reguladores deben recompensar los esfuerzos proactivos de optimización de la red.
- 5.** Algunos agentes chilenos observan que no hay una resistencia activa del operador del sistema a las GET, pero la falta de capacidad y recursos internos frena la adopción. Los FACTS, HVDC y otras tecnologías avanzadas se evalúan cada vez más junto con las ampliaciones de norma
- 6.** UPME, el planificador energético colombiano, lamenta una regulación demasiado rígida en cuanto a los GET. Históricamente, más del 70% de la generación colombiana procede de planes hidroeléctricos, lo que da suficiente flexibilidad al sistema.

4.5.2 Brechas por países

Colombia

Transición del periodo de licitación

al régimen estándar: Una vez que expira el contrato de licitación, los activos pasan a un régimen de costos de sustitución que no recompensa las continuas mejoras de eficiencia ni las actualizaciones avanzadas.

Rigidez en los pliegos de condiciones:

Las nuevas ampliaciones definen la capacidad, la ubicación y la tecnología. Esta rigidez desincentiva soluciones alternativas (operativas) que podrían ser más ágiles o rentables.





Chile

La planificación de escenarios no es totalmente holística

Aunque el enfoque multiescenario está evolucionando, el proceso de planificación sigue haciendo hincapié en la construcción de nuevas líneas de transmisión en lugar de comparar sistemáticamente con la mejora de la eficiencia operativa (por ejemplo, con las GET).

Artículo 102 para proyectos urgentes:

Diseñado para ampliaciones rápidas, pero normalmente activa el refuerzo convencional en lugar de explorar tecnologías de red avanzadas o alternativas no cableadas.

Incentivos basados en penalizaciones centradas en los retrasos de entrega:

Los incentivos de rendimiento operativo en curso (por ejemplo, gestión de la congestión en tiempo real, funcionamiento avanzado) son menos prominentes.

República Dominicana

Modelo de operador único: La estructura de monopolio estatal de ETED, combinada con un planteamiento de repercusión de costos, ofrece poco impulso para desplegar soluciones innovadoras o reducir los costos operativos.

Sin penalizaciones explícitas por rendimiento: Dependencia de las normas básicas de confiabilidad sin fuertes incentivos financieros para la adopción de tecnologías avanzadas o mejoras de la energía no suministrada (ENS).



4.5.3 Recomendaciones

4.5.3.1 Introducir el mercado de servicios y la competencia en el proceso de licitación

Adoptar TOTEX

- Introducir una regulación que trate por igual las soluciones CAPEX y OPEX a efectos de ingresos. Por ejemplo, que el propietario de una línea de transporte reciba una prima por instalar un sistema dinámico de clasificación de líneas (una medida OPEX) del mismo modo que se remunera y recompensa una nueva línea física.
- En el Reino Unido, el proyecto RIIO analiza las soluciones CAPEX y OPEX de forma equivalente para determinar los ingresos permitidos, eliminando así el sesgo hacia los grandes proyectos de infraestructuras¹⁷¹

Tecnológicamente neutras

- Reestructurar los concursos para especificar los requisitos funcionales, de servicio o de capacidad en lugar de prescribir el tipo de infraestructura, dando a los licitadores flexibilidad para definir las soluciones optimizadas si cumplen los criterios de rendimiento a menor coste (ya sean alternativas alámbricas o no alámbricas).
- En el Reino Unido (véase el caso de uso de Pathfinder, sección 2.1), Australia¹⁷² y algunas partes de EE.UU.,

los proponentes reciben un requisito funcional (por ejemplo, "proporcionar 500 MW de capacidad de transferencia adicional a través del corredor X para el año Y") en lugar de un diseño de línea prescriptivo. Este planteamiento abre la puerta a alternativas no cableadas, tecnologías avanzadas de flujo de energía o soluciones OPEX parciales.

Implicar a los agentes privados

- De forma similar al marco de Chile, permitir a las partes privadas (por ejemplo, centros de datos, grandes agrupaciones de renovables) proponer y financiar ampliaciones fuera del plan estándar si pueden demostrar los beneficios del sistema o una necesidad urgente.
- El operador del sistema y el regulador verifican la viabilidad técnica, la seguridad y las posibles externalidades. Si se aprueba, el constructor puede asegurarse su propia remuneración (por ejemplo, contratos directos con los clientes para reducir la congestión o las congestiones) en lugar de depender únicamente de las tarifas reguladas.

Resumen de las entrevistas realizadas

1. Para Ampacimon, los enfoques basados en los resultados son una idea interesante, pero resulta difícil calcular las ganancias debidas a los DLR. Actualmente existen dos métodos de cálculo: basados en los beneficios operativos comparados

¹⁷¹ Network Price Controls 2021 – 2028 (RIIO 2), Ofgem, [\[link\]](#)

¹⁷² Planificación e inversión en redes, Parlamento de Australia, Parlamento de Australia, [\[link\]](#)

con lo que sería la renta de congestión sin la tecnología (difícil de evaluar en la realidad); o basados en el coste de la solución comparada con otra madura (dificultad: dos tecnologías diferentes nunca tienen los mismos pros/contras).

2. Otra forma de desarrollar el DLR podría ser incluirlo desde el inicio de los proyectos energéticos, en particular los proyectos de parques eólicos. De este modo, los costos de conexión a la red de la nueva central eléctrica se reducirían mucho.

4.5.3.2 Incentivos a la confiabilidad y la calidad del servicio

Reforzar o introducir indicadores de performance

- Ampliar el uso de las métricas "Energía no suministrada" (ENS) u "Horas de indisposición" (HI) y calibrarlas con sanciones económicas disuasorias y/o bonificaciones.
- En la República Dominicana, incluir métricas explícitas en la fórmula de remuneración de ETED para incentivar la mejora del performance operativo y la confiabilidad; por ejemplo, si la ENS se mantiene por debajo de un umbral, ETED podría obtener una bonificación.
 - En Brasil y en algunos países europeos, los planes de medidas correctoras y los planes especiales de protección se reconocen como medios válidos para cumplir los criterios de confiabilidad si se demuestra su efectividad y seguridad, lo que puede aplazar grandes ampliaciones de CAPEX.

- NERC en EE.UU.¹⁷³, National Grid en el Reino Unido¹⁷⁴, aplican fuertes penalizaciones por violaciones de la confiabilidad, definidas como disponibilidad en tiempo real, cortes forzosos o ocurrencia de eventos críticos.

Resumen de las entrevistas realizadas

1. ISA, en Colombia, está explorando nuevas métricas de confiabilidad que capten los beneficios sociales más amplios de las redes robustas (por ejemplo, la sinergia con los sistemas de suministro de agua). ISA observó que la confiabilidad suele infravalorarse en los análisis convencionales de costos y beneficios
2. La UPME carece de una metodología clara y normalizada para evaluar técnicamente los proyectos de refuerzo. Por ahora, los proyectos se evalúan uno a uno, no considerando sus ventajas combinadas. La UPME compara el beneficio que aportará cada solución (el beneficio que el regulador permite cuantificar) con el presupuesto del proyecto. Si los beneficios son superiores al presupuesto del proyecto, éste se aprueba.
3. La CNE de Chile está trabajando en nuevas normas para evaluar la potencia de la red y la provisión de inercia, lo que ayudará a formalizar el papel de tecnologías avanzadas como los convertidores formadores de red.

¹⁷³ Directrices de sanción de la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica, NERC, 2014, [\[link\]](#)

¹⁷⁴ NGET_A9.11 Incentivo ENS, National Grid, 2019, [\[link\]](#)

Factor OPEX para herramientas operativas y del lado de la demanda

- Proporcionar una transferencia automática de costos para las soluciones probadas de control de la demanda o en tiempo real, garantizando que un operador de red que invierta en ellas recuperará los costos más un incentivo a la excelencia. Lo ideal sería que estas soluciones también recibieran una prima sobre los costos para incentivarlas en consecuencia.
- Crear "incentivos a la eficiencia", de modo que si las GET o las medidas operativas generan ahorros globales en el sistema, el operador del sistema de transmisión pueda retener parte de esos ahorros como beneficio.
 - En Italia, el Reino Unido y parte de EE.UU., los operadores de transmisión pueden obtener beneficios adicionales si ofrecen más capacidad, reducen los costos de congestión o reducen las congestiones por debajo de determinados valores de referencia.

4.5.3.3 Fomentar la innovación

Incentivos a la innovación

- Reservar un porcentaje de los ingresos permitidos para I+D o proyectos piloto relacionados con la tarificación dinámica de las líneas, los convertidores formadores de red, el control avanzado del flujo, etc.
 - Gran Bretaña¹⁷⁵ o Noruega han creado fondos de innovación de redes, que garantizan presupuestos para apoyar proyectos de demostración en tecnologías avanzadas, clasificaciones dinámicas de líneas, inercia virtual, convertidores formadores de red, etc.

Simplificar la planificación y las adquisiciones con foco en flexibilidad

- Exigir que los planes de expansión incorporen sistemáticamente las GET en la identificación de nuevos proyectos. Deben compararse los proyectos convencionales y las soluciones avanzadas u operativamente flexibles, incluyendo en esta comparación externalidades como el impacto medioambiental y social, la resiliencia del sistema y el ahorro potencial de costos derivado del aplazamiento de grandes inversiones.
 - En Nueva Zelanda, cada vez que se identifica una necesidad de transmisión, el planificador o licitador responsable debe evaluar al menos un escenario de "tecnología de mejora de la red", comparando su coste y rendimiento con las ampliaciones convencionales.
- Proporcionar una "aceptación rápida" en un país una vez que se haya demostrado el éxito de una GET o un proyecto piloto en otro (normalización regional de la aceptación).
 - Francia, Singapur y Australia han creado "Regulatory Sandboxes": exenciones temporales de

¹⁷⁵ Subsidio a la innovación en la red y Fondo de Innovación Estratégica, NESO, [\[link\]](#)

determinadas normativas para probar soluciones novedosas. Si tiene éxito, el proyecto piloto puede ampliarse rápidamente sin esperar a un ciclo normativo completo.

Fomentar alternativas sin cables

- Obligar a "comparar y justificar": antes de aprobar una nueva línea, el regulador debe tener pruebas de que se han evaluado a fondo las medidas operativas avanzadas y las soluciones del lado de la demanda.
- En el PENT de Colombia y en la planificación de la República Dominicana, incorporar un paso explícito para evaluar el DLR, las calificaciones dinámicas o los regímenes especiales de protección.

Ampliar las posibilidades de financiación de las GET

- Para los tres países, ampliar la elegibilidad de la financiación pública (por ejemplo, líneas especiales de crédito, fondos climáticos o fondos de modernización) para incluir explícitamente soluciones avanzadas de red.
- Simplificar o crear directrices más claras sobre la forma en que los GET pueden considerarse parte de las ampliaciones o refuerzos del sistema.

Resumen de las entrevistas realizadas

1. ENGIE subrayó la necesidad de marcos reguladores estables y de una mayor apertura a la experiencia de la industria para acelerar el despliegue de tecnologías innovadoras. También subrayaron la importancia de alinear las licitaciones con las necesidades tanto locales como de todo el sistema.



4.5.4 Mensajes Clave

La regulación de la transmisión en Colombia, Chile y la República Dominicana demuestra madurez estructural, pero también limitaciones constantes a la hora de integrar la innovación, los incentivos basados en el rendimiento y la planificación flexible. Aunque estas jurisdicciones han adoptado la planificación centralizada y la remuneración estructurada, sus marcos siguen estando excesivamente centrados en el CAPEX, dejando sin explotar un potencial significativo de las GET.

Rigidez de planificación y contratación tecnológicamente neutra limitada

Los tres sistemas basan sus necesidades de transmisión en una planificación descendente y de infraestructuras. El sistema de licitaciones de Colombia impone especificaciones fijas para los proyectos; los escenarios de expansión de Chile siguen conduciendo predominantemente a nuevas líneas o subestaciones; y la República Dominicana mantiene un modelo totalmente centralizado bajo ETED, en el que la participación privada es mínima y sólo como contribuyentes temporales. En ninguno de estos casos las licitaciones o la planificación exigen una consideración sistemática de las GET o de opciones alternativas (no cableadas).

Respuesta de buenas prácticas:

Implantar marcos de contratación basados en funciones o servicios, como se practica en algunas partes de EE.UU. y Australia. En lugar de prescribir soluciones técnicas, las licitaciones deberían definir las necesidades de rendimiento (por ejemplo, "añadir 300 MW de capacidad") y permitir a los ofertantes proponer cualquier solución conforme, incluidas las mejoras modulares o basadas en software.

Sesgo CAPEX y débiles incentivos operativos

Los modelos de remuneración en los tres países recompensan el despliegue de activos por encima de la eficiencia operativa. Aunque Colombia y Chile ofrecen algunas penalizaciones vinculadas al rendimiento (HI, ENS), éstas siguen siendo modestas. La República Dominicana carece por completo de métricas explícitas. Las mejoras

operativas como el alivio de la congestión mediante el control avanzado del flujo de energía, la clasificación dinámica de líneas (DLR) o la optimización de la topología no se recompensan, aunque ofrezcan resultados iguales o mejores a un coste inferior.

Respuesta de buenas prácticas: Adoptar la regulación TOTEX (gasto total), como se ve en el marco RIIO del Reino Unido. Recompensar los resultados más que la escala de inversión. Permita que las soluciones basadas en OPEX reciban los mismos rendimientos regulados que las líneas tradicionales e incluya bonificaciones basadas en el rendimiento por reducir los costos del sistema o mejorar la confiabilidad.

La innovación y la integración de las GET siguen fragmentadas o inexistentes

Colombia y Chile permiten las nuevas tecnologías, pero no las evalúan ni financian sistemáticamente. Las normas de licitación carecen de puntuación de la innovación o de disposiciones piloto de vía rápida. El modelo de la República Dominicana es especialmente rígido y no ofrece canales formales para la innovación a menos que esté impulsada por el gobierno.

Respuesta de la mejor práctica:

Establecer la evaluación obligatoria de las GET (por ejemplo, la "regla de Nueva Zelanda"); incluir al menos una alternativa basada en las GET en todos los estudios de viabilidad. Reservar fondos o incentivos para ensayos de innovación (como el Concurso de Innovación en Red del Reino Unido) y crear vías de aceptación regional en las que los proyectos piloto que tengan éxito en un país se apliquen por la vía rápida en otro.



Vías limitadas de desarrollo privado

Incluso cuando las entidades privadas están dispuestas a financiar las ampliaciones necesarias (por ejemplo, las energías renovables que buscan una mejor interconexión), los marcos de los tres países no ofrecen una vía clara fuera de la planificación central. El artículo 102 de Chile es una excepción parcial, pero sigue infrutilizado y sesgado hacia las soluciones convencionales.

Respuesta de la mejor práctica: EAmpliar regionalmente los mecanismos del "artículo 102", permitiendo a los promotores o usuarios industriales proponer y financiar proyectos de transmisión de forma independiente, sujetos a revisión reguladora y viabilidad técnica. De este modo se agilizan los plazos de desarrollo y se distribuye el riesgo de inversión.

Mercados de servicios de red subdesarrollados

No existen mecanismos para compensar servicios como el alivio de la congestión, la supervisión en tiempo real o el apoyo a la potencia reactiva como ofertas independientes. Esto impide que soluciones como los FACTS, la respuesta a la demanda o el almacenamiento de energía participen en la optimización de la transmisión.

Respuesta de buenas prácticas: Transición hacia mercados de servicios de red. Definir los servicios (por ejemplo, alivio de la congestión, inercia) y asignar señales de precios transparentes. Dejar que los operadores de las redes de transmisión o terceros compitan para prestar esos servicios, con el apoyo de un respaldo normativo para las carencias críticas. Este planteamiento, aplicado con éxito en ISO como PJM o ERCOT, fomenta la eficiencia y la innovación rápida.



Apéndice A

Referencias para el Análisis Tecnológico de la Tarea 1.

Table 23: : *Referencias para la Tarea 1 Análisis tecnológico*

Tecnología		Referencia
Capacidad dinámica de la línea	Montaje en línea	[1]: PPL's Dynamic Line Ratings Implementation, PPL
		[2]: Clasificación dinámica de la línea, instalación en tres circuitos PPL, RTR Energy Solutions
		[2a]: Docket No. AD22-5-000 Comentarios iniciales de PPL Electric Utilities Corporation
	Sin contacto	[3]: DOE Oficina de electricidad TRAC
Capacidad Dinamica de Línea sin sensores		[4]: Implantación en todo el sistema de la tecnología de tarificación dinámica de líneas, Operato
Reconductor/Conductor avanzado		[5]: Situación de los proyectos de la PJM e imputación de costos
		[6]: Número de expediente A-2022-3036291, Comisión de Servicios Públicos de Pensilvania.
		[7]: Informe de exploración avanzada de conductores, INL
Sistema de almacenamiento de energía en baterías		[8]: Cierre financiero de su proyecto de almacenamiento de energía en baterías de San Andrés (Chile), Innergex
		[9]: Innergex anuncia la puesta en marcha de la planta de baterías de Salvador en Chile, Innergex
Control avanzado del flujo de energía	Condensadores síncronos	[9a]: Rebirthing coal power stations into synchronous condensers, Consejo Australiano de la Energía.
		[10]: Guía para la evaluación, especificación y diseño de condensadores síncronos para sistemas de potencia con predominio de generadores de baja o nula inercia, CIGRE.
	HECHOS/nuevos dispositivos digitales	[11]: For Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy, Klaus Habur y Donal O'Leary.
		[12]: Beneficios y valor de los nuevos reguladores de flujo de potencia, EPRI
	Control del flujo de corriente continua (HVDC)	[13]: Proyecto de transmisión UHVDC Belo Monte-Río de Janeiro, NS Energy
		[14]: Chile construirá una moderna línea de alta tensión de corriente continua para facilitar el transporte de energía renovable, Econo Journal
		[15]: Tecnologías avanzadas de transmisión, DOE
	Punto de apertura suave y punto normalmente abierto	[16]: Active Response Project Progress Report - July to December 2021, UK Power Network.
		[17]: Coordinated Control Method of Voltage and Reactive Power for Active Distribution Networks Based on Soft Open Point, P. Li, H. Ji, C. Wang, J. Zhao, G. Song, F. Ding y J. Wu.
		[18]: Comparative analysis of services from soft open points using cost-benefit analysis, M. Deakin, I. Sarantakos, D. Greenwood,, J. Bialek, P. Taylor y S. Walker.

Tecnología		Referencia
Respuesta de la demanda		[19]: Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation, J. Torriti, M. Hassan y M. Leach,
		[20]: The power to choose - Demand response in liberalised electricity markets, AIE.
		[21]: Impactos económicos y medioambientales de la implantación de un sistema inteligente de gestión de la demanda a escala europea, G. Papagiannis, A. Dagoumas, N. Lettas y P. Dokopoulos.
Sincrofasores /Sistema de supervisión de área amplia + Digital Twin/AI	Análisis de seguridad; Análisis dinámico de seguridad	[22]: Tecnología de software, mantenimiento de la seguridad de la red, PowerTech
	Régimen de protección especial / Régimen de medidas correctoras	[23]: System Protection Schemes: Limitaciones, riesgos y gestión, PSERC
		[24]: Cost-Benefit Analysis of Unreliable System Protection Scheme Operation, J. Calvo, P. Ramírez, S. Tindemans y G. Strbac
	Optimización de la topología	[25]: Optimización de la topología de la red de transporte, National Grid
		[26]: Building a Better Grid: How Grid Enhancing Technologies Complement Transmission Buildouts, Brattle Group.
		[27]: New Constraint Management Techniques for Meshed Transmission and Active Distribution Networks, New Grid, Brattle Group, Grid Strategies.
	Control de operaciones en tiempo real (por ejemplo, autómatas Naza)	[28]: Hoja de ruta de I+D para 2021-2024, RTE



@idbinvest

www.idbinvest.org