



P21044
Infotécnica y Anexos Técnicos Proyecto
PF Coya
31.01.2023

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades
Generadoras.

21044-00-ES-IT-001 Rev. 0

Preparado para OHLA.





P21044

Infotécnica y Anexos Técnicos Proyecto PF Coya

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en
Unidades Generadoras.

I-SEP Ingenieros SpA

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

Padre Mariano 82
Oficina 603
Providencia, Santiago
Chile

+56 2 2604 8635

www.i-sep.cl
empresa@i-sep.cl

REVISIÓN	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev. A	Eduardo Valdenegro P.	06-01-2023	I-SEP	09-01-2023	Rev. Interna
Rev. B	Eduardo Valdenegro P.	20-01-2023	OHLA	26-01-2023	Rev. Cliente
Rev. 0	Eduardo Valdenegro P.	30-01-2023			

CONTENIDOS

1. IDENTIFICACIÓN	4
2. INTRODUCCIÓN	4
3. OBJETIVOS Y ALCANCE	6
4. ANTECEDENTES.....	6
5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE.....	7
5.1. TRANSFORMADORES ELEVADORES 220/33 KV	7
5.2. REACTOR DE NEUTRO	8
5.3. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	8
5.4. INVERSORES PV COYA	9
5.5. TRANSFORMADORES DE BLOQUE 33/0,6/0,6 KV.....	11
5.6. CABLES Y CONDUCTORES DE MT DEL PV COYA.....	12
5.7. TRANSFORMADOR ZIG-ZAG	16
5.8. MODELADO DETALLADA DEL PV COYA.....	16
6. REVISIÓN NORMATIVA	17
7. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO	18
7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN	18
7.2. CÁLCULO MÍNIMO TÉCNICO	19
7.3. CÁLCULO MÍNIMO TÉCNICO A NIVEL DE UN INVERSOR	21
8. CONCLUSIONES	23
9. ANEXOS.....	24

ANEXO I	RESULTADOS COMPUTACIONALES EN POWERFACTORY
ANEXO II	REGISTROS
ANEXO III	BASE DE DATOS

1. IDENTIFICACIÓN

◆ Nombre del Proyecto	:	PV Coya
◆ Número Único de Proyecto (NUP)	:	2533
◆ Empresa Propietaria del Proyecto	:	Engie Energía Chile S.A.

2. INTRODUCCIÓN

La sociedad ENGIE Energía Chile S.A. se encuentra gestionando la conexión del proyecto Planta Fotovoltaica Coya (en adelante PV Coya), NUP 2533, el cual se ubicará en la comuna de María Elena, en la Provincia de Tocopilla, Región de Antofagasta, Chile. El parque estará conformado por un total de 58 inversores SUNGROW SD3125HV-30 de 3,125 kVA a 25°C. La potencia nominal instalada del parque será de 180 MW. La subestación Palpana elevará la tensión de 33 kV a 220 kV mediante un transformador de dos devanados. Esta subestación secciona la línea Crucero – Radomiro Tomic 220 kV por la cual se evacuará toda la energía generada por la PV Coya.

En este contexto, se adjudicó a I-SEP el desarrollo del Informe de mínimo técnico (MinTec) de la PV Coya, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, el Coordinador) para la entrada en operación del proyecto, a efectos de determinar el mínimo técnico global que puede generar el parque.

En la Figura 2-1 se muestra un diagrama unilineal de la zona de influencia, destacando en un recuadro rojo el proyecto PV Coya.

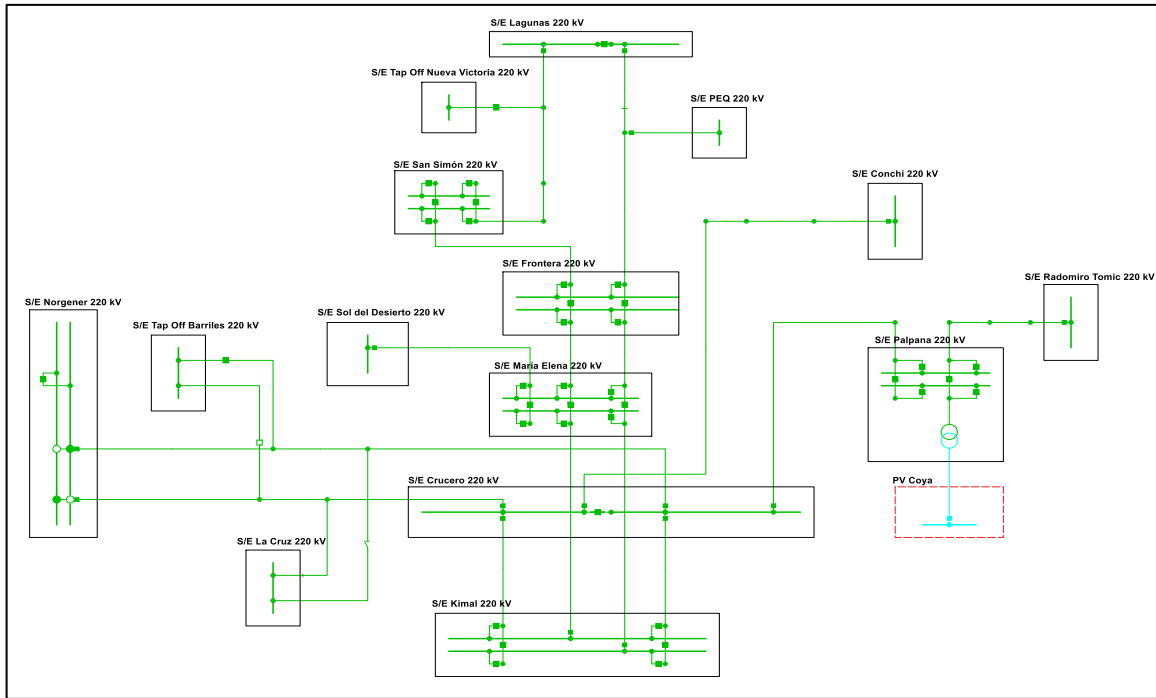


Figura 2-1 Diagrama unilineal de la zona de influencia.¹

¹ Imagen referencial de proyecto.

3. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo del presente informe es establecer los parámetros de mínimo técnico del proyecto PF Coya, según las pruebas realizadas en el parque y los lineamientos establecido en el **Anexo Técnico: Determinación de mínimos técnicos en Unidades Generadoras**.

4. ANTECEDENTES

Los antecedentes y registro de mediciones consultados para la realización del presente informe fueron los siguientes:

- a) Registro de mediciones realizadas en terreno “5.1. Records_2022-12-16_115115.xlsx” día 16/12/2022.
- b) Documento 21044-00-ES-IT-004 “Informe de Validación de Modelo Dinámico” realizado por I-SEP
- c) Base de datos de PowerFactory “Anexo III – BASE DE DATOS.pfd”, desarrollada por I-SEP.

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE.

El proyecto PV Coya se conectará al SEN, a través de subestación Palpana. Esta corresponde a una subestación elevadora, la cual seccionará la línea de transmisión “Crucero – Radomiro Tomic 220 kV en la estructura T27, a 9 km desde la S/E Crucero y 72,7 km desde la S/E Radomiro Tomic.

A continuación, se exponen los aspectos más relevantes de la modelación de instalaciones existentes del proyecto PV Coya.

5.1. TRANSFORMADORES ELEVADORES 220/33 KV

Los parámetros del transformador elevador del PV Coya son los indicados en las imágenes siguientes, conforme a la información contenida en los antecedentes (b), que corresponden a los ensayos de fábrica.

Tabla 5-1 Parámetros transformador elevador TR1 220/33 kV.

PARÁMETROS	VALORES
Potencia Nominal ONAN/ONAF I/ONAF II	120/160/200 [MVA]
Niveles de Tensión	220/33 [kV]
Grupo de conexión	Ynd1
Impedancia de secuencia positiva (Base 200 MVA)	18,400 [%]
Impedancia de secuencia cero (Base 200 MVA)	18,409 [%]
Pérdidas en el cobre	573,478 [kW]
Corriente de Magnetización	0,07 %
Pérdidas de Magnetización	83,246 [kW]

A continuación, la Figura 5-1 muestra la modelación de los transformadores del PV Coya en el programa PowerFactory.

Name	TR 120/160/200 MVA	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	200.	MVA
Nominal Frequency	50.	Hz
Rated Voltage		
HV-Side	220.	kV
LV-Side	33.	kV
Positive Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk	18.4	%
Copper Losses	573.478	kW
Zero Sequence Impedance		
Short-Circuit Voltage uk0	18.409	%
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0.	%
Vector Group		
HV-Side	YN	
LV-Side	D	
Phase Shift	1.	*30deg
Name	YNd1	
Magnetising Impedance		
No Load Current	0.07	%
No Load Losses	83.246	kW

Figura 5-1: Modelación de transformador elevador 200 MVA 220/33 kV en PowerFactory.

5.2. REACTOR DE NEUTRO

Según la información disponible en los unilineales del proyecto, se considera la conexión de un reactor de neutro en la barra principal de 33 kV, con una resistencia de puesta a tierra de 95 Ω . En la Figura 5-2 se muestra la modelación del reactor de neutro en el programa PowerFactory.

General		Grounding/Neutral Conductor	
Name	NEC/NER		
Terminal	00-Norte Grande\Barra N°3 33 kV\Cub_3 Barra N°3 33 kV		
Zone	→		
Area	→		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Rated Voltage	33.	kV	
Rated Current (Ie=3*I0)	0.2	kA	
Zero Sequence Resistance	0.	Ohm	
Zero Sequence Reactance	44.	Ohm	
Neutral Conductor			
N-Connection	None		
Internal Grounding Impedance			
Star Point	Connected		
<input type="checkbox"/> Petersen Coil			
Resistance, Re	95.	Ohm	
Reactance, Xe	0.	Ohm	

Figura 5-2: Modelación de Reactor de Neutro 33 kV en PowerFactory.

5.3. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

Según la información, existen dos transformadores de servicios auxiliares, que se conectan en los SWGRs de 33 kV. En la figura se muestran la modelación de estos en el programa PowerFactory.

Figura 5-3: Modelación de transformadores SS/AA en PowerFactory.

Los consumos de SSAA, son modelados como carga en la BD como “consumo de SSAA”, con una potencia de 4,27 kW

5.4. INVERSORES PV COYA

El proyecto PV Coya se modela con un total de 58 inversores SUNGROW SD3125HV-30 de 3125 kVA. La potencia nominal instalada del parque será de 180 MW. Los parámetros de los inversores se indican en la siguiente tabla, conforme al antecedente (b).

Tabla 5-2: Parámetros de los inversores del PV Coya.

PARÁMETROS	VALOR
Fabricante	SUNGROW
Modelo	SD3125HV-30
Potencia (ONAN)	3,125 [MVA]
Factor de potencia	1,0
Tensión Nominal	0,60 [kV]
Corriente de cortocircuito subtransitoria	3,640 [kA]
Corriente de cortocircuito en régimen permanente	3,157 [kA]

A continuación, la Figura 5-4 muestra la modelación de los inversores del PV Coya en el programa PowerFactory.

Name	INV_0101	
Terminal	→	00-Zona Interconexión\LV_0101\Cub_3
Zone	→	
Area	→	
<input type="checkbox"/> Out of Service		
Technology	3PH	
Plant Category	Photovoltaic	
Number of parallel units	1	
Ratings		
Rated Apparent Power	3.125	MVA
Rated Power Factor	1.	
Model	→	00-Norte Grande\PV_COYA\PV Coya(1)

Initial symmetrical short-circuit current contribution	
Three-phase faults, Ik ³ PF	3.64 kA
Two-phase faults, Ik ² 2PF	3.64 kA
Single-phase faults, Ik ¹ 1PF	3.64 kA
Steady-state short-circuit current contribution	
Maximum current	3.157 kA
Minimum current	3.157 kA
Negative sequence	
Short-circuit resistance, r2	9999. p.u
Short-circuit reactance, x2	9999. p.u

Figura 5-4 Modelación de los inversores en PowerFactory.

La Figura 5-5 muestra la curva PQ modelada en PowerFactory por módulo.

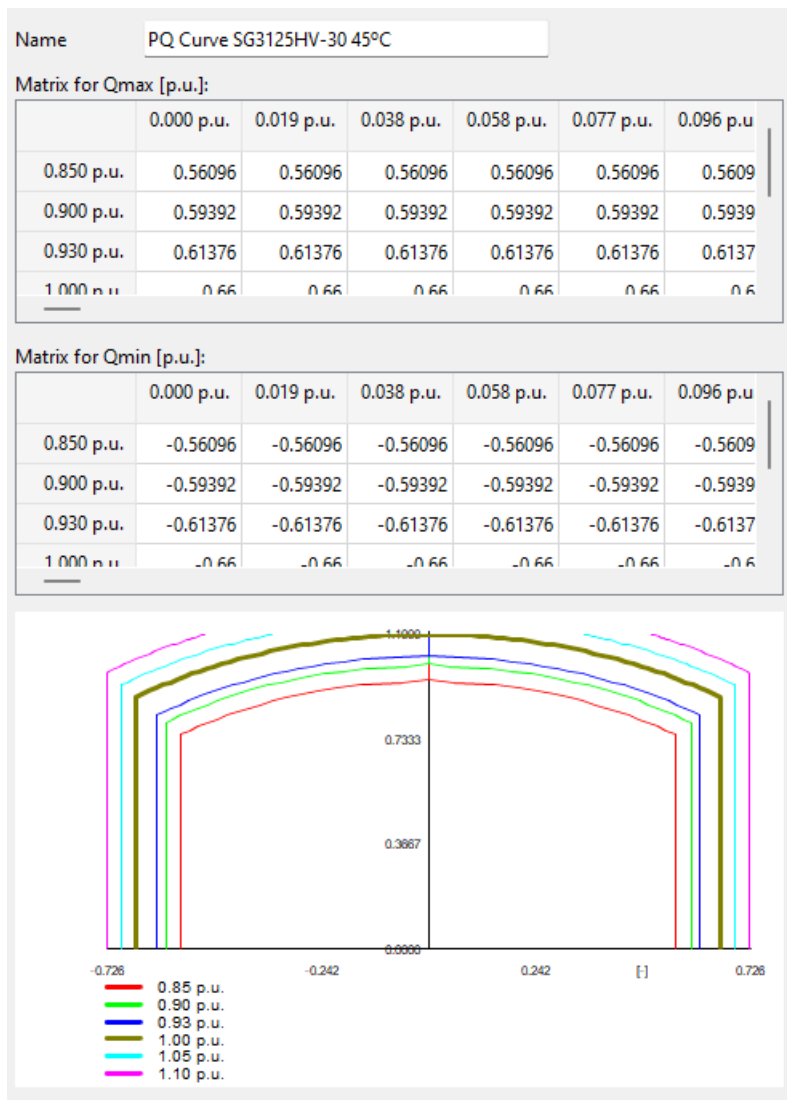


Figura 5-5 Diagrama PQ por cada módulo de los inversores de PV Coya.

5.5. TRANSFORMADORES DE BLOQUE 33/0,6/0,6 KV

El PV Coya cuenta con 29 transformadores de bloque. Los parámetros utilizados se indican en la siguiente tabla, conforme a lo detallado en el antecedente (b):

Tabla 5-3: Parámetros transformadores de bloque de dos devanados 33/0,6/0,6 kV.

PARÁMETROS	VALORES
Potencia Nominal ONAN	6,250 [MVA]
Niveles de Tensión	33/0,6/0,6 [kV]
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia de secuencia positiva (Base 3,125 MVA)	HV-MV: 7,00 [%]; MV-LV: 13,50 [S]; LV-HV: 7,00 [%]
Impedancia de secuencia cero (Base 3,125 MVA)	HV-MV: 7,00 [%]; MV-LV: 13,50 [S]; LV-HV: 7,00 [%]
Pérdidas en vacío, secuencia positiva	4,80 [kW]
Corriente de magnetización, secuencia positiva	0,40 [%]

A continuación, la Figura 5-6 muestra la modelación de los transformadores de bloque del PV Coya en el programa PowerFactory.

Figura 5-6: Modelación de transformadores de bloque de dos devanados en PowerFactory.

5.6. CABLES Y CONDUCTORES DE MT DEL PV COYA

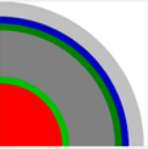
La conexión entre los transformadores 33/0,6/0,6 kV y la barra de 33 kV del PV Coya se desarrolla por medio de tramos directamente enterrados utilizando cables de aluminio y cobre. Las características de cada uno de los cables utilizados en el proyecto se describen en la Tabla 5-4, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

Tabla 5-4: Características de los cables de MT.

PARÁMETROS	CABLE 240 [mm ²]	CABLE 300 [mm ²]	CABLE 400 [mm ²]	CABLE 500 [mm ²]	CABLE 630 [mm ²]
Aislación	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE
Cubierta	LSOH	LSOH	LSOH	LSOH	LSOH
Pantalla	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Cobre
Material conductor	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Cobre
Diámetro cable [mm]	39,6	41,28	44,21	49,6	51,76
Diámetro conductor [mm]	18,2	20,1	22,85	26,7	29,84
Espesor aislación [mm]	6,7	7,1	7,1	7	7,1
Espesor cubierta [mm]	2,2	2,4	2,5	2,5	2,7
Espesor pantalla [mm]	0,30	0,14	0,13	0,30	0,11
Capa Semiconductora Interior [mm]	0,75	0,475	0,475	0,825	0,525
Capa Semiconductora Exterior [mm]	0,75	0,475	0,475	0,825	0,525
Capacidad nominal [A]	367	414	470	535	1024

A continuación, la siguiente figura muestra la modelación de los cables de MT del PV Coya en el programa PowerFactory.

Name: 240 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core: Compact
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 18.2 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [dropdown]



Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (uOhm*cm)	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	9.1	100.	0.1086428
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.3	100.	0.8634218
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

Insulation Layers:

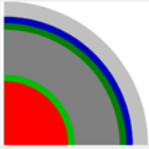
Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	6.7
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.2
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.75	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.75	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 39.6 mm

Name: 300 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core: Compact
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 20.1 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [dropdown]



Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (uOhm*cm)	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	10.05	100.	0.08907413
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.14	100.	1.776875
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

Insulation Layers:

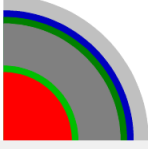
Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.1
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.4
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 41.28 mm

Name: 400 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core: Compact
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 22.85 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [dropdown]



Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (uOhm*cm)	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	11.425	100.	0.06892414
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.13	100.	1.739393
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

Insulation Layers:

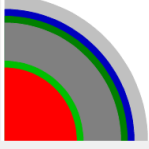
Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.1
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.5
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.475	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 44.21 mm

Name: 500 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core: Compact
 Shape: Compact
 Outer Diameter: 26.7 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [dropdown]



Conducting Layers:

Exists	Material	Resistivity (uOhm*cm)	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.8264	1.	13.35	100.	0.05048022
<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2.84	1.	0.3	100.	0.6802118
<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

Insulation Layers:

Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.
<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.5
<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
<input checked="" type="checkbox"/>	0.825	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
<input checked="" type="checkbox"/>	0.825	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 49.6 mm

Name: 630 mm²
 Rated voltage: 35. kV
 Core Shape: Compact
 Outer Diameter: 29.84 mm
 Frequency Characteristic (Ohm/km): [dropdown]

Conducting Layers:

	Exists	Material	Resistivity (.. uOhm*cm)	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	14.92	100.	0.02465329
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	0.11	100.	1.078713
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2.84	1.	1.	100.	0.

Insulation Layers:

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Per...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/3...	0.	2.5	7.1
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	2.7
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0.02	3.	1.

Semiconducting Layers:

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permea...	Relative Permitti...
Core Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0.525	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.
Ins. Outer	<input checked="" type="checkbox"/>	0.525	<input checked="" type="checkbox"/>	1000000	1.	1000.

Advanced definition of semi-conducting layers
 Overall Cable Diameter: 51.76 mm

Figura 5-7 Modelado del Cable 240 mm², 300 mm², 400 mm², 500 mm² y 630 mm².

Los tramos del sistema de cables se muestran en la Tabla 5-5, conforme la información contenida en (b). Cada circuito representa un subgrupo de cables trifásicos; de esta manera, se tendrán disposiciones de 1, 2 y 3 circuitos de cables en paralelo.

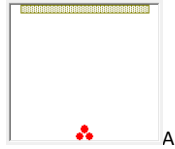
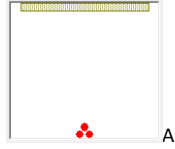
Tabla 5-5: circuitos MT - detalle del conexionado del PV Coya.

DESDE-HASTA	CONDUCTORES POR FASE	CIRCUITOS POR FASE	CALIBRE [mm ²]	LONGITUD [km]
CT01 - CT02	1	1	240	0,349
CT02 - CT03	1	1	300	0,332
CT03 - SW01	1	2	300	0,469
CT03 - SW02	1	2	300	0,109
CT04 - CT03	1	1	500	0,726
CT05 - CT04	1	1	240	0,329
CT06 - SW02	1	2	300	1,42
CT07 - CT06	1	1	500	0,556
CT08 - CT07	1	1	240	0,378
CT09 - SW02	1	1	500	1,985
CT10 - CT09	1	1	240	0,398
CT12 - SW01	1	2	300	0,817
CT13 - SW01	1	2	300	0,676
CT14 - SW01	1	2	300	1,125
CT15 - CT14	1	1	300	0,341
CT16 - CT15	1	1	240	0,325
CT17 - SW02	1	2	300	2,053
CT18 - CT17	1	1	300	0,538
CT19 - CT18	1	1	240	0,389
CT20 - CT22	1	1	240	0,488
CT21 - CT23	1	1	240	0,467
CT22 - CT13	1	1	400	0,65
CT23 - CT12	1	1	500	0,73
CT24 - SW01	1	2	300	1,318
CT25 - CT24	1	1	300	0,254

DESDE-HASTA	CONDUCTORES POR FASE	CIRCUITOS POR FASE	CALIBRE [mm ²]	LONGITUD [km]
CT26 - CT25	1	1	240	0,264
CT27 - CT28	1	1	240	0,26
CT28 - CT29	1	1	300	0,26
CT29 - SW02	1	2	300	2,397
SW01 - Barra N° 3	3	3	630	0,06
SW02 - Barra N° 3	3	3	630	0,06

En base a lo anterior, las disposiciones utilizadas en cada uno de los tramos se indican en la siguiente tabla, coherente con la disposición detallada en el antecedente (b).

Tabla 5-6 Disposición de los tramos con cables enterrados del PV Coya.

DIAGRAMA	TRAMO	X1 [m]	X2 [m]	X3 [m]	Y1 [m]	Y2 [m]	Y3 [m]
	Circuito 3x1x240 [mm ²]	0,15	0,13	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x1x300 [mm ²]	0,15	0,13	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x1x400 [mm ²]	0,15	0,13	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x1x500 [mm ²]	0,15	0,12	0,18	0,75	0,8	0,8
	Circuito 3x2x300 [mm ²]	0,1	0,07	0,13	0,75	0,8	0,8
		0,35	0,32	0,381	0,75	0,8	0,8
	3x3x630 [mm ²]	-0,15	-0,12	-0,18	0,75	0,8	0,8
		0,1	0,07	0,13	0,75	0,8	0,8
		0,35	0,32	0,381	0,75	0,8	0,8

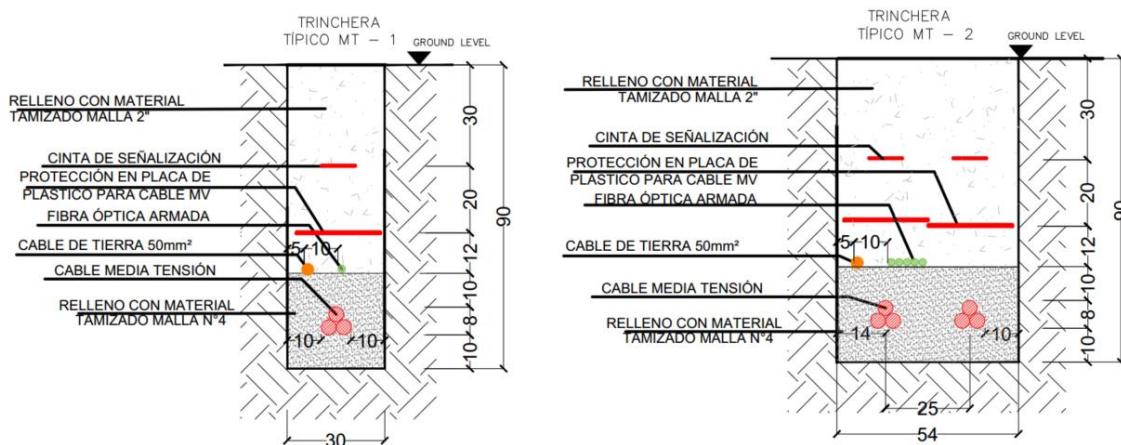


Figura 5-8 Trincheras para los conductores de MT.

5.7. TRANSFORMADOR ZIG-ZAG

El PV Coya cuenta con cuatro transformadores zig-zag con puesta a tierra conectado a cada una de las barras de 33 kV de la subestación. Las características principales de los transformadores se indican en la siguiente tabla, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

Tabla 5-7 Parámetros transformador zig-zag.

PARÁMETROS	VALOR
Tensión nominal	33 [kV]
Capacidad de corriente de cortocircuito (3·I ₀)	900 [A]
Impedancia del transformador zig-zag	63,5 [Ω]

5.8. MODELADO DETALLADA DEL PV COYA

En la Figura 5-9 se presenta el modelado detallado del PV Coya.

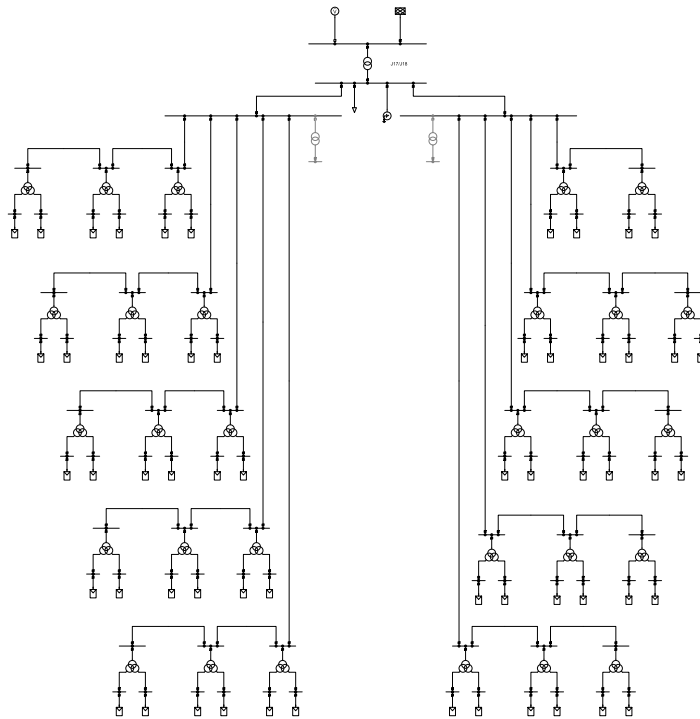


Figura 5-9 Modelado Detallado del PV Coya.

6. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: “Determinación de mínimos técnicos en unidades generadoras” disponible en la página de la CNE) que son de relevancia para el presente informe.

Artículo 9: Informe Técnico:

El Informe Técnico que respalda el valor de Mínimo Técnico o Informe de Mínimo Técnico, consistirá en un documento que describa los registros de operación, supuestos, metodologías, alcances de la aplicación de estas metodologías, y conclusiones bajo los cuales se estableció el valor de Mínimo Técnico informado.

Este informe deberá contener, al menos, la siguiente información:

- Antecedentes técnicos de diseño.
- Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o internacionales de unidades de similares características.
- Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.

- d) Justificaciones que describan las eventuales fuentes de inestabilidad en la operación de la unidad generadora, que impidan que la unidad pueda operar en un valor menor de potencia activa.
- e) Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.

Para el caso de unidades generadoras que puedan operar con combustible alternativo y cuyo valor de Mínimo Técnico sea distinto al del combustible principal, deberán entregar los antecedentes requeridos en el presente Anexo para el combustible principal y el alternativo.

Una vez recibido el Informe Técnico, la DO deberá verificar que dicho informe contiene todos los antecedentes especificados en el presente Artículo, para lo cual tendrá un plazo de 15 días hábiles. En el caso de detectar que existen antecedentes faltantes para un adecuado análisis del Mínimo Técnico informado, la DO solicitará a la Empresa Generadora completar el informe, para lo cual ésta tendrá un plazo de 15 días hábiles.

Cuando la DO determine que el Informe Técnico entregado por la Empresa Generadora contiene todos los antecedentes necesarios para su análisis, lo publicará en el sitio web del CDEC y notificará a las empresas Coordinadas sobre el inicio del proceso de aprobación del Mínimo Técnico informado.

7. DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN

A continuación, se describe un sistema equivalente que presenta un parque fotovoltaico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el cual se puede definir lo siguiente:

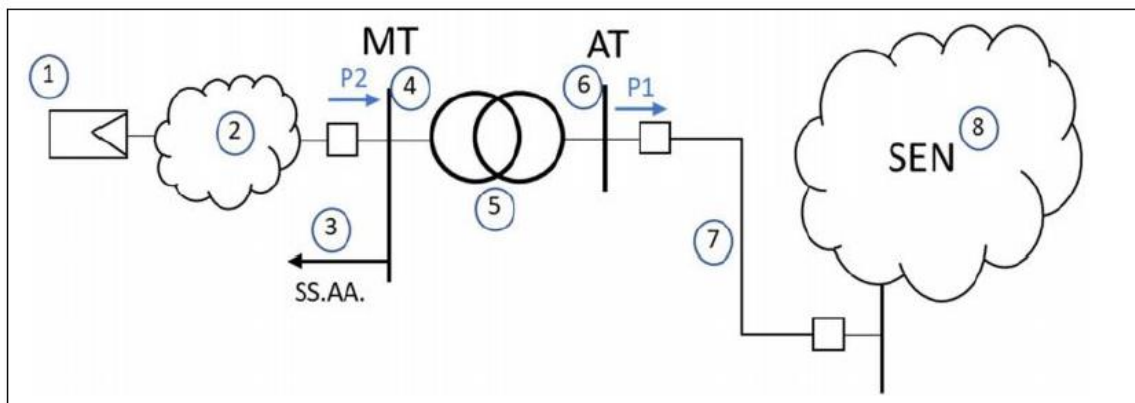


Figura 7-1 Sistema Equivalente parque fotovoltaico.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del PF Coya.

2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del PF Coya, principalmente en el sistema de cables de media tensión, y en los transformadores asociados a los centros de transformación.
3. **Servicios Auxiliares (SSAA) de la central.**
4. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la barra de 33 kV que conecta con el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.
5. **Transformador de poder:** Equipo elevador de 220/33 kV presente en la subestación de salida del PF Coya.
6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra de 220 kV que conecta con el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
7. **Línea dedicada de la central:** Línea dedicada que vincula el PF Coya con el Sistema Eléctrico Nacional.
8. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
9. **P1:** Potencia inyectada por el PF Coya en la barra de 220 kV de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PF Coya en la barra de 33 kV de su subestación de salida.

7.2. CÁLCULO MÍNIMO TÉCNICO

Se realizaron los ensayos para la determinación del mínimo técnico del Parque PF Coya el día 16 de diciembre del 2022. Dichos ensayos consistieron en el cambio de consigna de la generación de potencia activa para llevar el parque a su mínimo técnico durante un intervalo de 00:12:55 minutos y segundos a través del PPC, disminuyendo gradualmente la inyección de energía del parque desde las 11:35:12 hrs, en forma simultánea, se realizaron las medidas para determinar el mínimo técnico del parque y la potencia activa inyectada en la barra de 220 kV del parque (P1). Posteriormente se vuelve a la consigna inicial a las 11:48:06 hrs para reestablecer la operación del parque. Se analiza un intervalo de 10 min entre 11:38:06 hrs y 11:48:06 hrs, para obtener el promedio de potencia inyectada por el parque para determinar el mínimo técnico.

En la Figura 7-2 se observa el gráfico de potencia activa para las pruebas mínimo técnico realizadas en el PF Coya obtenida por medio del antecedente (a). Para la obtención de la potencia activa inyectada en la barra de 220 kV del parque (P1) se calcula un promedio aritmético de las mediciones realizadas en terreno entre las 11:38:06 y 11:48:06 hrs ante un cambio de consigna en el PPC.

Cabe destacar que durante la realización de los ensayos de medición del Parque Fotovoltaico Coya uno de los inversores estaba fuera de servicio, resultando en que las pruebas fueron aplicadas en 57 de los 58 inversores instalados. Sin embargo, se destaca que lo anterior no generó ningún problema en los ensayos realizados en terreno.

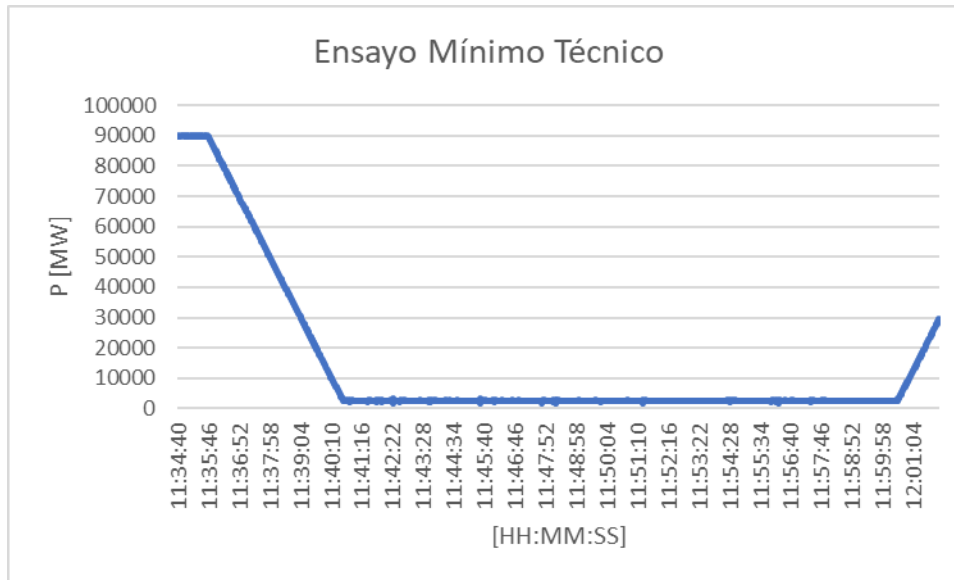


Figura 7-2 Registro de potencia activa ante ensayo de mínimo técnico.

A partir del resultado indicado en la Tabla 7-1, se verifica que ante una consigna de 2,5 MW los inversores son capaces de seguir operando de manera estable a aproximadamente un 1,5% de la potencia nominal, operando en mínimo técnico.

Tabla 7-1: Promedio del registro.

PARÁMETRO	POTENCIA [MW]
Potencia inyectada en la barra de 220 kV del parque (P1)	2,5

Finalmente, con los resultados obtenidos del ensayo se puede determinar el mínimo técnico del parque considerando las pérdidas del sistema y el consumo de los servicios auxiliares, tal y como se especifica en la siguiente ecuación:

$$MinTec = P1 + P_{trafo} + P_{Colector} + SSAA$$

Donde:

- P1 : Potencia Activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- P_{trafo} : Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [MW].
- P_{Colector} : Pérdidas activas en el sistema colector del parque [MW].
- SSAA : Consumo asociado a los Servicios Auxiliares del parque [MW].

Las pérdidas del sistema colector de media tensión y del transformador de poder se obtienen mediante simulaciones en la base de datos del antecedente (c). Dicha simulación indica las pérdidas del sistema colector y del transformador de poder en conjunto como “Grid Losses” (ver Anexo I) con un valor de 0,22355 MW. Para ello, se consideró una inyección de 47,05 kW por inversor para que el PF Coya inyecte 2,5 MW en la barra de 220 kV. Por lo tanto, las pérdidas del transformador se obtienen como el resultado de la resta de la potencia activa de entrada y la potencia activa de salida del transformador encerradas en cuadro rojo, obteniéndose un valor de

0,083573 MW, datos que se aprecian en la Figura 7-3 Cabe destacar que, a la salida del transformador, sólo por referencia se indica un valor negativo que indica que se está inyectando energía al sistema.

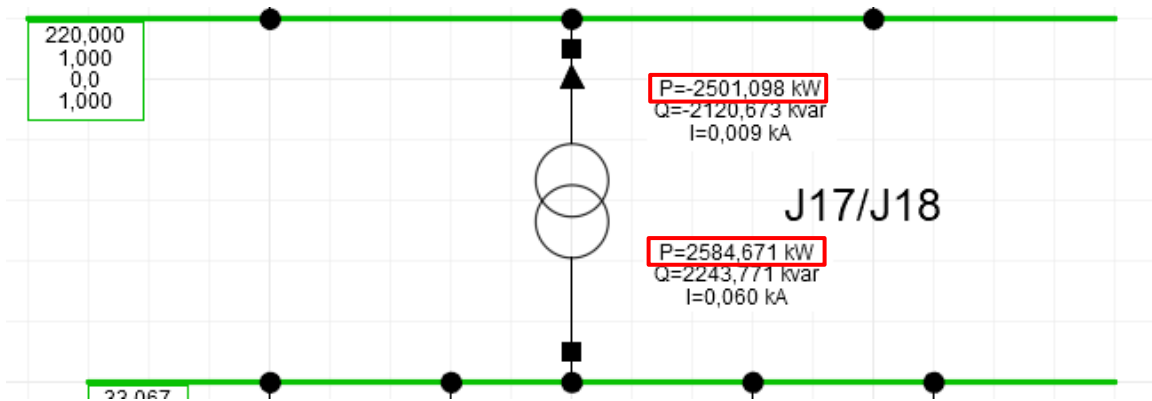


Figura 7-3 Pérdidas en el transformador de potencia.

A partir de los antecedentes mencionados se obtiene que las pérdidas del sistema colector tienen un valor de 0,139977 MW.

Por otra parte, el consumo de los Servicios Auxiliares (SSAA) resulta en un valor de 0,00427 MW, el cual corresponde al promedio de los registros tomados en simultáneo durante el ensayo de mínimo técnico señalados en el Anexo II.

En virtud de lo señalado, el mínimo técnico del parque se determina de acuerdo con lo siguiente:

$$MinTec = 2,5 \text{ MW} + 0,083573 \text{ MW} + 0,139977 \text{ MW} + 0,00427 \text{ MW} = 2,73 \text{ MW}$$

En consecuencia, considerando la metodología descrita en el presente informe, se calcula que el mínimo técnico bruto del PF Coya es aproximadamente 2,73 MW.

7.3. CÁLCULO MÍNIMO TÉCNICO A NIVEL DE UN INVERSOR

De la misma manera se realiza un análisis de mínimo técnico a nivel de un inversor, el cual corresponde a un valor de 0 MW en el punto de conexión al SEN, siendo capaz de autoabastecer los consumos propios del parque. Para ello se despacha un inversor ubicado aproximadamente a la mitad del parque (INV_1402 de la Base de datos adjunta) a un valor de 0,227594 MW.

Con los resultados obtenidos del ensayo se puede determinar el mínimo técnico considerando las pérdidas del sistema y el consumo de los servicios auxiliares, tal y como se especifica en la siguiente ecuación:

$$MinTec = P1 + P_{trafo} + P_{Colector} + SSAA$$

Donde:

P1 : Potencia Activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].

P_{trafo} : Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [MW].
 P_{colector} : Pérdidas activas en el sistema colector del parque [MW].
 $SSAA$: Consumo asociado a los Servicios Auxiliares del parque [MW].

Las pérdidas del sistema colector de media tensión y del transformador de poder se obtienen mediante simulaciones en la base de datos del antecedente (c). Dicha simulación indica las pérdidas del sistema colector y del transformador de poder en conjunto como “Grid Losses” (ver Anexo I) con un valor de 0,22332 MW. Para ello, se consideró una inyección de 227,594 kW en el inversor de prueba, para que el PF Coya inyecte aproximadamente 0 MW en la barra de 220 kV. Por lo tanto, las pérdidas del transformador se obtienen como el resultado de la resta de la potencia activa de entrada y la potencia activa de salida del transformador encerradas en cuadro rojo, obteniéndose un valor de 0,083482 MW, datos que se aprecian en la Figura 7-4.

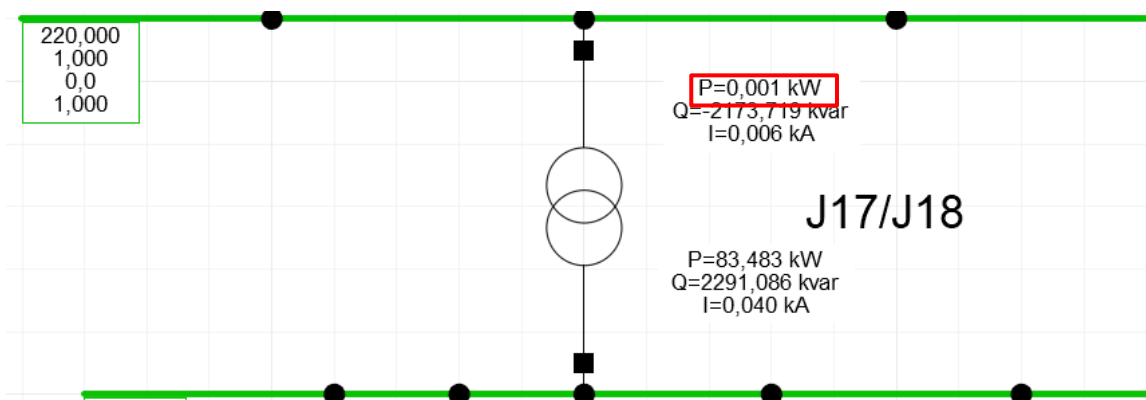


Figura 7-4 Pérdidas en el transformador de potencia a nivel de inversor.

A partir de los antecedentes mencionados se obtiene que las pérdidas del sistema colector tienen un valor de 0,139838 MW.

Por otra parte, el consumo de los Servicios Auxiliares (SSAA) resulta en un valor de 0,00427 MW, el cual corresponde al promedio de los registros tomados en simultáneo durante el ensayo de mínimo técnico señalados en el Anexo II.

En virtud de lo señalado, el mínimo técnico del parque se determina de acuerdo con lo siguiente:

$$MinTec = 0 \text{ MW} + 0,083482 \text{ MW} + 0,139838 \text{ MW} + 0,00427 \text{ MW} = 0,22759 \text{ MW}$$

En consecuencia, considerando la metodología descrita en el presente informe, se calcula que el mínimo técnico bruto del PF Coya a nivel de un inversor es de 0,22759 MW.

8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtuvo el parámetro de mínimo técnico para el PF Coya. Lo anterior según los datos obtenidos de las pruebas realizadas el día 16/12/2022. Para ello se realizó un cálculo de la media aritmética de los registros obtenidos entre las 11:38:06 a 11:48:06 (horas Chile) del registro mencionado en el antecedente (a). Luego, al sumar las pérdidas del sistema colector y transformador principal, obtenidas a través de una simulación en el software PowerFactory, y agregando el promedio de consumo de los servicios auxiliares se obtiene un valor de mínimo técnico bruto de 2,73 MW.

Tabla 8-1 Resumen de mínimo técnico neto y consumos del PF Coya.

CENTRAL	MÍNIMO TÉCNICO BRUTO [MW]	MÍNIMO TÉCNICO NETO [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Coya	2,73	2,5	0,083573	0,139977	0,00427

Además, en la siguiente tabla se puede observar el mínimo técnico bruto a nivel de un inversor.

Tabla 8-2 Resumen de mínimo técnico neto y consumos del PF Coya en un inversor.

CENTRAL	MÍNIMO TÉCNICO BRUTO [MW]	MÍNIMO TÉCNICO NETO [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Coya	0,22759	0	0,083482	0,139838	0,00427



I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

ANEXOS

P21044

Infotécnica y Anexos Técnicos Proyecto PF Coya 30.01.2023

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras
21044-00-ES-IT-001. Rev. 0
Preparado para OHLA.

ANEXO I

P21044

RESULTADOS COMPUTACIONALES EN POWERFACTORY

		DIGSILENT PowerFactory 2022 SP4		Project: Date: 20-01-2023	
Load Flow Calculation				Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Automatic tap adjustment of transformers		Max. Acceptable Load Flow Error		1,00 kVA	
Consider reactive power limits		Bus Equations(HV)		0,10 %	
Model Equations					
Grid: PF Coya		System Stage: PF Coya		Study Case: Escenario Base	
				Annex: / 1	
Grid: PF Coya		Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	93	No. of Terminals	0
No. of 2-w Trfs.	3	No. of 3-w Trfs.	29	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0
Generation	= 2728,90 kW	-0,00 kvar		2728,90 kVA	
External Infeed	= -2501,08 kW	-2166,14 kvar		3308,70 kVA	
Inter Grid Flow	= 0,00 kW	0,00 kvar			
Load P(U)	= 4,27 kW	-0,00 kvar		4,27 kVA	
Load P(Un)	= 4,27 kW	0,00 kvar		4,27 kVA	
Load P(Un-U)	= 0,00 kW	0,00 kvar			
Motor Load	= 0,00 kW	0,00 kvar		0,00 kVA	
Grid Losses	= 223,55 kW	-2166,14 kvar			
Line Charging	=	-3006,96 kvar			
Compensation ind.	=	0,00 kvar			
Compensation cap.	=	0,00 kvar			
Installed Capacity	= 181250,00 kW				
Spinning Reserve	= 0,00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1,00 [-]				
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]				

Figura 9-1 Pérdidas del sistema colector MT y transformador principal.

		DIGSILENT PowerFactory 2022 SP4		Project: Date: 30-01-2023	
Load Flow Calculation				Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Automatic tap adjustment of transformers		Max. Acceptable Load Flow Error		1,00 kVA	
Consider reactive power limits		Bus Equations(HV)		0,10 %	
Model Equations					
Grid: PF Coya		System Stage: PF Coya		Study Case: Escenario Base	
				Annex: / 1	
Grid: PF Coya		Summary			
No. of Substations	0	No. of Busbars	93	No. of Terminals	0
No. of 2-w Trfs.	3	No. of 3-w Trfs.	29	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0
Generation	= 227,59 kW	0,00 kvar		227,59 kVA	
External Infeed	= 0,00 kW	-2173,72 kvar		2173,72 kVA	
Inter Grid Flow	= 0,00 kW	0,00 kvar			
Load P(U)	= 4,27 kW	0,00 kvar		4,27 kVA	
Load P(Un)	= 4,27 kW	0,00 kvar		4,27 kVA	
Load P(Un-U)	= 0,00 kW	0,00 kvar			
Motor Load	= 0,00 kW	0,00 kvar		0,00 kVA	
Grid Losses	= 223,32 kW	-2173,72 kvar			
Line Charging	=	-3006,70 kvar			
Compensation ind.	=	0,00 kvar			
Compensation cap.	=	0,00 kvar			
Installed Capacity	= 3125,00 kW				
Spinning Reserve	= 0,00 kW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1,00 [-]				
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]				

Figura 9-2 Pérdidas del sistema colector MT y transformador principal (ensayo a nivel de un inversor).

ANEXO II

P21044

REGISTROS

El Anexo II – Registros.xlsx se encuentra adjunto en 21044-00-ES-IT-001_Rev.B.zip

ANEXO III

P21044

BASE DE DATOS

El Anexo III – Base de datos, se encuentra adjunto en 21044-00-ES-IT-001_Rev.B.zip