

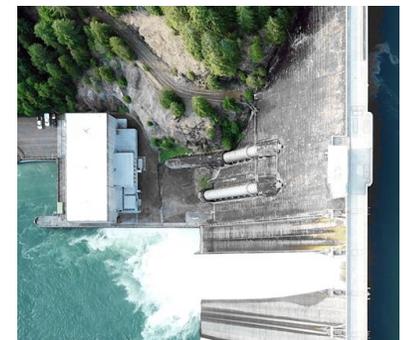


JUNTOS
SERVIMOS
A CHILE CON
ENERGÍA

Jornada Técnica

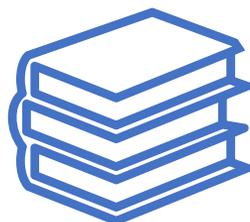
Informe de SSCC 2023: Servicio Complementario de Control de Tensión

12 de julio de 2022





Contexto



ISSCC2023:
SC de CT



Próximos Pasos



Contexto: Evolución del diagnóstico

2018

- Estudio descarbonización



2019

- Estudio de factibilidad de CDT en PE&PFV



2020

- Estudio descarbonización 2025



2021

- Estudio HVDC
- Estudio 2025/2030



2022

- PETx 2022
- Webinar 28 de enero



Contexto: Difusión del diagnóstico

Reuniones Gremios Desafíos de la Transición Energética en materias de Inercia y Cortocircuito

• Fechas

• Febrero - Mayo 2022

• Gremios



• Empresas



Contexto: Concepto de fortaleza de la red

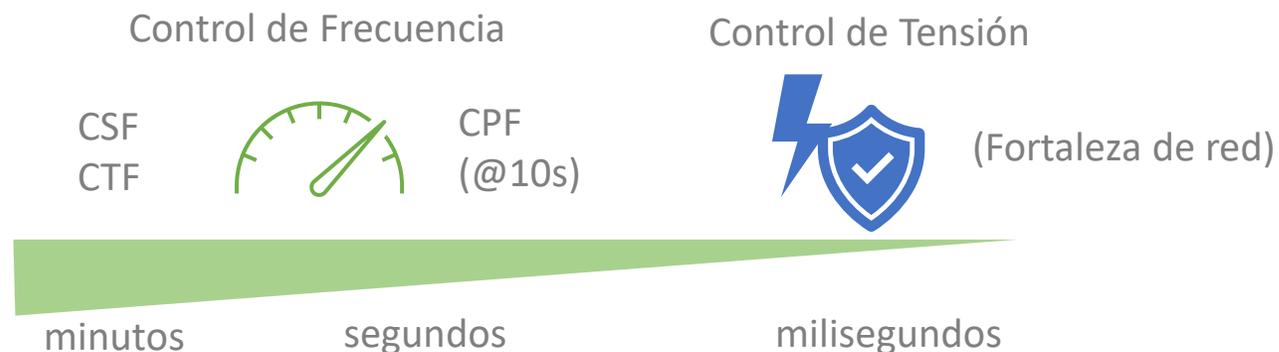
¿Cómo debemos entender la “fortaleza de la red”?

Como un atributo de la red relacionado con la habilidad del sistema eléctrico de potencia de mantener y controlar la forma de onda de la tensión, durante el estado estacionario y ante una contingencia. Por ello es una característica o atributo esencial para el sistema eléctrico, necesario para mantener su confiabilidad (suficiencia, seguridad y calidad de servicio). Este atributo siempre ha existido y ha sido aportado históricamente de manera natural, al igual que la inercia, por las unidades sincrónicas.

Del mismo modo, un voltaje estable permite transferir potencia y energía a través del sistema, y a la generación basada en inversores del tipo seguidores de red, permanecer conectados particularmente luego de la ocurrencia de una perturbación en el sistema.

Cualquier perturbación en la forma de onda de la tensión debe ser aplacada rápidamente de tal forma que el sistema retorne a un estado estacionario estable.

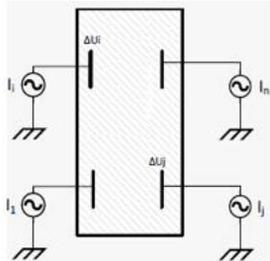
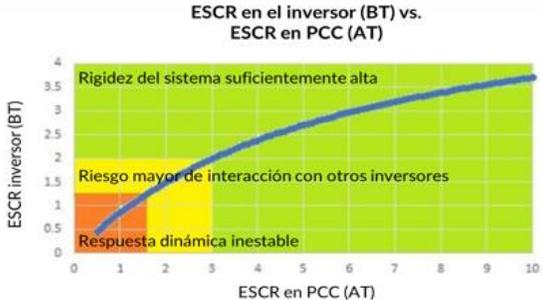
En términos de “control de tensión” y el espacio temporal en el que se proveen estos servicios, estamos hablando de tiempos del orden de los milisegundos.



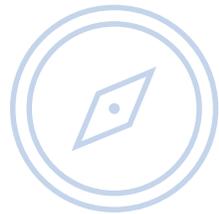
Contexto: Caracterización de la fortaleza

¿Cómo caracterizamos o cuantificamos la “fortaleza de la red”?

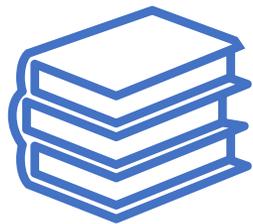
A través de un índice que identifique la capacidad de cortocircuito en los nodos de la red, pero teniendo en cuenta que el objetivo último es recoger el atributo de mantener una forma de onda “fuerte” del voltaje. Es por esta razón que la capacidad de cortocircuito de la generación basada en inversores seguidores de red no son consideradas en la expresión, porque más que un aporte a la fortaleza de la red son las que requieren del atributo.

INDICADORES	Valores referenciales
<ul style="list-style-type: none"> Relación de cortocircuito: $SCR_i = \frac{Skss_i}{P_i}$ Relación efectiva de cortocircuito (Artículo 3-34 de la NTSyCS): $ESCR = \frac{Skss_{AC}(MVA) - Q_{HVDC}(MVA)}{P_{HVDC}(MW)} \geq 2.5$ Relación de cortocircuito equivalente: $ESCR_i = \frac{Skss_i}{\sum_{j=1}^N IF_{ij} \times P_j }$ <ul style="list-style-type: none"> Skssi: potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico del <i>i</i>-ésimo nodo IF_{ij} = $\frac{\Delta u_j}{\Delta u_i}$: factor de interacción entre los nodos <i>i</i> y <i>j</i>. P_j: potencia activa inyectada por convertidores estáticos en el <i>j</i>-ésimo nodo en el estado prefalla 	<p>ESCR en el inversor (BT) vs. ESCR en PCC (AT)</p>  <p>Verde (ESCR > 3)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Respuesta estable para control estándar - Se puede descartar interacción con otros inversores <p>Amarilla (1,5 ≤ ESCR ≤ 3)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sintonización coordinada entre el control de inversores para asegurar respuesta estable del sistema - Riesgo de interacción entre inversores <p>Roja (ESCR ≤ 1,5)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sintonización del control puede no ser suficiente - Medidas adicionales (ej. compensación síncrona, restricciones operativas, etc.) <p>SCR aceptable depende de las características de cada sistema, sistemas de control, etc.</p> <p>Determinación requiere de estudios EMT exhaustivos</p>

Fuente: Webinar Coordinador Eléctrico Nacional “Desafíos de la Transición Energética en materias de Inercia y Cortocircuito”, 28 de enero de 2022



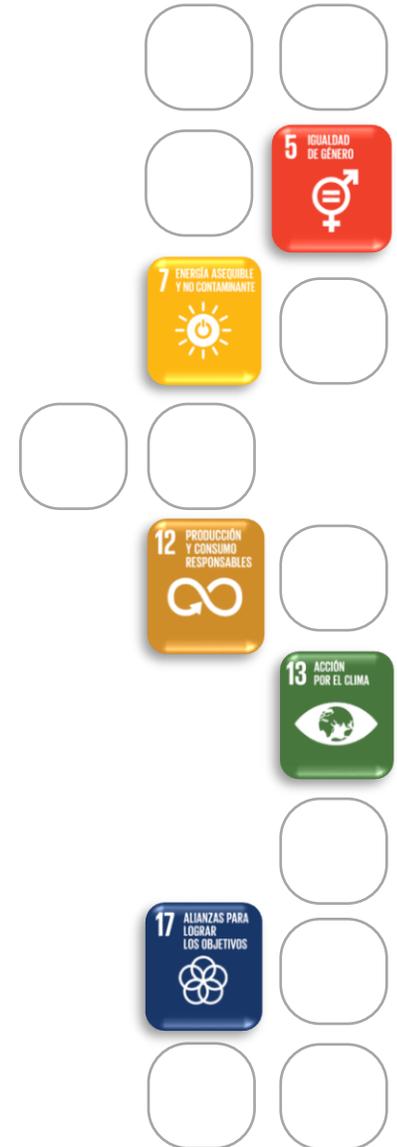
Contexto



ISSCC2023:
SC de CT



Próximos Pasos



Aspectos Metodológicos

Se definieron 2 escenarios de operación para el año 2025 (uno de día y otro de noche) y se calculó el indicador ESCR para las distintas barras monitoreadas en el escenario de día.

Se identificaron barras candidatas para los puntos de conexión siguiendo los siguientes criterios:

- Cercanía a núcleos relevantes de generación ERV.
- El objetivo es alcanzar en las barras monitoreadas un ESCR = 1,5.
- Se prioriza la conexión en barras superiores a 200 kV, considerando tensiones menores en casos que concentren conexión ERV.

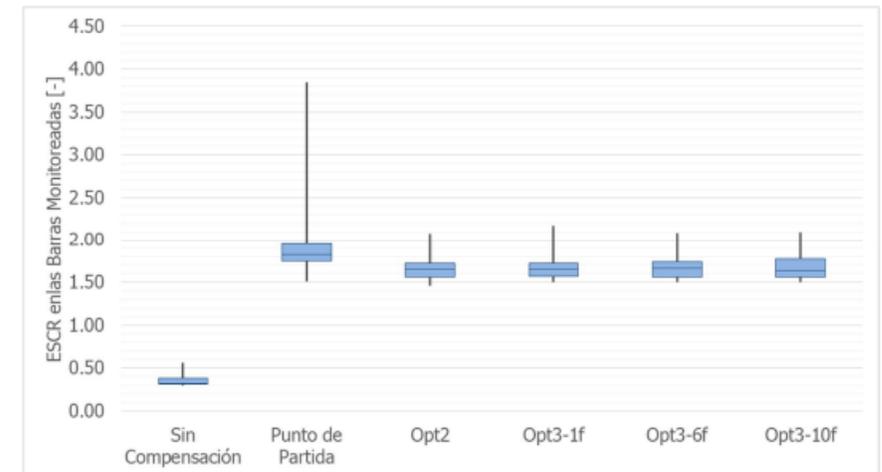
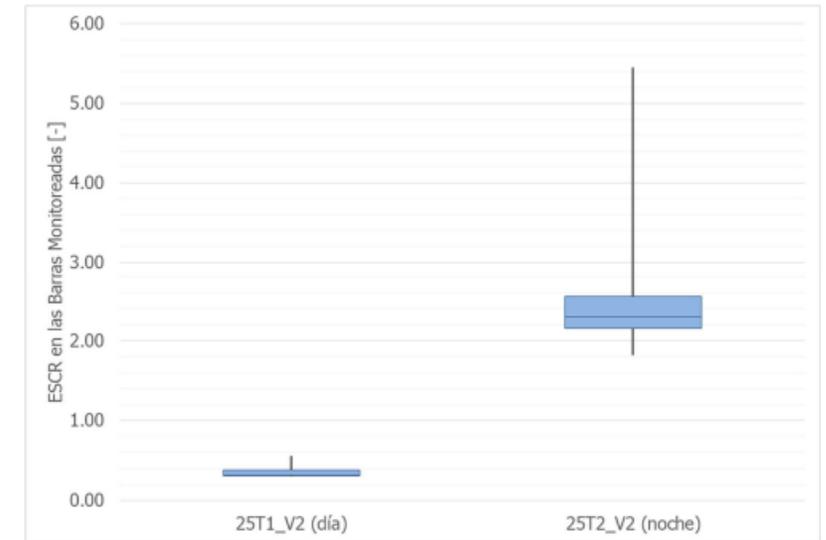
Se formuló un problema de optimización en cuya F.O. se minimiza la capacidad total de cortocircuito a adicionar en “N” nodos candidatos, sujeto a que se alcance un ESCR mínimo de 1,5 en los “M” nodos a monitorear.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^N Scc_i$$

s. a.

$$ESCR_j \geq ESCR_{min}, j = 1, \dots, M$$

donde Scc_i es la potencia de cortocircuito adicional en el i-ésimo nodo candidato



Fuente: Estudio DIGSILENT “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional”, Informe Actividades 1 y 2

Cuantificación del requerimiento SC de CT

El proceso de optimización derivó en una serie de pasos para converger a la solución recomendada.

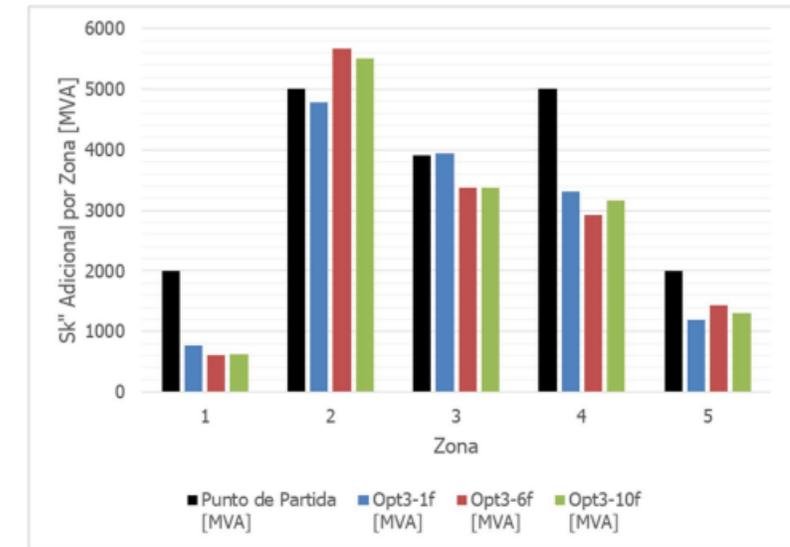
- En las primeras 2 etapas es acercarse al mínimo global sin emplear un tiempo excesivo en la ejecución del algoritmo
- La etapa 3 tiene como objetivo identificar mínimos locales que puedan seguir reduciendo el valor de la F.O.
- De los resultados de la etapa 3 se seleccionaron las 3 mejores soluciones y se reduce el número de barras candidatas eliminando aquellas en que el aporte de cortocircuito es menor a 500 MVA.

Finalmente y tomando en consideración un criterio donde se realiza el cálculo de ESCR respecto de la potencia despachada de los parques en lugar de su capacidad nominal, se establece el requerimiento al año 2025.



Tabla 5.13 Requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SC de Control de Tensión

Barra Candidata	Potencia de cortocircuito [MVA]	CCSS equivalente ¹⁸ [MVA]
CALAMA NUEVA 220 kV B1	1286	193
EL COBRE (ENGIE) 220 kV B1	1282	192
ILLAPA 220 kV B1	2381	357
LIKANANTAI 220 kV B1	940	141
MARÍA ELENA 220 kV B1	2562	384
MIRAJE 220 kV B1	1823	274



Fuente: Estudio DIGSI LENT "Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional", Informe Actividades 1 y 2

Evaluación Costo-Eficiencia de la Solución CCSS

Valor de inversión del plan para robustecer el sistema a base de CCSS

Resultados del Estudio DigSilent				Valorización							
Zona	Barra	Posiciones	Potencia Instalada [MVA]	Ref de costos	Valor modular [MUSD]	Gestión medio ambiental [MUSD]	Ampliación de Barras + Suministro Equipos AT [MUSD]	Concesiones y servidumbre [MUSD]	Costos de Línea [MUSD]	Costos indirectos [MUSD]	VI Total [MUSD] (estimación preliminar)
A	María Elena 220 kV	1	390	300	67.470	300	2.153	248	1.142	10.697	82.010
	Miraje 220 kV	1	270	300	46.710	250	2.153	248	1.142	7.575	58.079
	Calama Nueva 220 kV	1	190	200	43.510	200	2.153	186	816	8.436	55.300
B	Likanantai 220 kV	1	140	200	32.060	200	2.153	186	816	6.375	41.789
	El Cobre 220 kV	1	190	200	43.510	200	-	186	816	8.048	52.761
C	Illapa 220 kV	1	360	300	62.280	300	2.153	248	1.142	9.918	76.042
											365.981

Costo de CCSS representa aprox. 80% del VI estimado (en base a valores RFB)

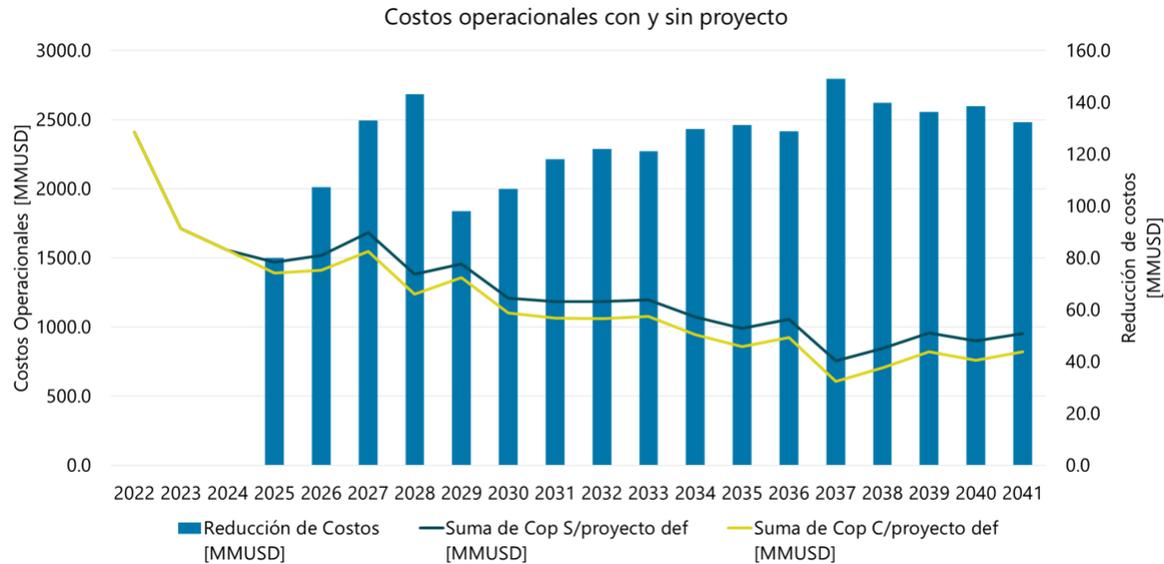
Supuestos de cálculo:

- **Gestión medio ambiental [MUSD]:** costo estimado en función de la superficie proyectada
- **Ampliación de Barras + Suministro Equipos AT [MUSD]:** Se considera un paño de salida desde el Trafo del CCSS y un paño de llegada en la subestación receptora.
- **Concesiones y servidumbre [MUSD]:** costo del terreno considerado a 23 USD/mt²
- **Costos de Línea[MUSD]:** considera 3 kms. de línea de simple circuito con capacidad para 200 o 400 MVA. Costo de paños en ítem ampliación de barra.
- **Costos indirectos [MUSD]:** Costos administrativos, Transporte terrestre en Chile (desde el puerto), Seguros, Inspección Técnica de Obra, Utilidades del Contratista, Contingencias. **“300 MVA: 15%”** y **“100 y 200 MVA: 18%”**

Evaluación Costo-Eficiencia de la Solución CCSS

Costos Operación y Balance Neto

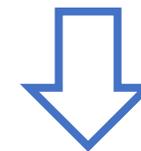
- Costos de Operación Anuales, con y sin Proyecto.



- En base al tipo de proyecto que se busca licitar, se extiende la evaluación hasta el segundo semestre del año 2050, promediando los costos de los últimos 3 años, de esta forma la evaluación es consistente con la vida útil de 25 años estimada para un proyecto de compensación síncrona.

- El proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) de 954 MMUSD.

- Nota: Tasa de actualización corresponde a la tasa social de descuento (6%) según reglamento N°37 de mayo de 2019 emitido por el Ministerio de Energía.

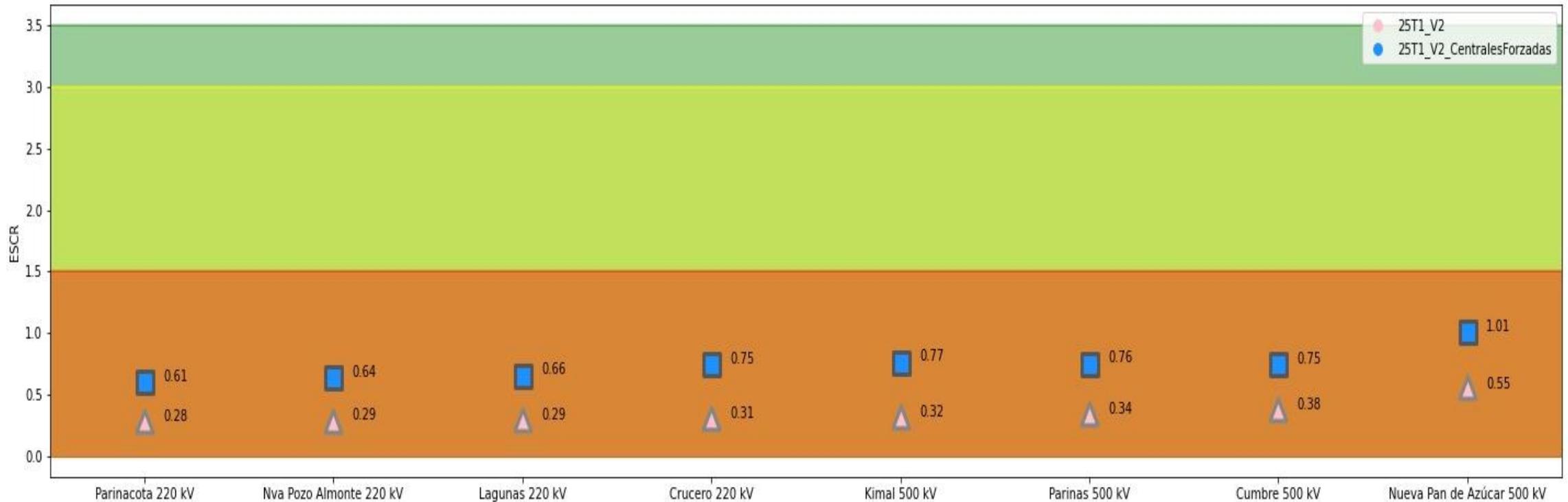


Materia	[MMUSD]
Reducción de Costo	1340,8
Costos de Inversión y OyM	386.7
Beneficios netos	954.1

Evaluación Costo-Eficiencia de la Solución CCSS

Comparación ESCR caso base y caso con centrales forzadas

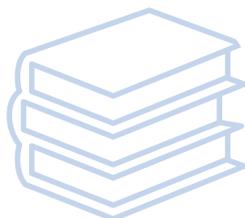
- Comparación ESCR caso base y con centrales forzadas.
Centrales Forzadas a mínimo técnico: CCH, U16, CTA, IEM.



- Nota: En el caso con centrales forzadas, se reduce proporcionalmente la generación solar del norte en el mismo valor de la generación forzada.



Contexto



ISSCC2023:
SC de CT



Próximos Pasos



Próximos Pasos: Licitación SC de CT

- Modelo de negocio
- Disponibilidad y Desempeño
- Metodología de evaluación de ofertas
- Metodología de adjudicación

