



MEMORIA DESCRIPTIVA

PROYECTO NUEVA

S/E SECCIONADORA SAN CAMILO

PARA CONEXIÓN DE PV SAN CAMILO

CONTROL DE VERSIÓN Y REVISIÓN

Versión	Fecha	Redacción	Revisión	Aprobación	Observación
A	05/10/2024	N.I.G.H.	RNE	AGUASOL	Versión SAC / Art. 102

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	OBJETIVO GENERAL.	5
2.1.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	5
3.	ANTECEDENTES DE SOLICITUD.	6
3.1.	IDENTIFICACIÓN COMPLETA DEL SOLICITANTE	6
3.2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE GENERACIÓN.	6
	PARTES, OBRAS Y ACCIONES ASOCIADAS:	7
3.3.	RESOLUCIÓN DE CALIFICACIÓN AMBIENTAL DEL PROYECTO PV SAN CAMILO.	8
3.4.	DESCRIPCIÓN Y ANTECEDENTES TÉCNICOS DE LA OBRA.	8
3.5.	VALORIZACIÓN DE OBRAS REQUERIDAS.	13
3.6.	CARTA GANTT DEL PROYECTO.	14
4.	ANÁLISIS DE IMPACTO ECONÓMICO.	15
4.1.	SUPUESTOS PARA LA MODELACIÓN.	15
	I) PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN.	16
	II) PLAN DE DESCARBONIZACIÓN.	17
	III) PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.	18
	IV) PROYECCIÓN DE DEMANDA.	18
	V) COSTOS DE COMBUSTIBLES.	19
	VI) HIDROLOGÍAS.	20
4.2.	ANÁLISIS DE IMPACTO ECONÓMICO.	21
	I) GENERACIÓN ESPERADA DE LA ZONA (CASO BASE).	21
	II) GENERACIÓN ESPERADA DE LA ZONA CONSIDERANDO LA OBRA PROPUESTA.	21
	III) COSTOS DE OPERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.	22
5.	JUSTIFICACIÓN DE URGENCIA DE OBRA.	24
6.	SOLICITUD.	26
7.	CONCLUSIÓN.	27
8.	ANEXOS.	28

<u>A.</u>	<u>ANEXO A. CALIFICACIÓN AMBIENTAL PV SAN CAMILO.</u>	<u>28</u>
<u>B.</u>	<u>ANEXO B: PLANOS DE INGENIERÍA DEL PROYECTO.</u>	<u>29</u>
<u>9.</u>	<u>ANEXO C: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA A PV SAN CAMILO.</u>	<u>30</u>
<u>C.</u>	<u>ANEXO D: PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.</u>	<u>33</u>
<u>D.</u>	<u>ANEXO E: BASE DE DATOS ESTUDIO ECONÓMICO.</u>	<u>37</u>

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Ubicación del proyecto PV SAN CAMILO	7
Ilustración 2. Ubicación Seccionadora San Camilo 110kV.....	9
Ilustración 3. Diagrama Unilineal Simplificado Subestación Seccionadora San Camilo.	10
Ilustración 4. Esquema Simplificado sin seccionadora San Camilo en Servicio.	10
Ilustración 5. Plano de Planta de Subestación Seccionadora San Camilo 110kV.....	12
Ilustración 6. Capacidad instalada de generación en el Sistema Eléctrico Nacional 2023-2040.17	
Ilustración 7. Proyección de demanda regulada e industrial. Fuente: CNE (ITD Def. 2024-1). 19	
Ilustración 8. Proyección de costos de combustibles utilizadas para la determinación de costos variables.	19
Ilustración 9. Energía afluente para cada uno de los últimos 25 años (hidrologías históricas). 20	
Ilustración 10. Flujos de potencia promedio para cada mes. 3 hidrologías. Caso base.....	21
Ilustración 11. Flujos de potencia promedio para cada mes, 3 hidrologías. Caso con obra propuesta.	22
Ilustración 12. Ahorro en costos de operación. Caso sin obra - Caso con obra.....	23
Ilustración 13. Costos de operación y ahorro anual para el periodo 2024 y 2045 en MMUS\$. 23	

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Identificación del Solicitante de la Ejecución de la obra	6
Tabla 2. Superficie del Proyecto	7
Tabla 3. Equipos Primarios S/E Seccionadora San Camilo	11
Tabla 4. Costos del Subestación Seccionadora San Camilo.....	13
Tabla 5. Carga Gantt	14
Tabla 6. Retiro de centrales a Carbón del SEN.	17
Tabla 7: Plan de obras de Generación.....	30
Tabla 8: Plan de obras de Transmisión.....	33

1. INTRODUCCIÓN

La expansión de las redes de transmisión de Servicio Público se encuentra regulada en la Ley General de Servicios Eléctricos (Ley o LGSE, indistintamente) en la cual se describen tanto el proceso de planificación de la transmisión, como el de licitación que lleva a cabo el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador), procesos que en conjunto requieren de un plazo para la materialización de proyectos de expansión, que puede ser incompatible con algunas iniciativas de inversión. Por tal motivo, el artículo 102° de la Ley establece un camino alternativo para el desarrollo de obras de expansión de transmisión, en la medida que estas obras cumplan con los requerimientos señalados en dicho artículo y en las normas reglamentarias aplicables.

Trends industrial S.A. es una empresa del rubro eléctrico, la cual opera bajo el RUT 76.142.076-3. Donde proyecta su centro de operaciones en la comuna de San Pedro de Atacama.

Actualmente Trends Industrial S.A. se encuentra desarrollado un Proyecto de desalación de 2,7 m³/s para contribuir al desarrollo agrícola y minero de toda la región de Atacama, dentro de este se considera el Proyecto PV San Camilo (ex PV ENAPAC), el cual contempla la construcción y operación de un parque fotovoltaico, este proyecto se encuentra ubicado en la comuna de San Pedro de Atacama en la región de Atacama, proyectando una generación anual de 100 MW inyectados en al Sistema Eléctrico Nacional además de un sistema de almacenamiento 100 MW por 5 horas sin superposición de potencias.

2. OBJETIVO GENERAL.

Solicitar al Coordinador Eléctrico Nacional y a la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 102° de la LGSE, en el DS 37 y en la Guía Técnica de Proyectos vía artículo 102° de la Ley, que se considere bajo el régimen excepcional de obra urgente la construcción y entrada en operación a fines del año 2026, la cual seccionara la línea 1x110kV Punta Padrones – Travesía, la que es requerida para la conexión del proyecto PV San Camilo.

2.1. Objetivos Específicos.

- Identificar el titular de la obra de transmisión que se requiere ejecutar e interconectar al sistema eléctrico.
- Presentar Carta Gantt con el cronograma de ejecución de la obra
- Presentar justificación de la necesidad y urgencia del proyecto y de su exclusión del proceso de planificación.

3. ANTECEDENTES DE SOLICITUD.

3.1. Identificación Completa del Solicitante

Según lo establecido en el artículo 41° del Reglamento a continuación se identifica el propietario del proyecto que quiere ejecutar e interconectar al Sistema Eléctrico.

Tabla 1. Identificación del Solicitante de la Ejecución de la obra

Antecedentes	
Razón Social:	Trends Industrial S.A.
RUT:	76.142.076-3
Dirección:	Apoquindo 3650 Of 803 Las Condes
Ciudad:	Santiago de Chile
Teléfono:	56-222064491
Nombre Representante Legal:	Enrique Valdivieso Valdés
Correo Electrónico:	mauricio.h@agua-sol.com

3.2. Descripción del proyecto de generación.

El Proyecto considera la instalación de un parque fotovoltaico totalizando una potencia nominal instalada igual a 100 MW que permiten garantizar la potencia máxima equivalente aprobada para el estudio ambiental y la RCA. Las celdas fotovoltaicas evacuarán la energía mediante una línea de media tensión (MT) subterránea hacia una línea aérea de 23 KV que se ubicará dentro del predio, la que enviará la energía a una subestación eléctrica (SE) ubicada dentro del predio, desde donde saldrá una línea aérea de 110kV que se conectará al Sistema Interconectado Nacional (SEN) mediante una conexión en seccionamiento a la línea de 110 kV existente (“Punta Padrones – Travesía”).

El Proyecto se localizará en Chile, en la región de Atacama, en la comuna de San Pedro que se ubica administrativamente en la Provincia de Copiapó, aproximadamente a 10,7 Km en línea recta al suroeste de la localidad de San Pedro.



Ilustración 1. Ubicación del proyecto PV SAN CAMILO

Donde las consideraciones de superficie indicada en la evaluación ambiental corresponden a la siguiente tabla de contenido:

Tabla 2. Superficie del Proyecto

OBRA	SUPERFICIE UTILIZADA POR OBRAS (ha)
TOTAL	292,82

Durante la construcción del Proyecto se realizarán obras para el correcto funcionamiento del parque eólico por lo que es necesario contar con la infraestructura temporal que permita la correcta ejecución de las obras de montaje del parque eólico. Obras que consideran emplazar dos instalaciones de faena, una en el bloque norte y otra en el bloque sur del parque eólico.

Partes, obras y acciones asociadas:

Para la construcción del proyecto se contempla la ejecución de las siguientes instalaciones y obras temporales:

- Instalaciones de faena.
- Instalación de manejo aguas servidas etapa de construcción.
- Áreas de acopio de materiales.
- Área de lavado de camiones mixer.

Por su parte, para la correcta ejecución de la fase de construcción del Proyecto se contempla la realización de las siguientes actividades:

- Movimiento de tierras.
- Construcción de fundaciones.
- Construcción de plataformas.
- Montaje de paneles fotovoltaicos.
- Habilitación de caminos internos.
- Construcción de líneas internas de media tensión (aérea y subterránea).
- Construcción de Subestación Seccionadora San Camilo.
- Construcción línea alta tensión y seccionamiento (110 kV).
- Construcción sala de control y bodega.
- Habilitación y uso de las instalaciones de apoyo (aguas servidas, residuos, lavado camiones).
- Transporte de insumos, residuos y mano de obra fuera del área de emplazamiento del proyecto.
- Desmovilización de las instalaciones de apoyo y gestión de residuos.

Durante la etapa de operación se considerarán las siguientes actividades:

- **Generación y transmisión de electricidad:** El PV San Camilo, generará aproximadamente 100 MW.
- **Contratación de mano de obra.**
- **Mantenimiento preventivo:** Limpieza e inspección de los equipos e instalaciones, ejecución de reaprietes en equipos y componentes de estructuras, mediciones de verificación y chequeo.
- **Mantenimiento contra fallas o correctivo:** Reparaciones que se realizarán al sistema en el caso de detectarse anomalías que puedan producir fallas.

3.3. Resolución de calificación ambiental del proyecto PV San Camilo.

El 04 de octubre 2018, se obtuvo la Resolución de calificación ambiental RCA favorable del proyecto, así mismo la RCA- N°99, cabe señalar que de acuerdo con lo indicado en el artículo 25° ter de la Ley 19.300, la vigencia de una RCA favorable es de 5 años, por lo que el proyecto solicita la urgencia en poder lograr su definición del punto de conexión para las obras. La calificación se adjunta en Anexo A, junto con respuesta a consulta de pertinencia de octubre 2023.

3.4. Descripción y Antecedentes Técnicos de la Obra.

El proyecto considera la construcción de una Nueva Seccionadora San Camilo 110kV que secciona la LT 1x110kV Punta Padrones-Travesía, para permitir la conexión del PV SAN CAMILO. La

subestación seccionadora se proyecta a unos 10 km al noroeste de la localidad de Travesía, en la región de Atacama, como muestra la siguiente ilustración 2.



Ilustración 2. Ubicación Seccionadora San Camilo 110kV.

La subestación seccionadora San Camilo 110kV, será de configuración de barra principal más barra de transferencia, ubicada físicamente como muestra la ilustración 2, el cual da cumplimiento con el Anexo Técnico Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión de la Norma Técnica vigente. El diseño de la nueva subestación contempla paños operativos y barras de 110kV con malla de tierra y plataforma para los cuatro paños:

- Dos para el seccionamiento de la línea de transmisión 110kV.
- Uno para la conexión del PV San Camilo y,
- Un último para el paño de transferencia.

A continuación, se adjunta ilustración 3 con diagrama unilineal simplificado para la obra de seccionamiento por artículo 102°.

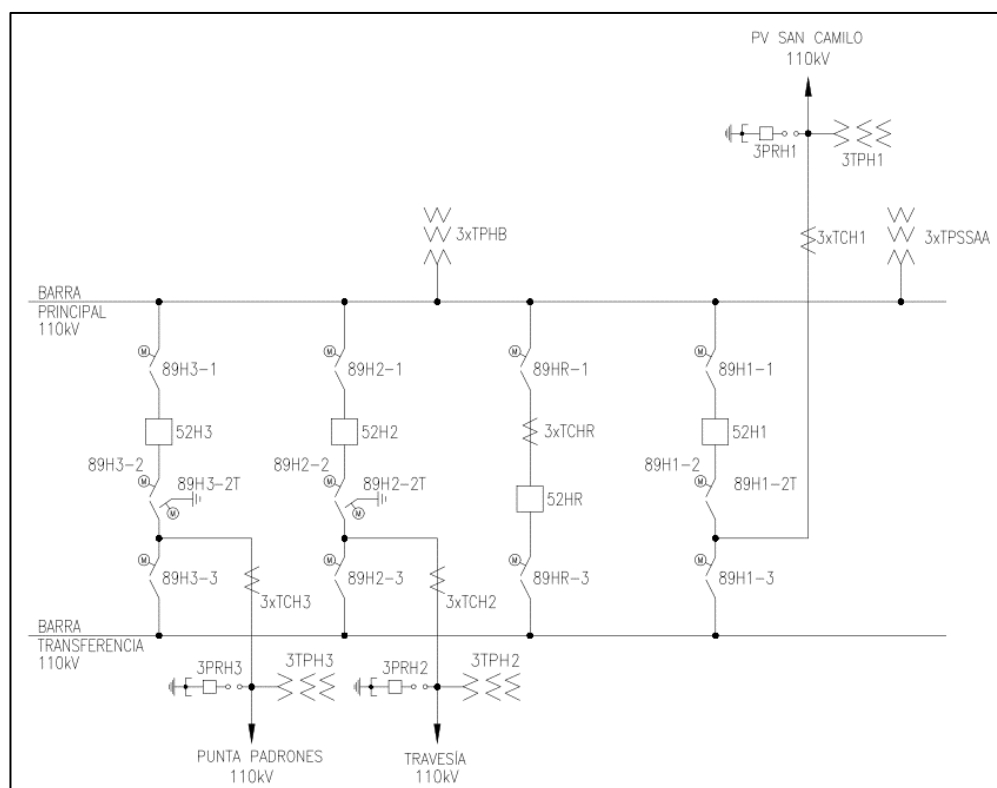


Ilustración 3. Diagrama Unilineal Simplificado Subestación Seccionadora San Camilo.

Para complementar en la ilustración 4 se representa un esquema del Sistema Eléctrico Nacional y del potencial eléctrico en la zona, donde se ha incorporado la seccionadora San Camilo con la finalidad de habilitar el punto de conexión del proyecto de generación PV San Camilo.

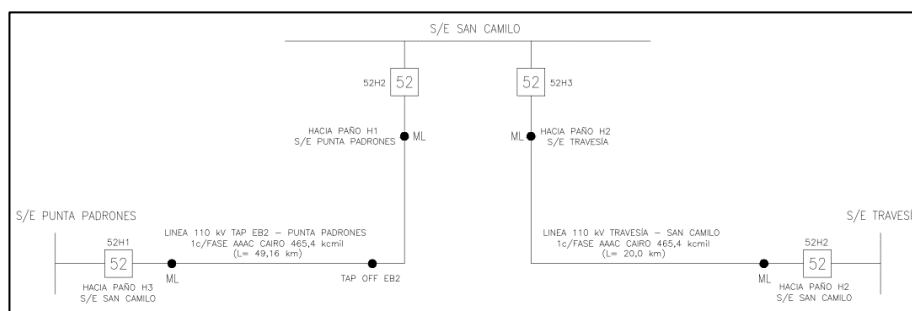


Ilustración 4. Esquema Simplificado sin seccionadora San Camilo en Servicio.

Para mayor detalle los paños serán utilizados en la S/E Seccionadora San Camilo tendrán la función que se indica a continuación:

- 02 paños en 110kV para el seccionamiento.
 - 01 paño de línea H3 de 110kV hacia S/E Punta Padrones.
 - 01 paño de línea H2 de 110kV hacia S/E Travesía

- 01 paño en 110kV para la conexión del PV San Camilo.
- 01 paño en 110kV acoplador de barra (transferencia).

A continuación, se muestra el listado de equipos primarios proyectados en la nueva S/E seccionadora San Camilo 110kV.

Tabla 3. Equipos Primarios S/E Seccionadora San Camilo

LISTA DE EQUIPOS ELEMENTOS COMUNES S/E SECCIONADORA SAN CAMILO			
ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	MARCA/MODELO
1	3	INTERRUPTOR DE PODER DE ACCIONAMIENTO TRIPOLAR 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 1.200 A - 40 kA	POR DEFINIR
2	2	DESCONECTADOR TRIPOLAR DE APERTURA CENTRAL, CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 1.200 A - 40 kA	POR DEFINIR
3	6	DESCONECTADOR TRIPOLAR DE APERTURA CENTRAL, SIN CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 1.200 A - 40 kA	POR DEFINIR
4	9	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 40 kA - 250-500/1-1-1-1-1 A - N1 y N2: 0,2Fs5/2,5VA - N3, N4 y N5: 5P20/10VA	POR DEFINIR
5	9	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO PARA LÍNEAS 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 40 kA -110:v3/0,115:v3/0,115:v3 kV - S1: 0,2/10VA - S2: 3P/15VA	POR DEFINIR
6	3	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO PARA BARRAS 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 40 kA -110:v3/0,115:v3/0,115:v3 kV - S1: 0,2/10VA - S2: 3P/15VA	POR DEFINIR
7	3	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA SERVICIOS AUXILIARES (SS/AA), 110kV - 123 kV - 550 kVcr-110:v3/0,4:v3 kV - 50 kVA	POR DEFINIR
8	9	PARARRAYOS CON CONTADOR DE DESCARGAS 110kV - Ur 108 kV - Uc 86 kV - In 20kA	POR DEFINIR
9	9	AISLADOR DE PEDESTAL 110kV - 123 kV - 550 kVcr	POR DEFINIR
10	1	GRUPO GENERADOR 380/220 V - FP: 0,85 - 80 kVA	POR DEFINIR

Tabla 4. Equipos Primarios PV San Camilo

LISTA DE EQUIPOS EQUIPOS PV SAN CAMILO			
ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	MARCA/MODELO
1	1	INTERRUPTOR DE PODER DE ACCIONAMIENTO TRIPOLAR 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 1.200 A - 40 kA	POR DEFINIR
2	1	DESCONECTADOR TRIPOLAR DE APERTURA CENTRAL, CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 1.200 A - 40 kA	POR DEFINIR
3	2	DESCONECTADOR TRIPOLAR DE APERTURA CENTRAL, SIN CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 1.200 A - 40 kA	POR DEFINIR
4	3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 40 kA - 250-500/1-1-1-1-1 A - N1 y N2: 0,2Fs5/2,5VA - N3, N4 y N5: 5P20/10VA	POR DEFINIR
5	3	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO PARA LÍNEAS 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 40 kA -110:v3/0,115:v3/0,115:v3 kV - S1: 0,2/10VA - S2: 3P/15VA	POR DEFINIR
6	0	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO PARA BARRAS 110kV - 123 kV - 550 kVcr - 40 kA -110:v3/0,115:v3/0,115:v3 kV - S1: 0,2/10VA - S2: 3P/15VA	POR DEFINIR
7	0	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL PARA SERVICIOS AUXILIARES (SS/AA), 110kV - 123 kV - 550 kVcr-110:v3/0,4:v3 kV - 50 kVA	POR DEFINIR
8	3	PARARRAYOS CON CONTADOR DE DESCARGAS 110kV - Ur 108 kV - Uc 86 kV - In 20kA	POR DEFINIR
9	2	AISLADOR DE PEDESTAL 110kV - 123 kV - 550 kVcr	POR DEFINIR

La siguiente ilustración 5 muestra el plano de planta de la subestación proyectada, que muestra la barra principal de 110kV, la correspondiente Barra de transferencia de su configuración, pudiendo identificar los paños anteriormente identificados.

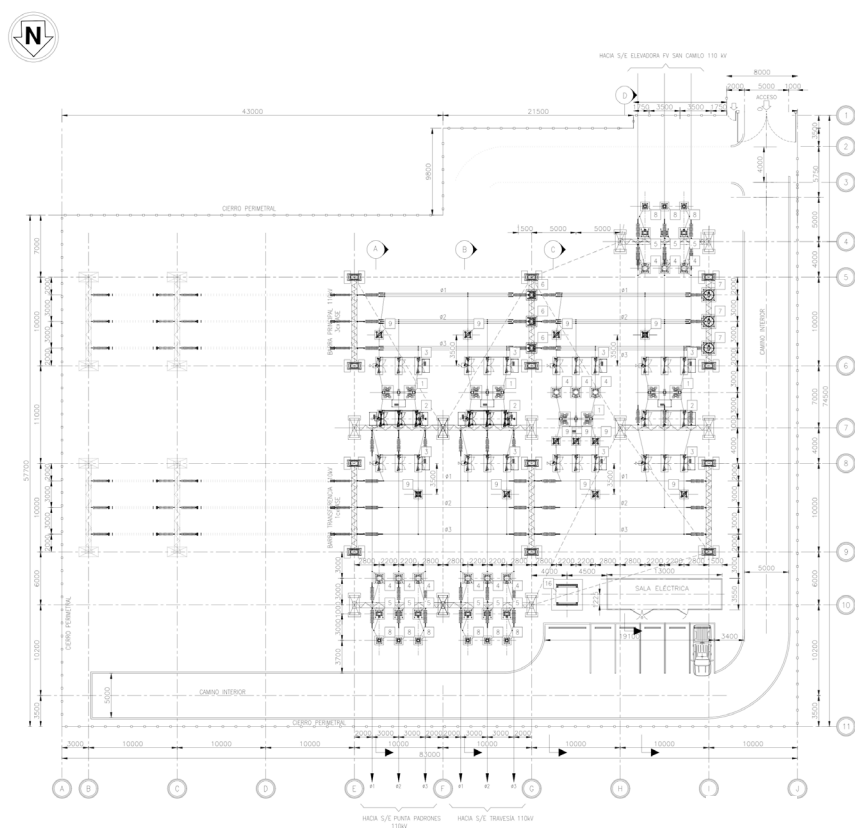


Ilustración 5. Plano de Planta de Subestación Seccionadora San Camilo 110kV.

Los planos mencionados se incluyen en Anexo A.

3.5. Valorización de Obras Requeridas.

Para el desarrollo de cálculo del valor de inversión, se considerando los siguientes parámetros.

- Metodología de estimación.

La cubicación se obtuvo considerando los planos de ingeniería incluidos en el Anexo A.

- Origen de Precios.

Los precios considerados fueron obtenidos del estudio de precios utilizado para la Valorización del sistema de transmisión para obtener un valor referencial de las obras de transmisión del seccionamiento.

Tabla 4. Costos del Subestación Seccionadora San Camilo.

Instalación	Descripción	VI(US\$)	AVI (US\$)
Barra principal	Barra principal	27.236	2.034
Barra de Transferencia	Barra principal	27.236	2.034
H1	Paño	219.844	16.365
H2	Pano	219.844	16.365
H3	Pano	219.844	16.365
H4	Paño	128.983	9.602
IICC Patio	Patio 220 kV	160.276	11.613
IICC SE	Subestación	859.431	65.753
LLTT	Seccionamiento	52.070	3.773
Total		2.701.208	202.449

Valores incluyen costos directos, ingeniería, contrato de construcción, suministro, seguros gastos generales, gastos financieros.

3.6. Carta Gantt del proyecto Transmisión.

Para mayor detalle se adjunta anexo con la carta Gantt correspondiente a la etapa de construcción del proyecto de transmisión para lo cual es ideal contar con el funcionamiento de la seccionadora declarada en construcción mediante art 102°.

Tabla 5. Carga Gantt

ID	Actividad	mes	2025												2026											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Proconstrucción	2																								
1.1	Estudios e ingeniería	3																								
1.2	Permisos	6																								
1.3	Suministros	10																								
2	Construcción	12																								
2.1	Obras Civiles y estructurales	5																								
2.2	Montaje de Equipos	3																								
2.3	Tendido de conductor	2																								
2.4	Control, protección y telecom	2																								
3	PES y entrada en operación	1																								

En base a los resultados obtenidos y a la necesidad actual del PV San Camilo para iniciar su proceso constructivo, Trends Industrial S.A., como titular del proyecto de Generación PV San Camilo, ha considerado, catalogar esta obra como necesaria y urgente, citando la RE N° 167/2019 del Ministerio de Energía, que establece que *“se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando éstos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema”*.

4. ANÁLISIS DE IMPACTO ECONÓMICO.

El presente estudio tiene como objetivo determinar el impacto económico en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al incorporar la “Nueva S/E seccionadora de la línea Travesía – Punta Padrones 110 kV” y que a su vez permite la conexión del futuro proyecto San Camilo el cual consiste en una planta solar fotovoltaica de 100 MWac (140 MWdc) junto con un sistema de almacenamiento de energía de 100 MW/500 MWh con fecha de operación comercial en marzo de 2027.

Se analizará la zona de interés para el periodo entre noviembre de 2024 y hasta octubre de 2045, considerando un caso base sin la obra de ampliación y otro caso como sensibilidad considerando la obra de interés en conjunto con el proyecto que se desea conectar. En ese sentido, se verificará la suficiencia de las líneas aledañas a la Nueva S/E Seccionadora propuesta 110kV (en adelante “Zona de Estudio”), considerando el desarrollo importante de proyectos de generación y/o consumo que se conectarán en la zona adyacente.

El análisis se realizará considerando el modelo PLP con las últimas 25 hidrologías históricas disponibles además de considerar el respectivo plan de obras de generación y transmisión.

4.1. Supuestos para la modelación.

En esta sección se describen los supuestos utilizados para la modelación en el modelo PLP. Se considera un plan de obras de generación, plan de descarbonización, plan de obras de transmisión, proyección de demanda total del sistema, costos de combustibles e hidrologías utilizadas.

i) Plan de obras de generación.

Se ha llevado a cabo un análisis profundo de las bases de datos que han sido utilizadas por las principales instituciones públicas (Coordinador Eléctrico Nacional, CNE y Ministerio de Energía). Los principales criterios para la definición de este plan son los siguientes:

- Proyectos en construcción; de acuerdo con la información disponible en la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional en septiembre de 2024. Algunos proyectos se han retrasado, lo que se ha evaluado caso por caso.
- Proyectos que no están en construcción, pero respaldan la energía adjudicada en las subastas para clientes regulados. Se supone que estará en pleno funcionamiento en las fechas indicadas en sus ofertas.
- Otros proyectos; el Consultor considera que un porcentaje importante de otros proyectos que se han encontrado en las ofertas de subasta de agentes que no fueron adjudicados entrarán en el mercado, con retrasos en sus fechas de entrada, ya que formarán parte de las futuras subastas de energía a clientes tanto regulados como no regulados; también se consideran proyectos que se están desarrollando, fueron declarados admisibles por el Departamento de Acceso Abierto del Coordinador, y afectan directamente la zona de análisis.

Considerando la información anterior, se determinó un Plan de Obras de Generación óptimo con el objeto de satisfacer la demanda del sistema eléctrico nacional, el cual se presenta en el Anexo C. Es importante destacar que este Plan de Obras de Generación se complementa con los proyectos que se encuentran en operación.

La Ilustración 6 presenta la capacidad instalada de generación en el SEN por tipo de tecnología.

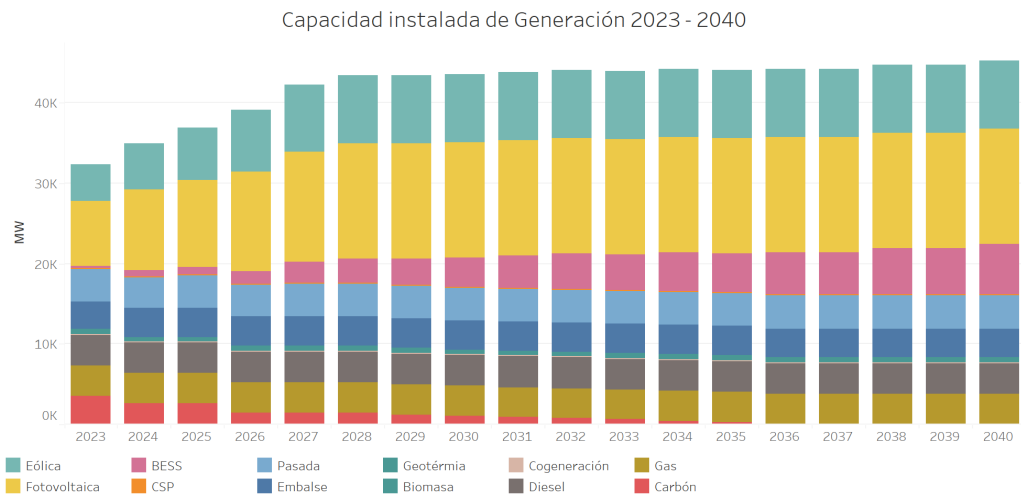


Ilustración 6. Capacidad instalada de generación en el Sistema Eléctrico Nacional 2023-2040.

Dada la evolución del mercado eléctrico en Chile y la reducción en los costos de inversión de las baterías de ion-litio, el Consultor anticipa una continua adaptación de la regulación eléctrica para fomentar inversiones en sistemas de almacenamiento de energía tanto a pequeña como a gran escala. Además, considerando la situación de curtailment en el Sistema Eléctrico Nacional y el alto interés en proyectos de almacenamiento de energía evidenciado en la plataforma de acceso abierto del Coordinador Eléctrico Nacional, así como el proceso de retiro de centrales de carbón, se ha considerado incluir en el futuro plan de expansión proyectos genéricos del tipo BESS Stand-alone. Esto se hace con el objetivo de alinear dichos proyectos con el plan de obras esperado

ii) Plan de descarbonización.

En la tabla 6, se presentan los proyectos de carbón que se retirarán del Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo con el plan de descarbonización.

Tabla 6. Retiro de centrales a Carbón del SEN.

Unidad	MW	Fecha de salida	Fuente
TOCOPILLA_U12	69	jul-2019	Cerró
TOCOPILLA_U13	71	dic-2019	Cerró
TARAPACA	127	ene-2020	Cerró
VENTANAS_1	93	ene-2021	Cerró
BOCAMINA_1	109	ene-2021	Cerró
TOCOPILLA_U14	122	jun-2022	Cerró
TOCOPILLA_U15	110	oct-2022	Cerró
BOCAMINA_2	274	oct-2022	Cerró

Unidad	MW	Fecha de salida	Fuente
VENTANAS_2	154	jul-2023	Prog. Operación (sujeta a Ampliación en S/E Agua Santa)
MEJILLONES_2	134	dic-2024	ITD 1-2022 CNE
MEJILLONES_1	135	dic-2024	ITD 1-2022 CNE
ANGAMOS_1	230	abr-2024	Carta AES dic-2023
ANGAMOS_2	234	abr-2024	Carta AES dic-2023
NUEVA_TOCOPILLA_1 (NTO1)	122	abr-2024	Fecha de retiro informada por Aes Andes
NUEVA_TOCOPILLA_2 (NTO2)	118	abr-2024	Fecha de retiro informada por Aes Andes
CAMPICHE	242	ene-2026	Anuncio MinEn y AES 6-jul-2021
NUEVA_VENTANAS	238	dic-2026	Anuncio MinEn y AES 6-jul-2021
HORNITOS	151	ene-2026	Anuncio Engie (Convierte a Biomasa)
ANDINA	150	ene-2026	Anuncio Engie (Convierte a Biomasa)
IE_MEJILLONES	331	ene-2026	Anuncio Engie (Convierte a Gas)
COCHRANE_1	233	ene-2029	Plan de descarbonización gradual
COCHRANE_2	233	ene-2030	Plan de descarbonización gradual
GUACOLDA_1	136	ene-2031	Plan de descarbonización gradual
GUACOLDA_2	129	ene-2032	Plan de descarbonización gradual
GUACOLDA_3	138	ene-2033	Plan de descarbonización gradual
GUACOLDA_4	141	ene-2034	Plan de descarbonización gradual
GUACOLDA_5	138	ene-2035	Plan de descarbonización gradual
SANTA_MARIA	308	ene-2036	Plan de descarbonización gradual

iii) Plan de obras de transmisión.

En la tabla del Anexo D, se presentan las instalaciones de transmisión relevantes que se consideraron en la modelación, ya sea las que se han decretado formalmente o que forman parte de los informes definitivos de expansión de la transmisión publicados por la Comisión Nacional de Energía hasta el año 2023.

iv) Proyección de demanda.

Para la proyección de demanda en el Sistema Eléctrico Nacional, se utiliza la misma demanda (tanto regulada e industrial) informada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el informe de precio de nudo de corto plazo definitivo correspondiente al primer semestre del año 2024, la cual se presenta en la Ilustración 7. Cabe señalar que a partir del año 2035 se considera la misma tasa de crecimiento informada para el año 2034 por la CNE.

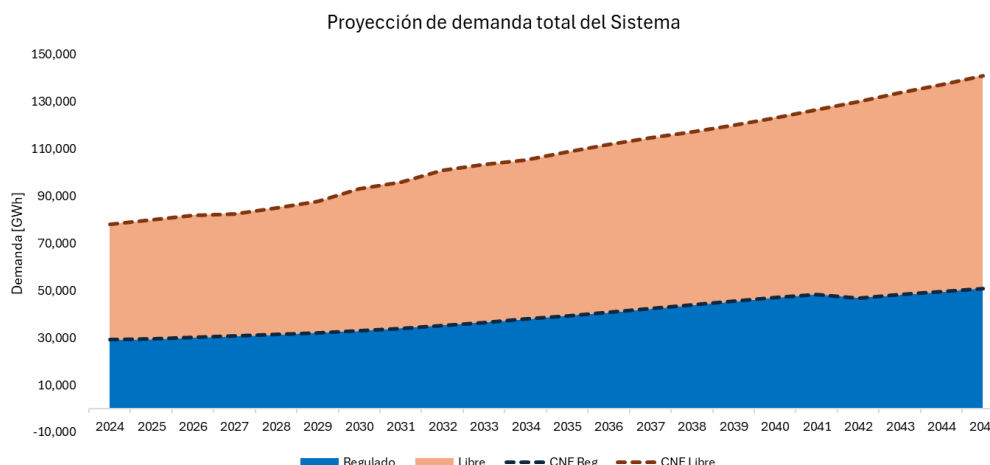


Ilustración 7. Proyección de demanda regulada e industrial. Fuente: CNE (ITD Def. 2024-2).

v) Costos de combustibles.

La metodología utilizada se basa en una recopilación de los datos históricos de costo variable declarado por cada central (Coordinador Eléctrico Nacional) la cuales se comparan con los índices internacionales históricos con el objeto de obtener la correlación lineal entre ambos. Los parámetros, tanto de pendiente y coeficiente de posición de dicha recta, se aplicaron a la proyección del índice internacional de la EIA para centrales Diesel y de gas natural (Annual Energy Outlook 2023) cómo también la del banco mundial (octubre de 2022) para centrales a Carbón obteniéndose el costo variable de cada central térmica.

En la Ilustración 8, se presentan los costos de combustibles utilizados para la determinación de costos variables de las unidades térmicas.

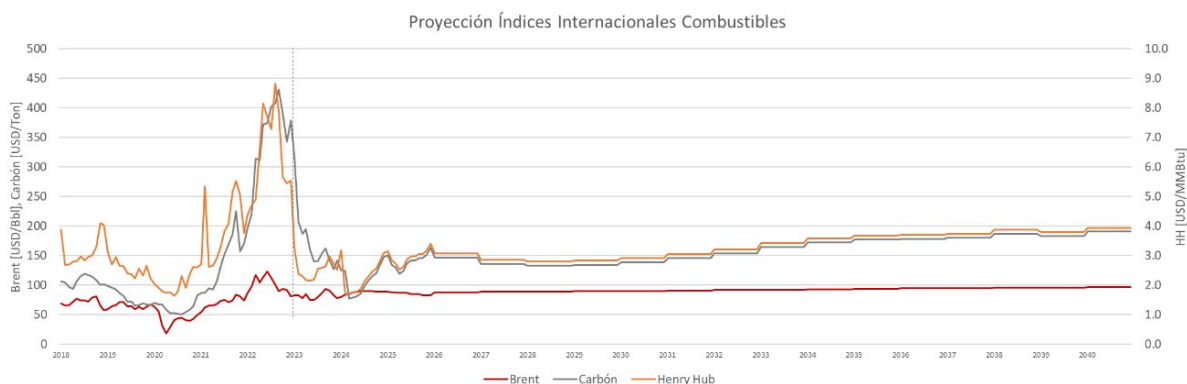


Ilustración 8. Proyección de costos de combustibles utilizadas para la determinación de costos variables.

vi) Hidrologías.

Uno de los factores importantes a considerar en la evaluación de congestiones y potenciales reducciones de generación eólica o solar en el Sistema Eléctrico Nacional, es la disponibilidad de recurso hídrico para las centrales hidroeléctricas. Lo anterior principalmente se debe a que existe una gran capacidad instalada en la zona sur sin capacidad de almacenamiento (embalses) de mediano plazo que permita almacenar energía en momentos de alta disponibilidad (centrales de pasada y embalses con poca capacidad de regulación). Por lo tanto, la generación hidroeléctrica en la zona es de características inflexibles, resultando en que en años/periodos más húmedos, su energía se integre a la red completamente, pudiendo producir congestiones de algunos tramos en el sistema de transmisión.

En la Ilustración 9, se presenta la energía anual total afluyente según probabilidad de excedencia considerando la estadística de los últimos 25 años de los afluentes en régimen natural en las diferentes cuencas del país, desde abril de 1998 hasta marzo de 2023. Dichos afluentes fueron considerados para la modelación del modelo PLP.

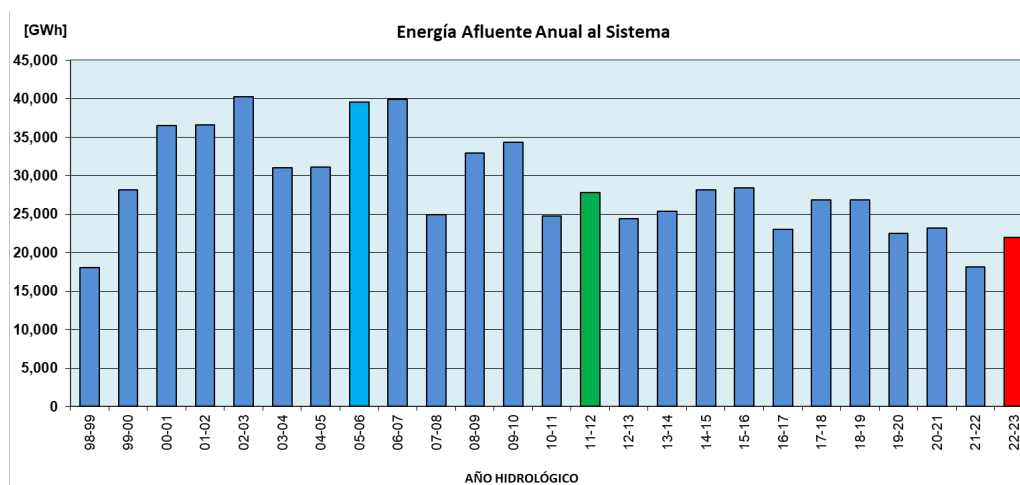


Ilustración 9. Energía afluyente para cada uno de los últimos 25 años (hidrologías históricas).

A partir de los últimos 25 años de estadística hidrológica se podría determinar 3 hidrologías tipo, las cuales representarían una energía afluyente del tipo seca, media y húmeda. El año hidrológico 2022-2023 tiene una probabilidad de excedencia de un 88.5% (P90) lo cual representa una hidrología del tipo “Seca”, el año hidrológico 2011-2012 tiene una probabilidad de excedencia de un 50.0% lo cual representa una hidrología del tipo “media” y el año hidrológico 2005-2006 tiene una probabilidad de excedencia de un 11.5% (P10) lo cual representa una hidrología del tipo “húmeda”. En la sección 4.2, cuando se presenten gráficas con 3 hidrologías, corresponderán a las recién descritas.

4.2. Análisis de impacto económico.

i) Generación esperada de la Zona (Caso base).

La Ilustración 10 presenta los valores máximo-mes de los flujos que circulan por el tramo Travesía – Nueva Seccionadora – Punta Padrones 110kV para el caso sin obra propuesta, considerando las 3 hidrologías representativas.

Se observa que, para todo el periodo evaluado, los flujos en la zona son bajos debido al menor nivel de consumo, lo que resulta en que las líneas de transmisión no alcancen sus valores máximos. Esto indica que existe margen para incorporar nueva generación renovable, lo que contribuiría a reducir los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional.

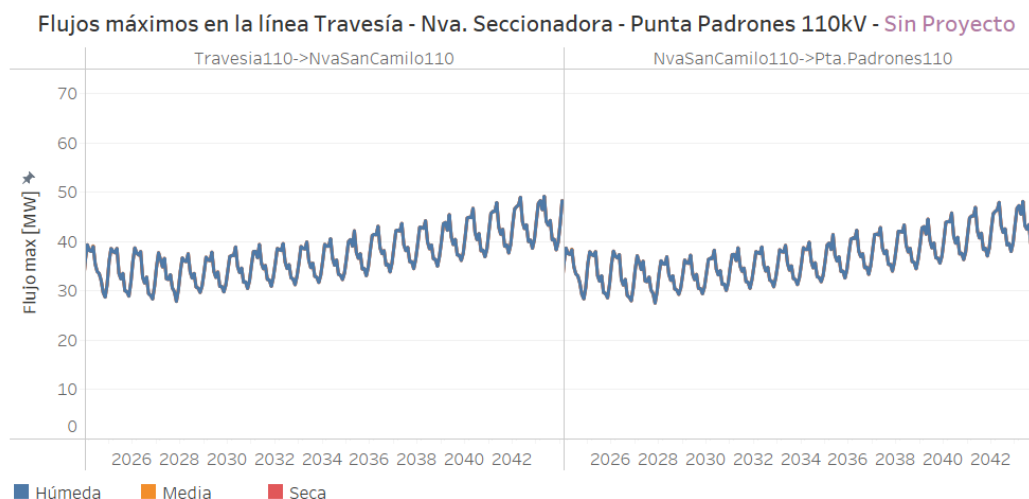


Ilustración 10. Flujos de potencia promedio para cada mes. 3 hidrologías. Caso base.

ii) Generación esperada de la zona considerando la obra propuesta.

La Ilustración 11 presenta los valores máximo-mes de los flujos que circulan por los tramos que se interconectan con la nueva subestación seccionadora para el caso con obra propuesta, considerando las 3 hidrologías representativas.

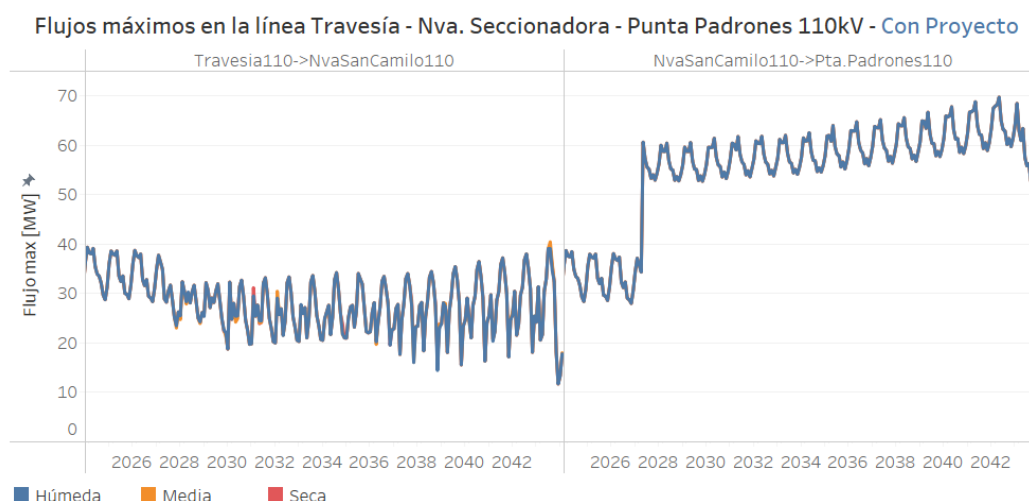


Ilustración 11. Flujos de potencia promedio para cada mes, 3 hidrologías. Caso con obra propuesta.

A partir de la figura anterior se aprecia que la energía del proyecto San Camilo (PV+BESS) se destinaría para satisfacer las necesidades de demanda en dirección hacia Punta Padrones 110kV contribuyendo a la reducción de los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional.

iii) Costos de operación en el Sistema Eléctrico Nacional.

La Ilustración 12 presenta el ahorro comparando los costos de operación totales en el SEN entre el caso sin obra y el caso propuesto, este ahorro total se obtiene en el período de evaluación correspondiente a noviembre 2024 – octubre 2045. Finalmente, estos costos de operación a valor presente se obtienen del archivo “plpcostp.csv” generado por el modelo PLP.

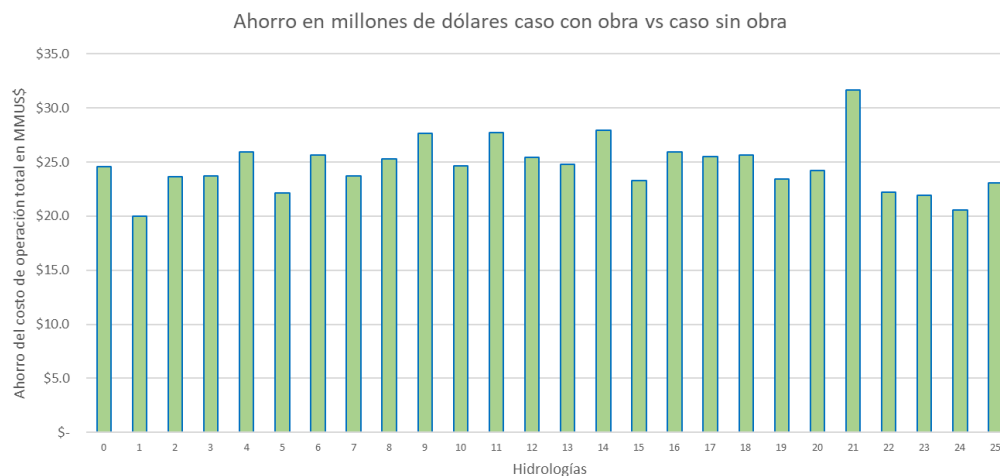


Ilustración 12. Ahorro en costos de operación. Caso sin obra - Caso con obra.

Se observa que para todos los escenarios hidrológicos dicho ahorro supera los **2.7 millones de dólares** correspondiente al valor estimado de inversión para la obra propuesta. La primera barra representa el valor promedio de todos los ahorros/sobrecostos obtenidos para cada uno de los 25 escenarios hidrológicos dando un valor promedio de 24.6 MMUS\$.

Por otro lado, en la Ilustración 13, se presenta el ahorro en el Sistema Eléctrico Nacional para cada año de operación considerando el promedio de todas las hidrologías gracias a la incorporación del proyecto de interés.

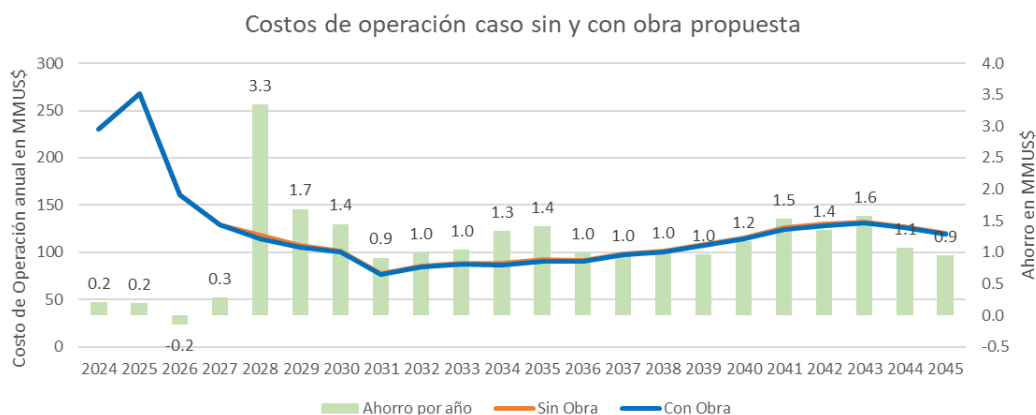


Ilustración 13. Costos de operación y ahorro anual para el periodo 2024 y 2045 en MMUS\$.

5. JUSTIFICACIÓN DE URGENCIA DE OBRA.

De acuerdo con lo establecido en el inciso segundo del artículo 102° de la LGSE, en concordancia con su artículo 79°, para que el Coordinador pueda autorizar una interconexión al sistema eléctrico, sin que las instalaciones respectivas formen parte de la planificación anual de la transmisión, es necesario que la ejecución de estas obras haya sido autorizada previamente por la CNE. Para esto último, se requiere un informe previo, aprobado por el Coordinador, en que se justifique la necesidad y urgencia de dicha interconexión, así como su exclusión del proceso de planificación de la transmisión.

Por su parte, de conformidad con el artículo 4º de la RE N° 360 modificada por la RE° 167, se indica que *“También se considerarán como obras de transmisión necesarias y urgentes aquellas asociadas a la conexión de proyectos de generación, cuando estos tengan permisos ambientales o sectoriales vigentes, se justifique fundadamente la urgencia de su materialización y cuando su ejecución implique una reducción de los costos de operación del sistema”*.

El proyecto PV San Camilo, ya cuenta con Resolución de Calificación Ambiental N° 163/2019 obtenida con fecha 14 de octubre 2019 y su entrada en operación significa una reducción de los costos de operación del sistema a partir de su entrada en operación producto a su CMg igual a cero y CVNC igual a cero, cumpliendo con lo exigido por la normativa.

En este sentido Trends Industrial S.A. como titular de las obras, se encuentran en proceso de negociación para materializar la construcción de esta, justificado en el plan de descarbonización de la matriz energética del portafolio que la empresa está llevando a cabo, y tiene prevista su entrada en operación en primer tercer trimestre 2027, fecha a partir de la cual iniciará su operación comercial. Para poder cumplir con los plazos indicados en sus cronogramas, así como realizar el proyecto seccionamiento San Camilo, se requiere la excepción que permite el artículo 102.

Por el contrario, promover las obras nuevas o de ampliación que se requieren a través del proceso de expansión de transmisión anual significaría un retraso significativo respecto a la excepción del artículo 102° y pérdida de la RCA del proyecto de generación, lo cual sería un perjuicio para el sistema, ya que se vería privado de una reducción en sus costos de operación y, por ende, de una operación más eficiente.

En este sentido el proyecto no ha presentado solicitudes al proceso de planificación 2024, que realiza la CNE debido que el desarrollo de una nueva seccionadora en la zona implica un tiempo constructivo de 4 años:

- Proceso de licitación
- Adjudicación exitosa
- Desarrollo ambiental

- Construcción
- Puesta en servicio

plazos incompatibles con la necesidad de urgencia para contar con una conexión para la etapa constructiva del proyecto.

En este mismo sentido pesar el proceso de planificación próximo del año 2025, se debe considera una nueva subestación en la zona al menos para 6 años más, plazos inviables para el avance del desarrollo del PV SAN CAMILO.

Dado lo anterior se debe considerar la exclusión del proceso de planificación para una nueva seccionadora en la zona que pueda dar solución a problemática de conexión para el proyecto PV SAN CAMILO en tiempo y forma.

En resumen, se puede evidenciar en los cronogramas indicados que realizar el proyecto vía plan de expansión retrasaría la entrada en operación de la central en al menos 48-66 meses, sin considerar inconvenientes en los plazos en el proceso regular del plan de expansión y los riegos sujetos a una licitación con posibilidad de quedar desierta.

Es necesario destacar que, si bien el proceso de planificación existe bajo el antiguo régimen de Ley una subestación Seccionadora San Camilo, subestación cual secciona la línea 1x110kV Punta Padrones – Travesía, obra no es posible adjudicar debido a su condicionamiento de iniciar licitación una vez que un proyecto de generación en la zona sea declarado en construcción, condición que no podrá ser cumplida por ningún proyecto bajo el régimen actual de la Ley de transmisión.

Finalmente, desde el punto de vista de evaluación económica de la obra de transmisión en este informe se estudia el impacto económico de incorporar una nueva S/E seccionadora de la línea Punta Padrones – Travesía 110kV, lo que facilitaría la conexión del proyecto PV San Camilo. Para este análisis, se revisaron los últimos 25 escenarios hidrológicos disponibles. Los resultados indican que, en todos los escenarios, el ahorro promedio a nivel sistémico sería de 24.6 millones de dólares, cifra que supera ampliamente el costo estimado de la inversión, que asciende a 2.7 millones de dólares para el periodo evaluado.

Con base en estos resultados y considerando las ventajas económicas, se sugiere incluir la Nueva S/E seccionadora San Camilo 110kV en el Sistema Eléctrico Nacional. Esta medida no solo facilitaría la conexión de futuros proyectos de energía renovable, sino que también contribuiría a la producción de energía limpia y económica, reduciendo los costos operativos del sistema eléctrico nacional.

6. SOLICITUD.

De acuerdo con lo señalado en la sección anterior, para que la CNE pueda autorizar una conexión, sin que las obras respectivas formen parte de la planificación anual de la transmisión, se debe justificar asimismo la exclusión del proceso de planificación de la transmisión.

Por su parte, de conformidad con el artículo 4º de la RE N° 360, la exclusión de una obra de transmisión del proceso de planificación se justifica *“por la ocurrencia de un hecho imprevisto que no se tuvo a la vista en la etapa de presentación de proyectos contemplada en dicho proceso”*.

Atendidas las circunstancias antes descritas, en efecto, no existe posibilidad de desarrollo por parte de la planificación eléctrica una seccionadora al sistema de 110kV fuera incluida en el proceso de planificación de la transmisión del año 2024, que pueda solucionar temática de conexión en tiempo y forma, ya que considerando los plazos del proceso regulado, no permitiría que las obras de expansión de la transmisión zonal requeridas estén disponibles para la conexión del proyecto de generación durante el primer último trimestre 2026, según tiene previsto por parte del interesado Trends Industrial S.A..

De esta manera, en relación con la **urgencia** de la obra de transmisión solicitada, se considera que esta es urgente para materializar la conexión del proyecto de generación PV San Camilo en la fecha prevista por Trends Industrial S.A..

En cuanto a la **necesidad** del proyecto, esta se justifica en atención a que la obra de transmisión permitirá la conexión del proyecto PV San Camilo al SEN.

Por lo tanto, en cuanto al **“hecho imprevisto”** indicado en la RE N° 360, confirmamos que las aprobaciones corporativas por parte de Trends Industrial S.A., para ejecutar el proyecto PV San Camilo era un hecho imprevisto e imposible de confirmar con anterioridad, ya que, hasta antes de la aprobación del proyecto a fines del 2018, no se tenía certeza de la fecha en que se daría inicio al mismo.

7. CONCLUSIÓN.

En el presente informe se describen los alcances de la obra solicitada para que puedan ser ejecutados mediante mecanismo del artículo 102º, también se describen los costos estimados analizando el impacto económico de Seccionamiento de la línea 1x110kV Punta Padrones – Travesía logrando con esto la construcción de una nueva posición para permitir la conexión del proyecto PV San Camilo de 100 MW.

En base a los antecedentes entregados, desde el punto de vista de impacto económico, se recomienda la ejecución de las obras de seccionamiento de la línea 110 kV y que estas puedan ser excluidas del Plan de Expansión de la Transmisión para permitir la conexión del proyecto PV San Camilo.

Considerando que se cumplen los requisitos establecidos en el inciso segundo del artículo 102º de la LGSE y en la RE N° 167/2019, es procedente que la CNE, previa aprobación del presente informe fundado por parte del Coordinador, autorice la ejecución de las obras de Seccionamiento de la línea 1x110kV Punta Padrones – Travesía descrito en el presente documento, sin que ella forme parte del proceso de planificación de la transmisión vigente, por cuanto se trata de una obra necesaria y urgente, y se justifica su exclusión de dicho proceso de planificación.

Finalmente, en virtud de lo anterior, se solicita al Coordinador Eléctrico Nacional la aprobación del presente informe, para efectos de proceder posteriormente ante la CNE para efectos de requerir su autorización para la ejecución de las obras de ampliación respectivas.

8. ANEXOS.

A. ANEXO A. CALIFICACIÓN AMBIENTAL PV SAN CAMILO.

B. ANEXO B: PLANOS DE INGENIERÍA DEL PROYECTO.

9. ANEXO C: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN COMPLEMENTARIA A PV SAN CAMILO.

Tabla 7: Plan de obras de Generación.

Tecnología	Nombre	Fecha Inicio Op	Pmax REN	Pmax BESS	BESS hrs	Desarrollador/Empresa
Embalse	LOS_CONDORES	9/1/2024	150			Enel
Eólica	EOL_Ckani	4/1/2027	109			Mainstream
Eólica	EOL_Antofagasta	5/1/2025	364			Parque Eólico Antofagasta SpA
Eólica	EOL_Caman 1	4/1/2025	149			Mainstream
Eólica	EOL_Punta_de_Talca	6/1/2024	86			PE Punta de Talca
Eólica	EOL_San_Rarinco	7/1/2024	0			FRV
Eólica	EOL_Horizonte	8/1/2024	800			Colbún
Eólica	EOL_San_Matias	5/6/2024	82			AES Andes
Eólica	EOL_La_cabana	2/1/2024	110	60	2	EGP
Eólica	EOL_Rihue	1/1/2026	120			EGP
Eólica	EOL_Ancud	1/1/2025	120			Austrian Solar Chile
Eólica	EOL_Los_Junquillos	12/1/2027	390			Colbún
Eólica	EOL_LOMAS_TALTAL	5/1/2025	342			Engie
Eólica	EOL_Punta_Sierra_II	7/1/2025	131			Pacific Hydro
Eólica	EOL_San_Andres	11/1/2025	120			Innergex Renewable Energy
Eólica	EOL_Alpes	1/1/2026	105			Atlas
Eólica	EOL_Guanaco	1/1/2026	133			Atlas
Eólica	EOL_Tablaruca	1/1/2026	178			Atlas
Eólica	EOL_Fenix	1/1/2026	144			EDF Renewables
Eólica	EOL_Vientos_del_Lago	1/1/2026	125			Opde Chile SpA
Eólica	EOL_Danicalqui	1/1/2026	68			Eólica Dañicalqui SpA
Eólica	EOL_Colinas	12/1/2026	200			Mainstream
Eólica	EOL_Entre_Ríos	6/1/2026	220			Mainstream
Eólica	EOL_Cotrilla	4/1/2027	252			Bosquemar
Eólica	EOL_Rancho_Pidenco	1/1/2027	250			FRV
Eólica	EOL_Colinas	1/1/2029	300			Mainstream
Eólica	EOL_Paposo	1/1/2031	550			Aes Andes
Eólica	EOL_Rapel_Norte	1/1/2033	350			Colbún
Eólica	EOL_Lagos_del_Sur	1/1/2035	300			Eolica Los Lagos SpA
Eólica	EOL_Granja_Eolica	1/1/2037	300			Genérico
Eólica	EOL_Quelentaro	1/1/2039	300			Torsa Chile SA
Eólica	EOL_Sur_1	1/1/2041	300			Genérico

Tecnología	Nombre	Fecha Inicio Op	Pmax REN	Pmax BESS	BESS hrs	Desarrollador/Empresa
Eólica	EOL_Norte_1	1/1/2043	300			Genérico
FV	FV_Elena_Etapa1	1/1/2024	67			Iberefica Solar Elena
FV	Desierto de atacama	10/1/2024	293			Copiapo solar
FV	FV_Tamango	9/1/2024	49			Grenergy
FV	FV_Tamarico	4/1/2024	145			Tamarico Solar 2
FV	FV_Sol_de_Vallenar	3/1/2024	100			Cox Energy América
FV	FV_DONA_ANTONIA	4/1/2024	82			Doña Antonio Solar SpA
FV	FV_Tocopilla	1/1/2026	200			Engie
FV	FV_Inti_Pacha	12/1/2025	475			Colbun
FV	FV_Leyda	4/1/2025	80			Solek
FV	FV_Aurora	9/1/2025	187			EGP
FV	FV_PF_Alcones	12/1/2025	90			Opde Chile SpA
FV	FV_Peldehue	9/1/2025	110			Peldehue Solar SpA
FV	FV_Don_Carlos	1/1/2026	196			Opde Chile SpA
FV	FV_Tagua_Tagua	1/1/2026	160			Sonnex
FV	FV_ANDINO_OCCIDENTE_I	1/1/2026	120	50	5	Andes Solar - Sonnex
FV	FV_Tres_Cruces	6/1/2026	116			Sonnex
FV	FV_Andes III	5/1/2025	176			AES Andes
FV	FV_SOL_DEL_LOA_ETAPA_1	1/1/2027	250			Generadora Metropolitana
FV	FV_Libertad_1y2	7/1/2028	245			Fotones
FV+Bat	FVBat_CAMPOS_DEL_SOL_2	1/1/2026	370	42	4	EGP
FV+Bat	FVBat_Las_Salinas	1/1/2026	364	50	4	EGP
FV+Bat	FVBat_Valle_del_Sol	6/1/2026	150	150	4	EGP
FV+Bat	FVBat_Sol_de_Lila	6/1/2026	150	150	4	EGP
FV+Bat	FVBat_El_Manzano	3/1/2024	90	60	2	EGP
FV+Bat	FVBat_ANDES_4	8/1/2025	200	130	5	AES Andes
FV+Bat	FVBat_CEME1	12/1/2023	350	140	4	AME & EDF
FV+Bat	FVBat_Pampa_Camarones_2	1/1/2024	300	120	5	Engie
FV+Bat	FVBat_Gabriela	9/1/2025	220	220	5	Grenergy
FV+Bat	FVBat_Don_Humberto	2/1/2025	69	60	2	Enel Green Power
FV+Bat	FVBat_Socompa	12/1/2025	250	100	5	Canadian Solar
FV+Bat	FVBat_Arboleda	12/1/2025	80	32	5	Canadian Solar
FV+Bat	FVBat_LAGUNAS_2027	1/1/2027	200	120	4	Genérico
FV+Bat	FVBat_CUMBRES_2028	1/1/2028	300	200	4	Genérico
FV+Bat	FVBat_COLLAHUASI_2030	1/1/2030	400	300	4	Genérico
FV+Bat	FVBat_NZALDIVAR_2032	1/1/2032	400	300	4	Genérico
FV+Bat	FVBat_LOICA_2034	1/1/2034	400	300	4	Genérico
FV+Bat	FVBat_PARINAS_2036	1/1/2036	400	300	4	Genérico
FV+Bat	FVBat_POLPAICO_2038	1/1/2038	400	300	4	Genérico

Tecnología	Nombre	Fecha Inicio Op	Pmax REN	Pmax BESS	BESS hrs	Desarrollador/Empresa
FV+Bat	FVBat_KIMAL_2040	1/1/2040	400	300	4	Genérico
FV+Bat	FVBat_COLLAHUASI_2042	1/1/2042	400	300	4	Genérico
BESS	BESS_PAlmonte_1	1/1/2025	0	100	4	Genérico
BESS	BESS_Salar_1	1/1/2026	0	100	4	Genérico
BESS	BESS_CHACA	1/1/2027	0	240	5	Genérico
BESS	BESS_Crucero_1	1/1/2027	0	200	4	Genérico
BESS	BESS_Lagunas_1	1/1/2028	0	200	4	Genérico
BESS	BESS_Cardones_1	1/1/2029	0	300	5	Genérico
BESS	BESS_PAlmonte_2	1/1/2030	0	300	5	Genérico
BESS	BESS_Kimal_1	1/1/2031	0	200	4	Genérico
BESS	BESS_PAlmonte_3	1/1/2032	0	300	4	Genérico
BESS	BESS_Chquicamata_1	1/1/2034	0	200	5	Genérico
BESS	BESS_Mantos_1	1/1/2036	0	300	5	Genérico
BESS	BESS_Melipilla_1	1/1/2038	0	200	4	Genérico
BESS	BESS_Collahuasi_1	1/1/2040	0	300	4	Genérico
BESS	BESS_CPinto_1	1/1/2042	0	200	5	Genérico
Pasada	LOS_LAGOS	1/1/2025	0			Empresa Eléctrica Pilmaquén
Pasada	NUBLE	4/1/2025	136			Eléctrica Puntilla
Pasada	Frontera	1/1/2027	109			Frontera Sur

C. ANEXO D: PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.

Tabla 8: Plan de obras de Transmisión.

Proyecto	Capacidad [MVA]	Fecha Estimada de Interconexión	Fuente
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	2x500	Jan-24	ITD 1-2024 CNE
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	2x580	Jan-24	ITD 1-2024 CNE
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	-	Dec-24	ITD 1-2024 CNE
Aumento de Capacidad Línea 2X220 KV La Cebada - Punta Sierra	2x560	Dec-24	ITD 1-2024 CNE
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV	2x660	Jan-24	ITD 1-2024 CNE
Aumento de capacidad de línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	2x420	Jun-26	ITD 1-2024 CNE
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	1x750	Jan-24	ITD 1-2024 CNE
Nueva S/E Seccionadora Los Notros 220 kV (S/E JMA)	-	Jan-24	ITD 1-2022 CNE
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	2x540	Jun-25	ITD 1-2024 CNE
Aumento de capacidad línea 1X220 kV Charrúa - Temuco	1x530	Jun-25	ITD 1-2024 CNE
Ampliación en S/E Mulchén Y Seccionamiento línea 1X220 kV Charrúa - Temuco	-	Dec-24	ITD 1-2024 CNE

Proyecto	Capacidad [MVA]	Fecha Estimada de Interconexión	Fuente
Ampliación en S/E Centinela y Seccionamiento de línea 2x220 kV El Cobre - Esperanza	-	Apr-24	ITD 1-2024 CNE
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	2x3000	Apr-24	ITD 1-2022 CNE
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	2x660	Jan-25	ITD 1-2024 CNE
Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 600 kV	3000	May-30	ITD 1-2024 CNE
Nueva S/E Epuleufu		Apr-25	DE185/2020
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	2x1000	Sep-25	Plan de Expansión Definitivo CNE 2020
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar – Likanantai	2x660	Apr-25	Plan de Expansión Definitivo CNE 2020
Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo – Punta Colorada	-	Oct-25	Plan de Expansión Definitivo CNE 2020
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	230	Oct-25	Plan de Expansión Definitivo CNE 2020
Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas – Kimal	1x750 y 2x1700	Oct-27	Plan de Expansión Definitivo CNE 2020
Nueva S/E Seccionadora La Invernada	-	Aug-25	Plan de Expansión Definitivo CNE 2020
Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli 220		Sep-24	Plan de Expansión CNE 2020
Ampliación en S/E Kimal	-	Aug-26	Plan de Expansión CNE 2020

Proyecto	Capacidad [MVA]	Fecha Estimada de Interconexión	Fuente
Ampliación en SE Algarrobal 220 kV (IM)	-	Feb-24	Plan de Expansión CNE 2020
Ampliación en SE Don Goyo 220 kV	-	Feb-25	Plan de Expansión CNE 2020
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	-	Aug-25	Plan de Expansión CNE 2020
Reactor en S/E Nueva Pichirropulli	-	Jan-24	Plan de Expansión CNE 2020
Reactor en S/E Nueva Ancud (NR AT)	-	Feb-25	Plan de Expansión CNE 2020
Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	1x750	Oct-26	Plan de Expansión Definitivo CNE 2021
Nueva S/E Seccionadora Llullaillaco	-	Feb-27	Plan de Expansión Definitivo CNE 2021
Nuevo sistema de almacenamiento y control de flujo Parinas – Seccionadora Lo Aguirre	500	Apr-27	Plan de Expansión Definitivo CNE 2021
Nueva S/E Seccionadora El Pimiento	-	Apr-28	Plan de Expansión Definitivo CNE 2021
Ampliación en S/E Nueva Pozo Almonte (IM)		Apr-25	Plan de Expansión Definitivo CNE 2021
Ampliación en S/E Loica (IM)		Apr-25	Plan de Expansión Definitivo CNE 2021
Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	1700	Jan-29	Plan de Expansión Definitivo CNE 2022
Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes	2x1100	Jan-29	Plan de Expansión Definitivo CNE 2022

Proyecto	Capacidad [MVA]	Fecha Estimada de Interconexión	Fuente
Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo	-	Jul-32	Plan de Expansión Definitivo CNE 2022
Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes	2x2300	Jan-29	Plan de Expansión Definitivo CNE 2022
Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli	2x1700	Jul-32	Plan de Expansión Definitivo CNE 2022
Ampliación en S/E Cóndores 110 kV (BP+BT)		Jan-31	Plan de Expansión Final CNE 2023
Ampliación en S/E Nueva Cardones 220 kV (IM)		Jan-29	Plan de Expansión Final CNE 2023
Ampliación en S/E Nueva Maitencillo 220 kV (IM)		Jan-29	Plan de Expansión Final CNE 2023
AMPLIACIÓN EN S/E NOGALES 220 KV (IM)		Jan-29	Plan de Expansión Final CNE 2023
Aumento de capacidad y tendido de segundo circuito de línea 2x220 kV Charrúa – Lagunillas con seccionamiento en S/E Hualqui	600	Jul-31	Plan de Expansión Final CNE 2023
Aumento de capacidad de línea Charrúa – Lagunillas, tramo Hualqui – Punto de seccionamiento de línea		Jul-28	Plan de Expansión Final CNE 2023
Nuevo patio 500 kV en S/E Nueva Pichirropulli (IM)		Jan-30	Plan de Expansión Final CNE 2023
Ampliación Sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas – Seccionadora Lo Aguirre		Jan-30	Plan de Expansión Final CNE 2023
Nueva S/E Tomeco		Jan-30	Plan de Expansión Final CNE 2023

Proyecto	Capacidad [MVA]	Fecha Estimada de Interconexión	Fuente
Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Ciruelos – Nueva Pichirropulli	450	Jan-30	Plan de Expansión Final CNE 2023

D. ANEXO E: BASE DE DATOS ESTUDIO ECONÓMICO.
