



INFORME DE DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA PSFV DOÑA ANTONIA

Informe Técnico

Preparado para:



Julio – 2024

A 1065 | R 1118-24

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS.....	2
ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS.....	3
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS.....	4
REGISTRO DE COMUNICACIONES	5
SECCIÓN PRINCIPAL	6
1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1. Definiciones y nomenclatura	6
1.2. Marco normativo	7
2. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE	7
2.1. Datos de los paneles solares.....	11
2.2. Datos de los inversores	12
2.3. Datos de los transformadores de bloque.....	13
2.4. Datos del transformador de potencia	14
2.5. Datos del sistema colector.....	14
3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS	15
4. DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS.....	15
5. TOMA DE REGISTROS DE POTENCIA MÁXIMA	16
6. RESULTADOS OBTENIDOS.....	16
6.1. Determinación del consumo de servicios auxiliares	16
6.2. Ensayo de potencia máxima	18
6.2.1 Potencia Bruta.....	23
6.2.2 Potencia de los servicios auxiliares.....	27
6.2.3 Potencia de pérdidas de la central	27
6.2.4 Potencia Neta.....	29
6.2.5 Resumen de resultados.....	29
7. CONCLUSIONES	30
ANEXOS.....	31
1. DETERMINACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LOS INVERSORES	
31	

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

Tabla 1. Datos técnicos de los transformadores de bloque.	13
Tabla 2. Datos técnicos del transformador de potencia.	14
Tabla 3. Tabla resumen de valores a presentar.	15
Tabla 4. Consumo de servicios auxiliares de los inversores.	16
Tabla 5. Irradiancia horizontal y temperatura ambiente promedio para los meses de Diciembre, Enero y Febrero.	23
Tabla 6. Parámetros de Potencia Máxima PSFV Doña Antonia.	30
Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico.	6
Gráfico 2. Ubicación geográfica del PSFV Doña Antonia.	8
Gráfico 3. Esquema unilineal de la SE Doña Antonia.	9
Gráfico 4. Esquema unilineal del sistema colector.	10
Gráfico 5. Características técnicas de los paneles solares.	11
Gráfico 6. Características generales de los inversores.	12
Gráfico 7. Curva de capacidad de los inversores.	13
Gráfico 8. Listado de circuitos colectores y su conformación.	14
Gráfico 9. Consumo de SSAA esenciales de la SE Doña Antonia.	17
Gráfico 10. Consumo de SSAA no esenciales de la SE Doña Antonia.	17
Gráfico 11. Potencia total generada por los inversores.	18
Gráfico 12. Potencia neta en el punto de conexión.	18
Gráfico 13. Irradiancia horizontal.	19
Gráfico 14. Temperatura ambiente.	19
Gráfico 15. Temperatura de los paneles.	20
Gráfico 16. Potencia promedio generada por los inversores para el periodo de análisis.	20
Gráfico 17. Potencia neta promedio medida en el POI para el periodo de análisis.	21
Gráfico 18. Irradiancia promedio medida para el período de análisis.	21
Gráfico 19. Temperatura ambiente promedio medida para el periodo de análisis.	22
Gráfico 20. Temperatura de panel promedio medida para el periodo de análisis.	22
Gráfico 21. Evolución temporal de la irradiancia horizontal de sitio.	24
Gráfico 22. Evolución temporal de la temperatura ambiente de sitio.	24
Gráfico 23. Resumen de resultados – Potencia Máxima del PSFV Doña Antonia.	29

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energía Renovables No Convencional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NT SSMM	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos
PE	Parque Eólico
PSFV	Parque Solar Fotovoltaico
SET	Subestación Eléctrica
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
RCB	Regulador Bajo Carga
PMU	Power Management Unit

REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

N°	Fecha dd/mm/año	Preparó	Revisó	Aprobó	Observaciones
1	12/07/2024	FG	FM	FM	Emisión Original

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Parque Solar Fotovoltaico Doña Antonia, durante el día 11 de Junio de 2024, en relación al proceso de determinación de la potencia máxima de la planta.

1.1. Definiciones y nomenclatura

En el siguiente gráfico se muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

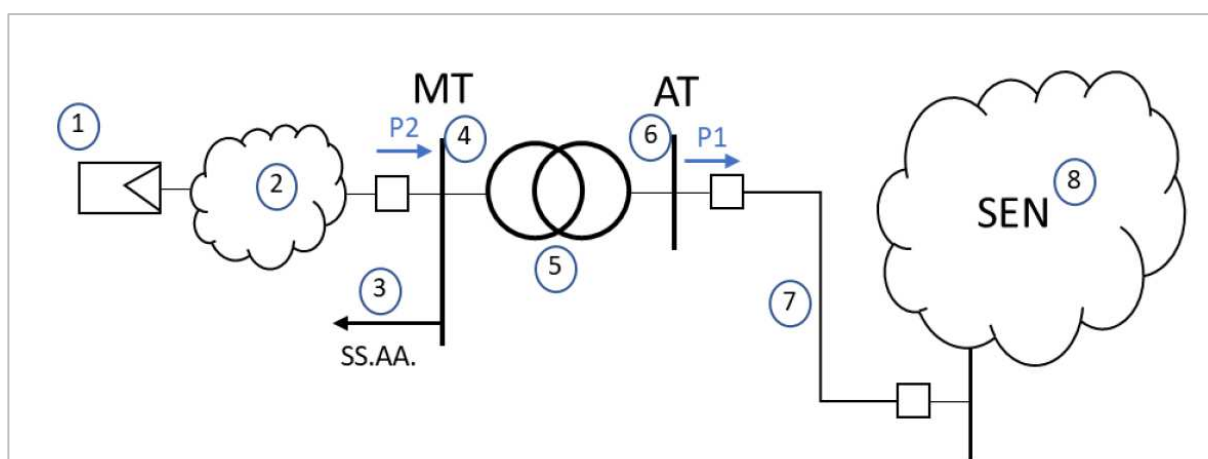


Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico.

1) Generador equivalente: Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.

2) Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector): Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.

3) Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.): Corresponde al consumo de servicios auxiliares de la subestación eléctrica de la planta sumados a los servicios auxiliares de los inversores.

4) Barra de media tensión (MT): Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.

5) Transformador de Poder: Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.

6) Barra de alta tensión (AT): Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.

7) Línea dedicada de la central: Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.

8) Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

De acuerdo con las definiciones anteriores se considera la siguiente nomenclatura:

- P1: Potencia activa inyectada en la barra de AT del Parque. Este valor corresponde a la Potencia Neta del Parque (Pneta).
- P2: Potencia activa inyectada en el lado de media tensión del parque.
- Pbruta: Suma de los aportes de potencia activa de los inversores en el lado baja tensión (BT) del parque (en correspondencia con el punto 1 del Gráfico 1).
- Pperd: Potencia de pérdidas en la línea de transmisión (ver punto 7 del Gráfico 1).
- Ptraf: Pérdidas activas en el transformador de potencia del parque.
- Pssa: Potencia de servicios auxiliares del parque.
- Pcolector: Pérdidas en el sistema colector del parque (ver punto 2 del Gráfico 1).

1.2. Marco normativo

Las pruebas realizadas se programaron en base al ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras” y los lineamientos de la Guía Técnica DCO N°01-2024 “Recomendaciones para la elaboración de los Informes de Determinación de Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía”.

En particular es de aplicación el Artículo 39 del ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS “Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación” del TÍTULO VIII – CENTRALES CUYA FUENTE ES RENOVABLE NO CONVENCIONAL” al tratarse de una planta de ERNC sin capacidad de almacenamiento de energía. En tal sentido, el valor de Potencia Máxima se obtiene a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.

2. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El PSFV Doña Antonia se encuentra emplazado en la región de Coquimbo en la zona norte de Chile. Está formado por 20 Inversores marca Power Electronics, modelo HEMK GEN 3 660 V – FS4200K de una capacidad nominal de 4,2 MVA cada uno, siendo la potencia instalada de 84 MVA (20 x 4,2 MVA). La Potencia Neta comprometida en el punto de conexión es de 75 MW. En el Gráfico 4 se muestra la curva de capacidad PQ de los Inversores.

Los 20 inversores se distribuyen en 10 centros de transformación que contienen 2 inversores cada uno. La distribución en media tensión se realiza mediante un sistema colector desarrollado en 33 kV formado por 4 circuitos que colectan la potencia de los 10 centros de transformación. Los centros de transformación formados por dos inversores se conectan a la red mediante transformadores de 3 arrollamientos de 33/0,66/0,66 kV de una potencia de 8,4/4,2/4,2 MVA.

Los circuitos colectores acometen a la barra de 33 kV del transformador de potencia de 110/33 kV, 51/68/90 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2), de la SE Doña Antonia.

El punto de conexión del PSFV es en la barra de 110 kV de la SE Doña Antonia. El PSFV se conecta al sistema eléctrico a través de una línea 110 kV de 60m de longitud entre la SE Doña Antonia y la SE La Ruca.

En el Gráfico 2 se muestra la ubicación geográfica del proyecto, en el Gráfico 3 se muestra un esquema unilineal de la SE Doña Antonia y en el Gráfico 4 se muestra un diagrama esquemático de la red colectora.

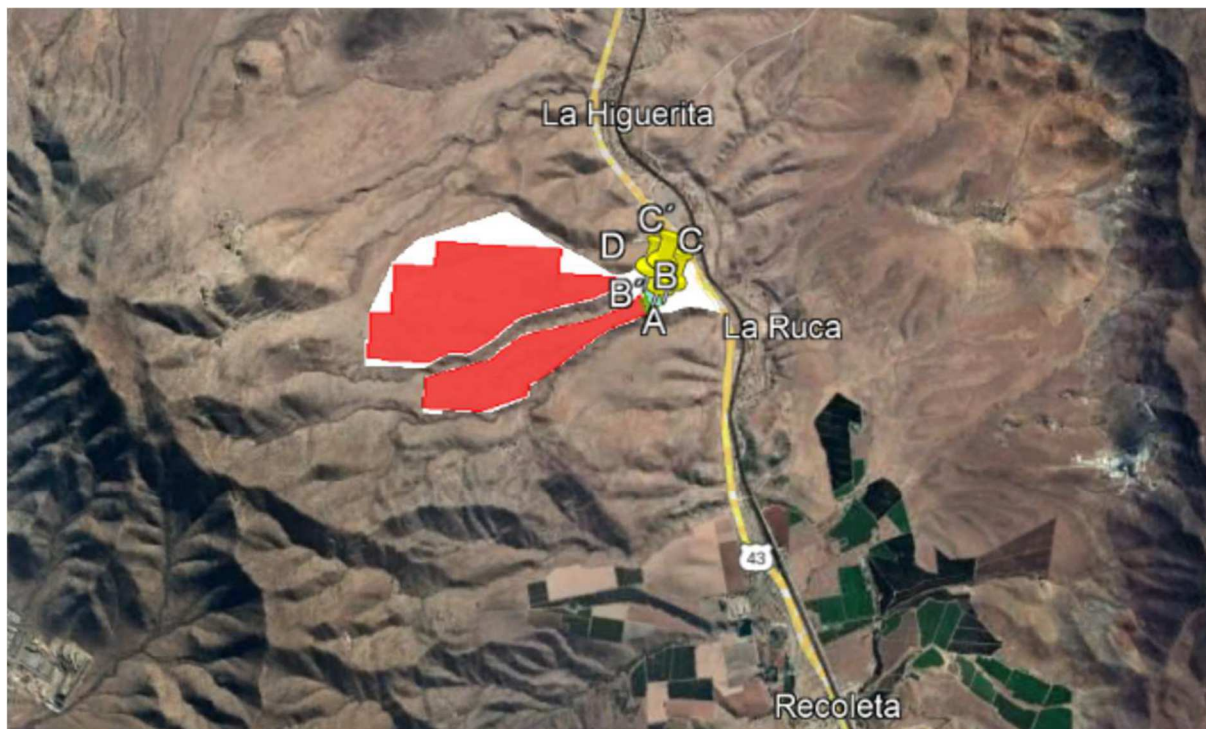


Gráfico 2. Ubicación geográfica del PSFV Doña Antonia.

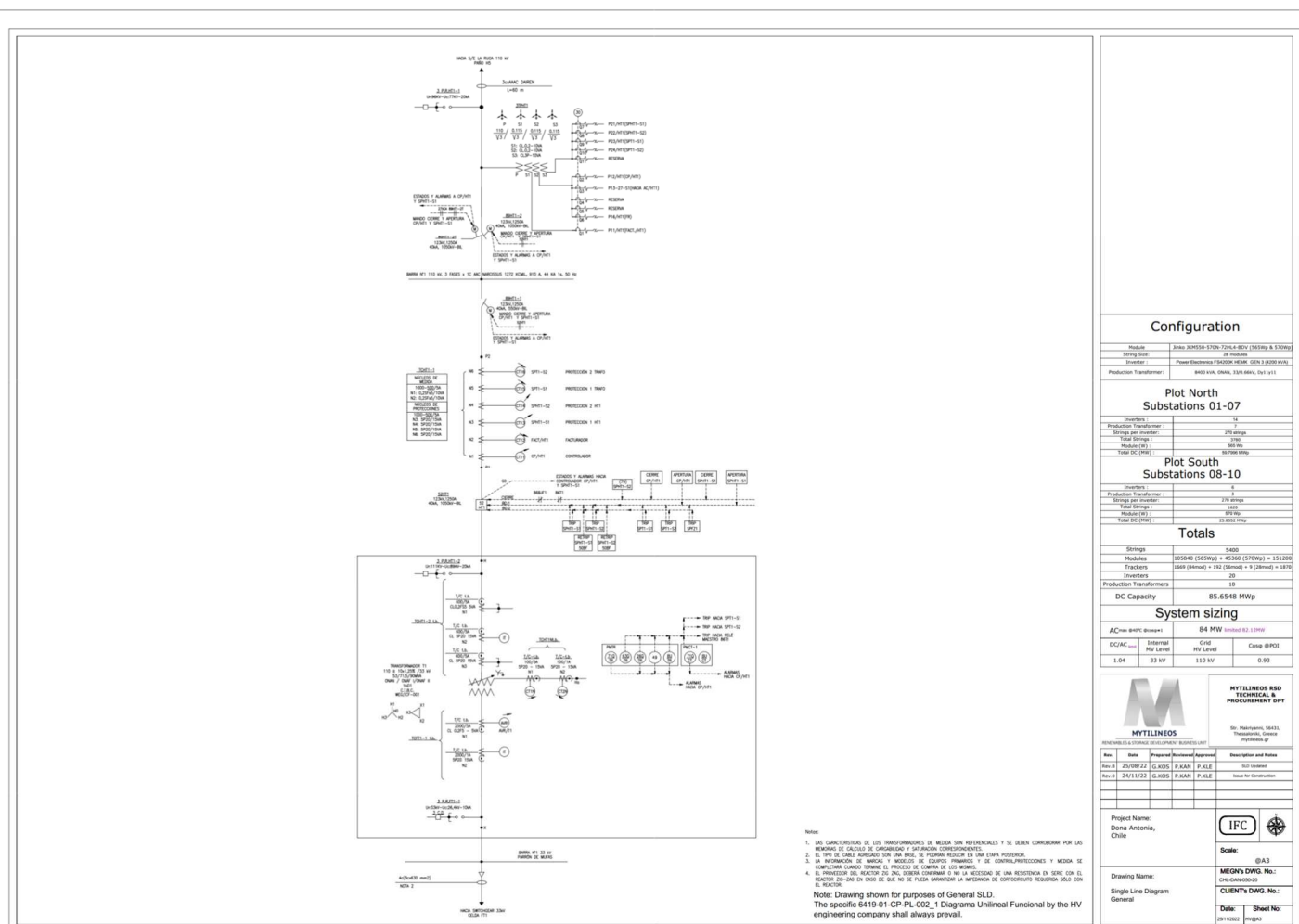


Gráfico 3. Esquema unilineal de la SE Doña Antonia.

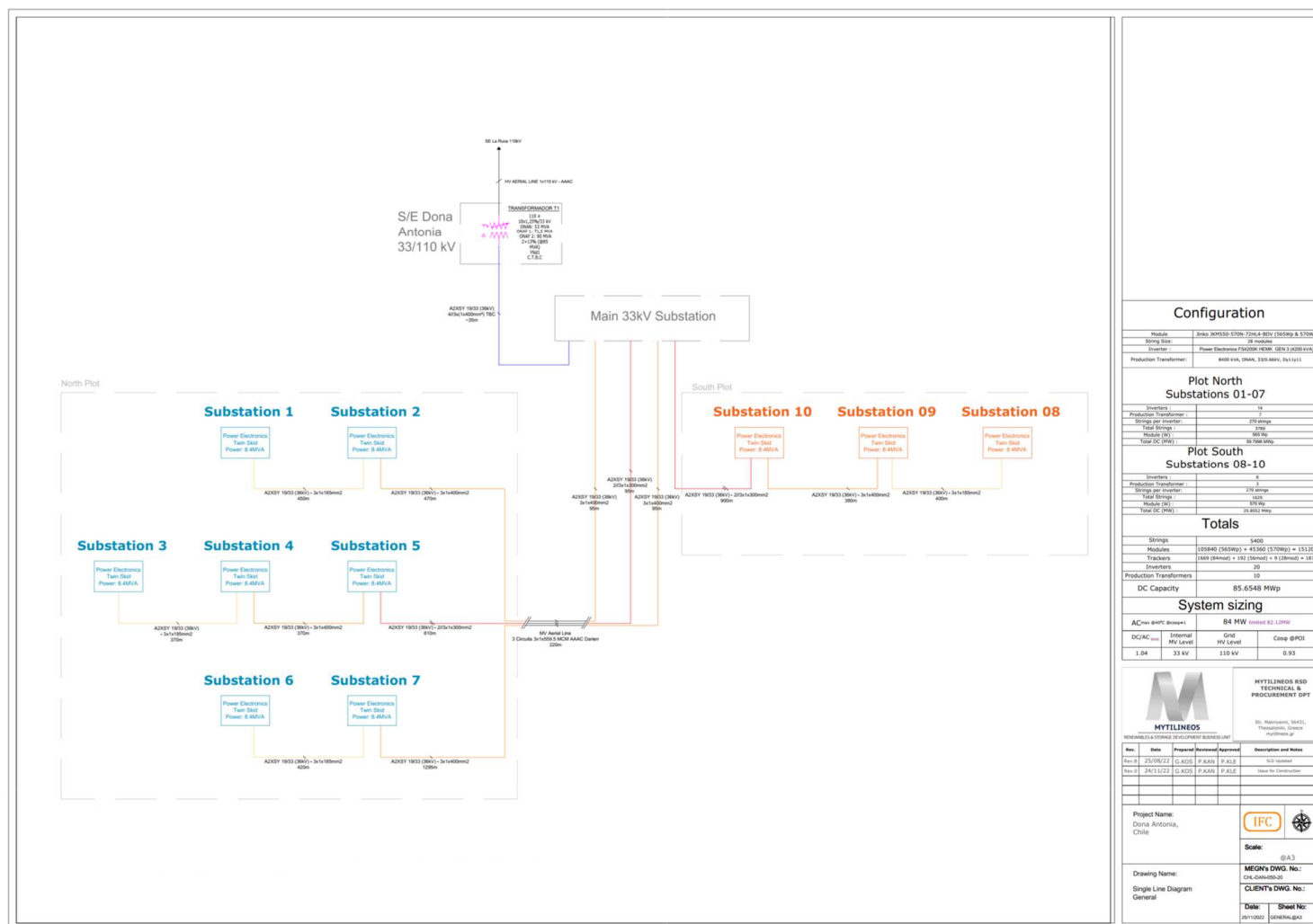


Gráfico 4. Esquema unilíneal del sistema colector.

2.1. Datos de los paneles solares

Los paneles solares del PSFV Doña Antonia son de marca Jinko Solar y sus principales características se muestran a continuación:

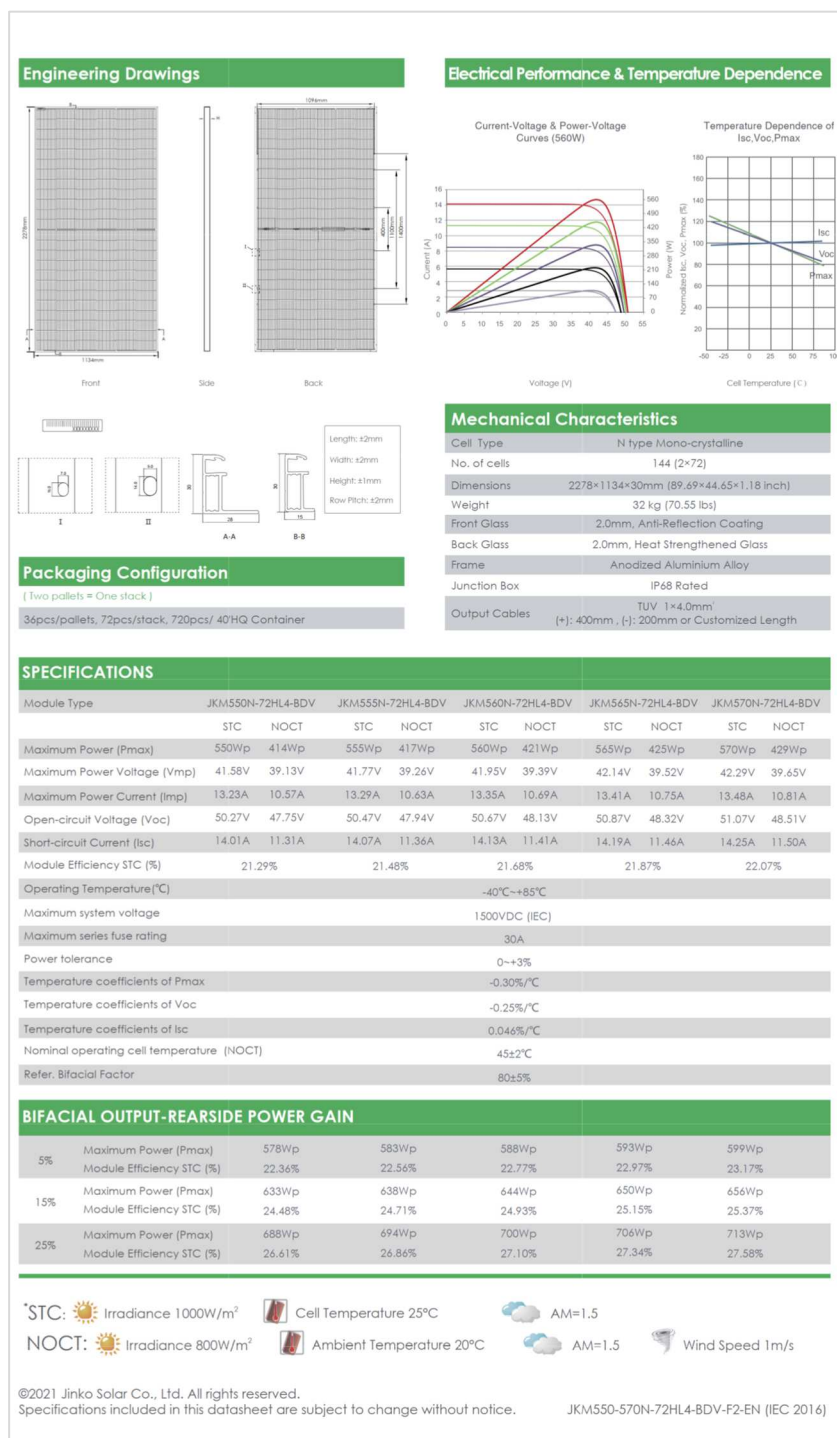


Gráfico 5. Características técnicas de los paneles solares.

2.2. Datos de los inversores

El parque solar fotovoltaico Doña Antonia cuenta con 20 inversores marca Power Electronics modelo HEMK GEN 3 660 V – FS4200K, cuyas características técnicas se muestran en la siguiente figura:

		
TECHNICAL CHARACTERISTICS		HEMK GEN 3 660V
REFERENCE	FS4200K	
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	4200
	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	3900
	Max. AC Output Current (A) @40°C	3674
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	660V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDI)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive power injection at night
INPUT	MPPT @full power (VDC)	934V-1500V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 40
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	4590
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	6940
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.90% (preliminary)
	Euroeta (η)	98.65% (preliminary)
	Max. Power Consumption (kVA)	10
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	11.8 x 6.5 x 7.2
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.6 x 2.0 x 2.2
	Weight (lb)	12677
	Weight (kg)	5750
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[5]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	IEEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Feb. 2018 / IEC62116:2014

[1] Values at 1.00·Vac nom and cos Φ= 1.
Consult Power Electronics for derating curves.
[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available: $Q(kVA) = \sqrt{(S(kVA))^2 - P(kW)^2}$.
[4] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.
[5] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

Gráfico 6. Características generales de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores se muestra a continuación:

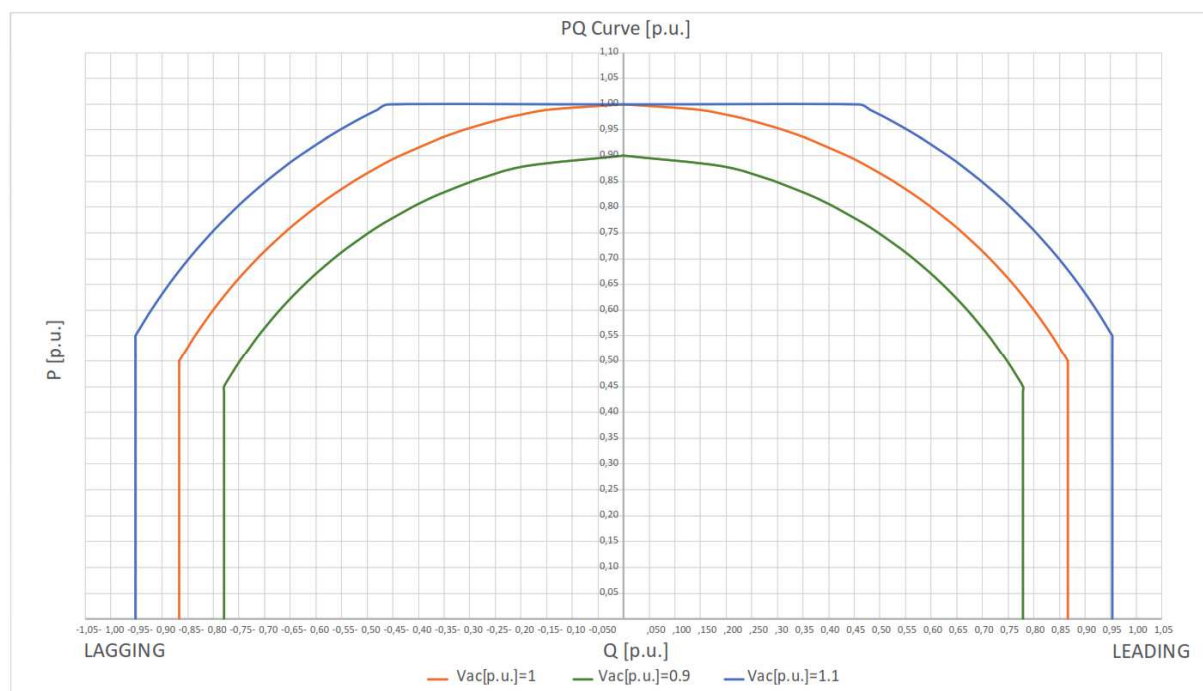


Gráfico 7. Curva de capacidad de los inversores.

2.3. Datos de los transformadores de bloque

La instalación cuenta con 10 transformadores elevadores de tres arrollamientos que inyectan la potencia generada de los inversores hacia la red colectora de media tensión. Los datos técnicos se detallan a continuación:

Tabla 1. Datos técnicos de los transformadores de bloque.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal lado HV	8.4 MVA
Potencia Nominal lado MV	4,2
Potencia Nominal lado LV	4,2
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado MV	0,66 kV
Tensión nominal lado LV	0,66 kV
Tipo de conexión	D0y11y11
Impedancia de corto circuito (HV-MV)	8%
Impedancia de corto circuito (MV-LV)	8%
Impedancia de corto circuito (LV-HV)	8 %
Perdidas en carga (HV-MV)	22,5 kW
Perdidas en carga (MV-LV)	0 kW
Perdidas en carga (LV-HV)	22,5 kW

Pérdidas de vacío	5,23 kW
Posiciones de Tap	±2x2,5%

2.4. Datos del transformador de potencia

Las características más importantes del transformador de potencia se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2. Datos técnicos del transformador de potencia.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	90 MVA
Refrigeración	ONAFF2
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	110 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Tipo de conexión	Ynd1
Impedancia de corto circuito	12,99%
Perdidas en carga	330,599 kW
Pérdidas de vacío	38,934 kW
Posiciones de Tap	±10 x 1,25%

2.5. Datos del sistema colector

La red colectora cuenta con conductores de 185 mm², 300 mm² y 400mm², todos conformados por ternas unipolares. Las características de distancias y distribución en circuitos colectores se muestran a continuación:

	Denominación	Terminal i	Terminal j	L [km]	R1 [ohm]	X1 [ohm]	B1 [μS]	R0 [ohm]	X0 [ohm]	B0 [μS]
CC1	3x185mm2 - 421m(1)	MV Terminal 1	MV Terminal 2	0.45	0.0764	0.0549	28.0692	0.3518	0.1307	28.0692
	3x400mm2 - 411m - 1	MV Terminal 2	Terminal(9)	0.47	0.0521	0.0534	34.5414	0.2861	0.0945	34.5414
	T587-T587A-T587B a ML	Terminal(9)	Terminal(11)	0.22	0.0262	0.0897	0.6214	0.0574	0.2948	0.3355
	3x300mm2 - 411m - 1(1)	Terminal(11)	barra 33 kV	0.095	0.0105	0.0108	6.9818	0.0578	0.0191	6.9818
CC2	3x185mm2 - 421m(2)	MV Terminal 1(3)	MV Terminal 1(4)	0.37	0.0628	0.0451	23.0792	0.2893	0.1074	23.0792
	3x400mm2 - 411m - 1(1)	MV Terminal 1(4)	MV Terminal 1(5)	0.37	0.041	0.042	27.1922	0.2252	0.0744	27.1922
	3x300mm2 - 411m - 1(2)	Terminal(14)	MV Terminal 1(5)	0.81	0.0686	0.0855	66.0977	0.4491	0.146	66.0977
	T587-T587A-T587B a ML(1)	Terminal(14)	Terminal(12)	0.22	0.0262	0.0897	0.6214	0.0574	0.2948	0.3355
	3x300mm2 - 411m - 1(3)	Terminal(12)	barra 33 kV	0.411	0.0174	0.0217	67.0769	0.0909	0.0448	67.0769
CC3	3x185mm2 - 421m(3)	MV Terminal 1(6)	MV Terminal 1(7)	0.42	0.0713	0.0512	26.198	0.3284	0.122	26.198
	3x400mm2 - 411m - 1(2)	MV Terminal 1(7)	Terminal(16)	1.295	0.1436	0.1471	95.1726	0.7882	0.2605	95.1726
	T587-T587A-T587B a ML(2)	Terminal(16)	Terminal(15)	0.22	0.0262	0.0897	0.6214	0.0574	0.2948	0.3355
	3x300mm2 - 411m - 1(4)	Terminal(15)	barra 33 kV	0.095	0.0105	0.0108	6.9818	0.0578	0.0191	6.9818
CC4	3x185mm2 - 421m(4)	MV Terminal 1(8)	MV Terminal 1(9)	0.4	0.0679	0.0488	24.9504	0.3127	0.1161	24.9504
	3x300mm2 - 411m - 1(5)	MV Terminal 1(8)	MV Terminal 1(10)	0.38	0.0421	0.0432	27.9271	0.2313	0.0764	27.9271
	3x300mm2 - 411m - 1(6)	MV Terminal 1(10)	barra 33 kV	0.9	0.0381	0.0475	146.8838	0.199	0.0981	146.8838

Gráfico 8. Listado de circuitos colectores y su conformación.

3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS

El PSFV Doña Antonia presentó parámetros de desempeño equivalentes a parques fotovoltaicos de similares características, como los mencionados a continuación¹:

- Parque Fovoltaiico Meseta de los Andes (Potencia máxima bruta = 152,46 MW).
- Parque Fovoltaiico Almeyda (Potencia máxima bruta = 56,8 MW).
- Parque Fovoltaiico Willka (Potencia máxima bruta = 98,9702)

4. DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS

El ensayo se realizó en un lapso en el cual el recurso primario se mantuvo aproximadamente invariable, en las condiciones más cercanas a las nominales posibles, en cumplimiento con el Artículo 39 “Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación” al tratarse de una planta de ERNC sin capacidad de almacenamiento de energía. La potencia máxima se obtuvo a partir de registros de operación y mediciones del recurso natural que incide en esta tecnología durante el día Martes 11/06/2024, incluyendo los antecedentes técnicos y los cálculos usados para obtener el valor. Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Tabla 3. Tabla resumen de valores a presentar.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Doña Antonia	(1)	(2)	(3)	(4)

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la suma del aporte de potencia activa de todos los inversores del PSFV Doña Antonia en el lado de BT.
- (2) **SS.AA.:** Corresponde al consumo de servicios auxiliares de la central (Inversores + SE Doña Antonia 110 kV).
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de potencia de la SE Doña Antonia 110 kV y las pérdidas en el sistema colector de la central (transformadores de bloque de los inversores + circuito colector de MT).
- (4) **Potencia Neta:** Es la potencia neta inyectada en el punto de conexión la planta, que para el caso del PSFV Doña Antonia es la barra de AT de la SE Doña Antonia 110 kV.

¹ <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras>

5. TOMA DE REGISTROS DE POTENCIA MÁXIMA

Para la realización de este ensayo de potencia máxima se emplearon los registros propios de la central. Los registros temporales empleados tienen una resolución de 1 minuto.

6. RESULTADOS OBTENIDOS

6.1. Determinación del consumo de servicios auxiliares

En el documento del fabricante denominado "**Dona Antonia_Consumption Calculations_Rev.02023.05.17**" (adjunto en la sección Anexo), se muestra la determinación de los servicios auxiliares de los inversores por centro de transformación (cada centro está formado por dos inversores). En la siguiente tabla se resume el consumo de SSAA de los inversores:

Tabla 4. Consumo de servicios auxiliares de los inversores.

CT	Consumo SSAA
SUB 01 [W]	19342
SUB 02 [W]	19936
SUB 03 [W]	19842
SUB 04 [W]	19342
SUB 05 [W]	19378
SUB 06 [W]	19600
SUB 07 [W]	19490
SUB 08 [W]	19804
SUB 09 [W]	19342
SUB 10 [W]	19582
Total [kW]	195,6580

De lo anterior el consumo de SSAA cuando todos los inversores están operativos y a potencia máxima se considera en $P_{SSAA\ INV} = 195,6580\text{ kW}$.

Para el caso de los servicios auxiliares de la subestación se cuanta con capturas de pantalla de los medidores de SSAA esenciales y no esenciales cuya medición es mostrada en los siguientes gráficos:



Gráfico 9. Consumo de SSAA esenciales de la SE Doña Antonia.

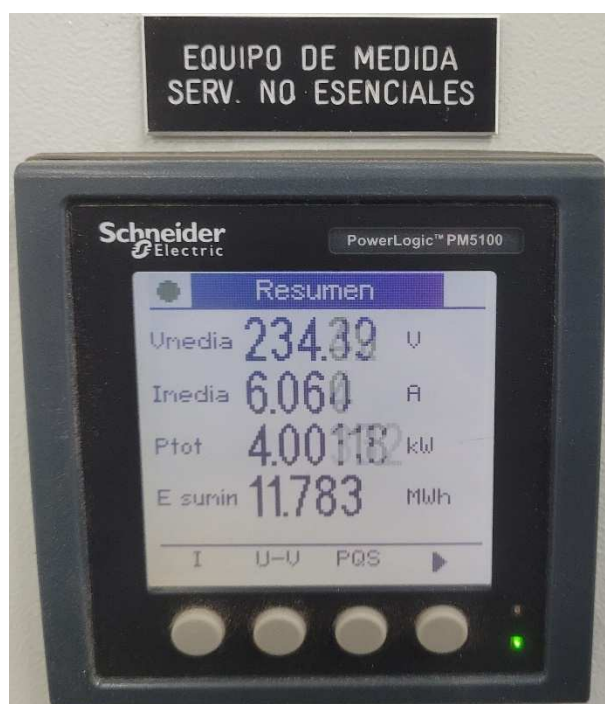


Gráfico 10. Consumo de SSAA no esenciales de la SE Doña Antonia.

Para los ensayos de potencia máxima se han considerado las cargas esenciales y no esenciales por lo que el consumo de servicios auxiliares de la subestación queda determinado como:

$$P_{SSAA\ SE} = 2,6032\ kW + 4,0012\ kW = 6,6044\ kW$$

6.2. Ensayo de potencia máxima

El día 11/06/2024 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia diaria disponible y con la totalidad de los inversores del PSFV Doña Antonia disponibles.

Se presentan a continuación los registros correspondientes durante un periodo de 24 horas.

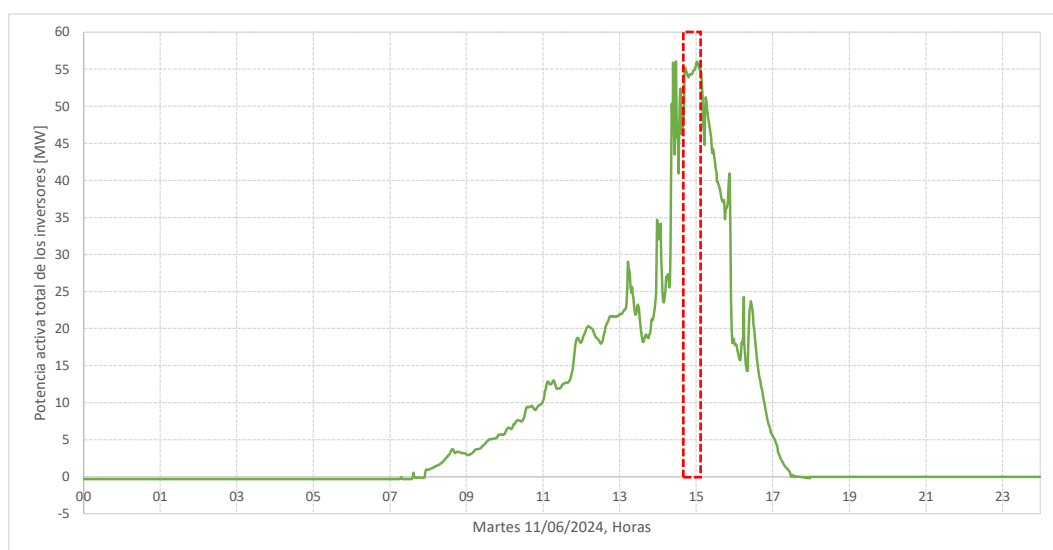


Gráfico 11. Potencia total generada por los inversores.

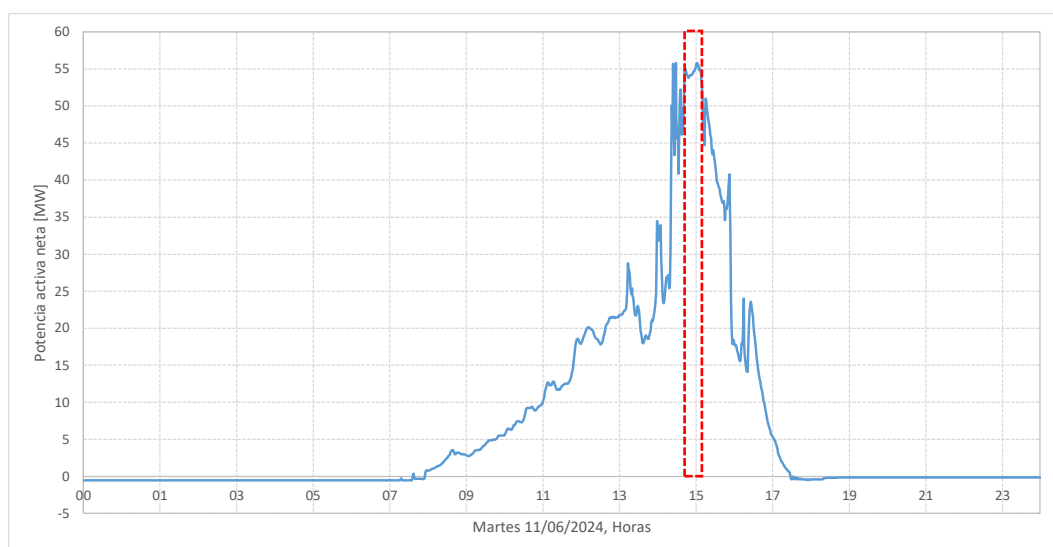


Gráfico 12. Potencia neta en el punto de conexión.

La irradiancia incidente en los paneles, la temperatura ambiente y la temperatura de los paneles para el periodo de medición puede observarse en los siguientes gráficos:

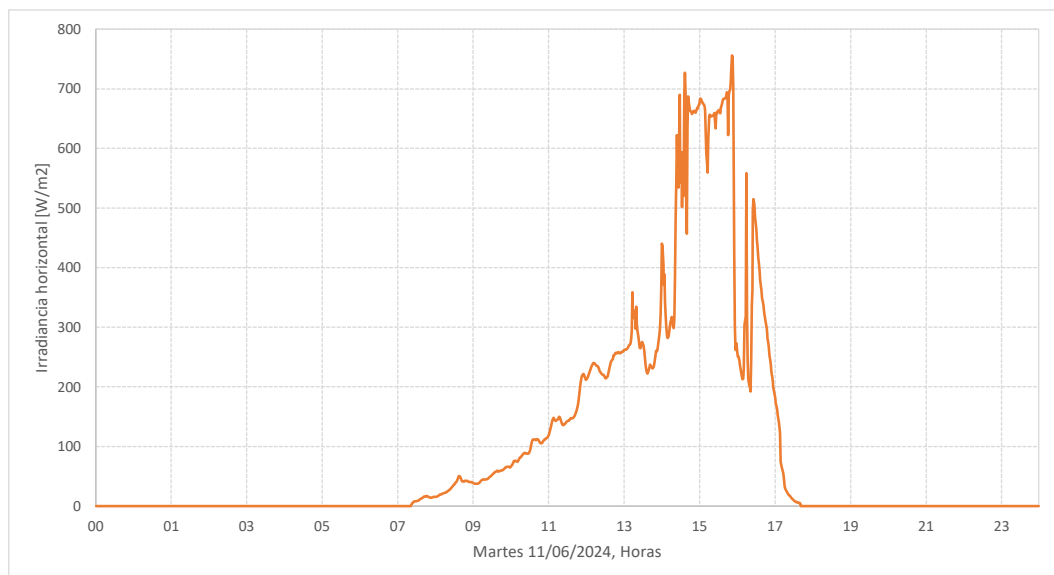


Gráfico 13. Irradiancia horizontal.

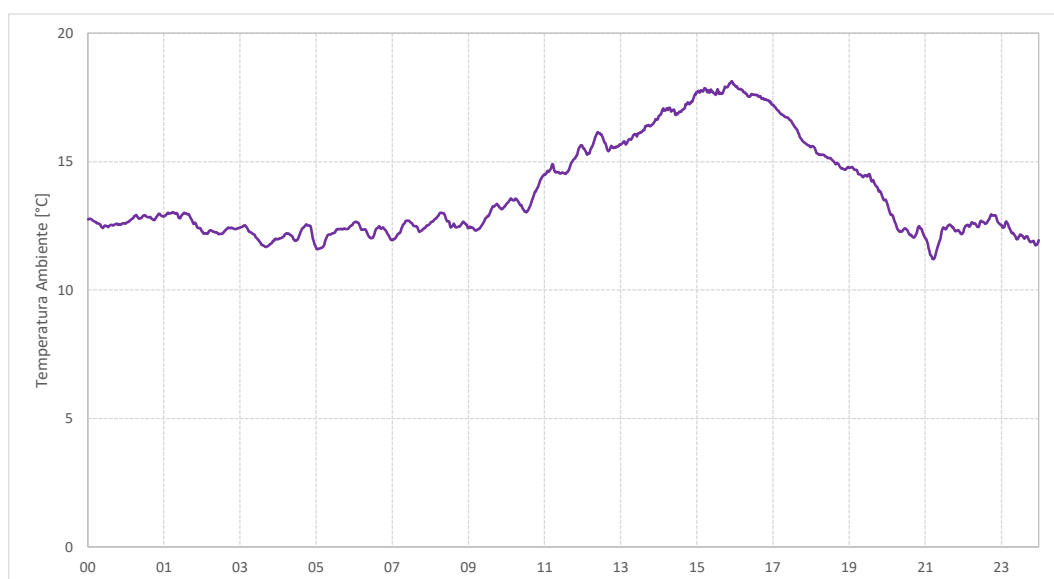


Gráfico 14. Temperatura ambiente.

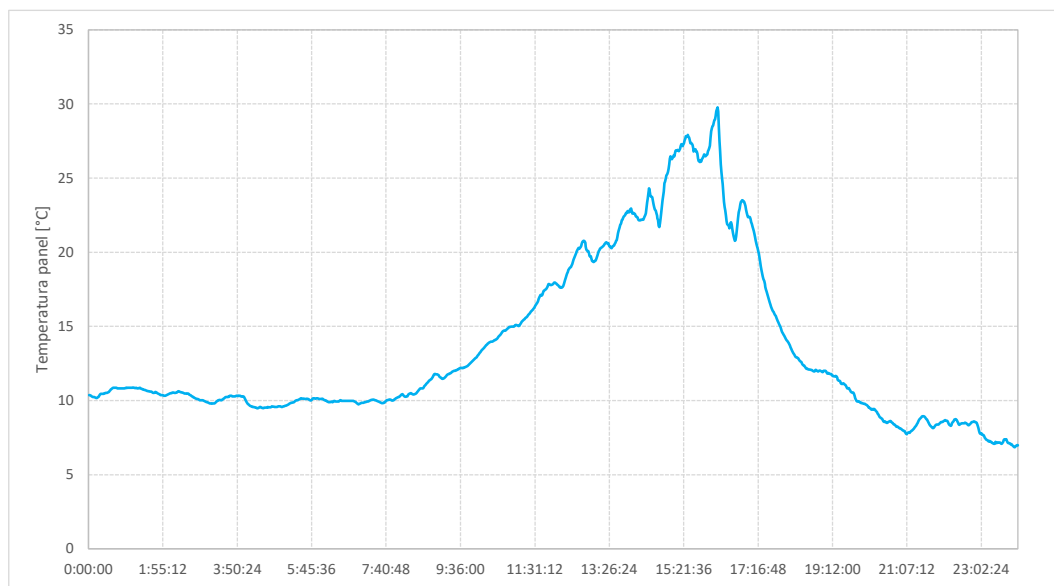


Gráfico 15. Temperatura de los paneles.

De los gráficos anteriores se observa que la inyección de potencia máxima se da desde las 15:07 a las 15:28 hs, por lo que se calculan los valores promedio de las variables de interés para dicho periodo de análisis y son mostrados a continuación:

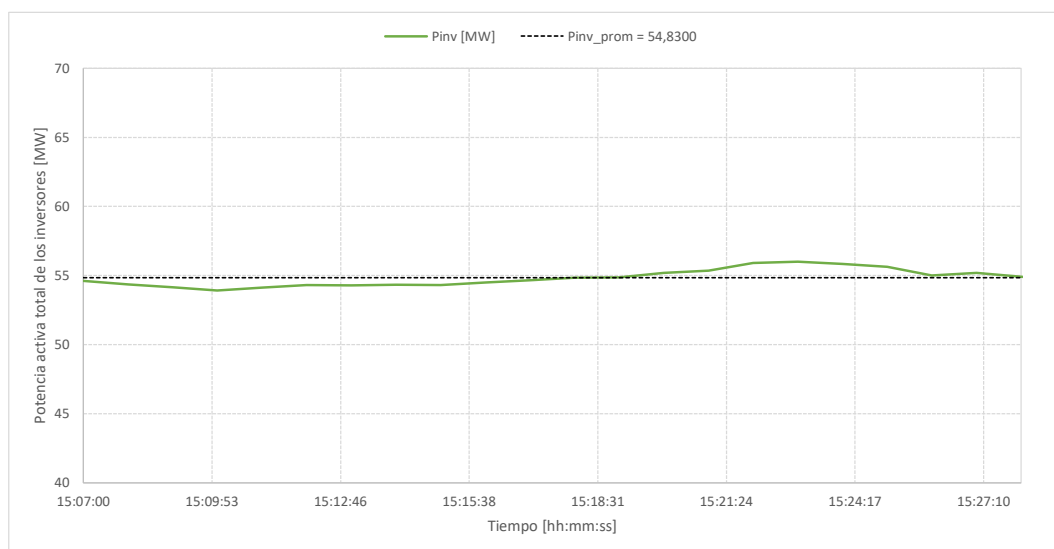


Gráfico 16. Potencia promedio generada por los inversores para el periodo de análisis.

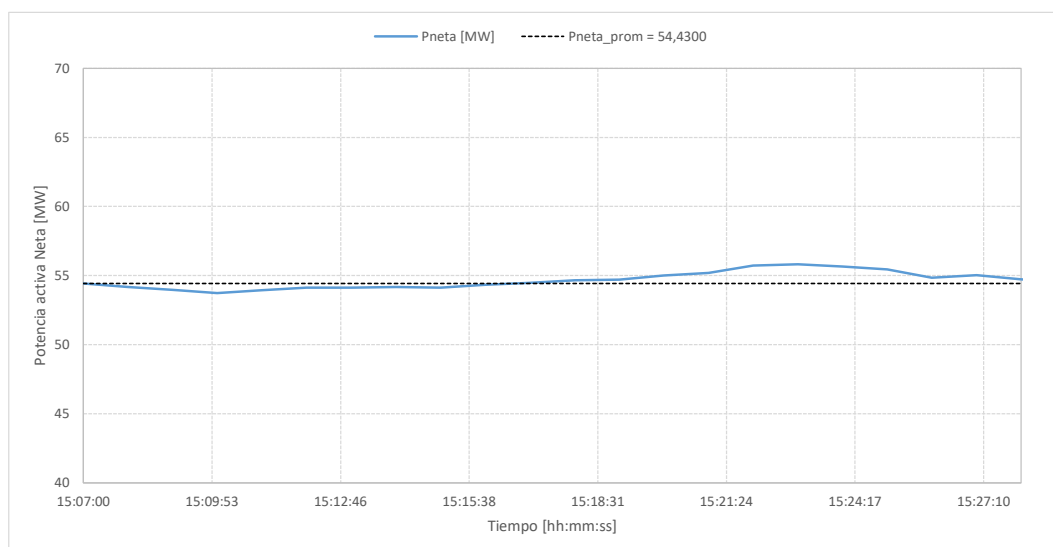


Gráfico 17. Potencia neta promedio medida en el POI para el periodo de análisis.

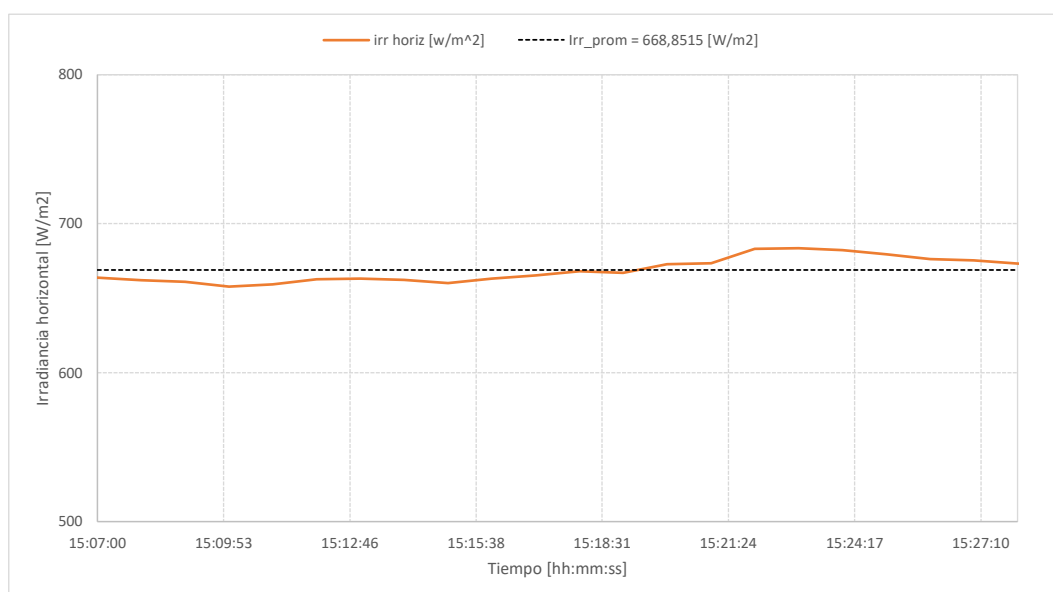


Gráfico 18. Irradiancia promedio medida para el período de análisis.

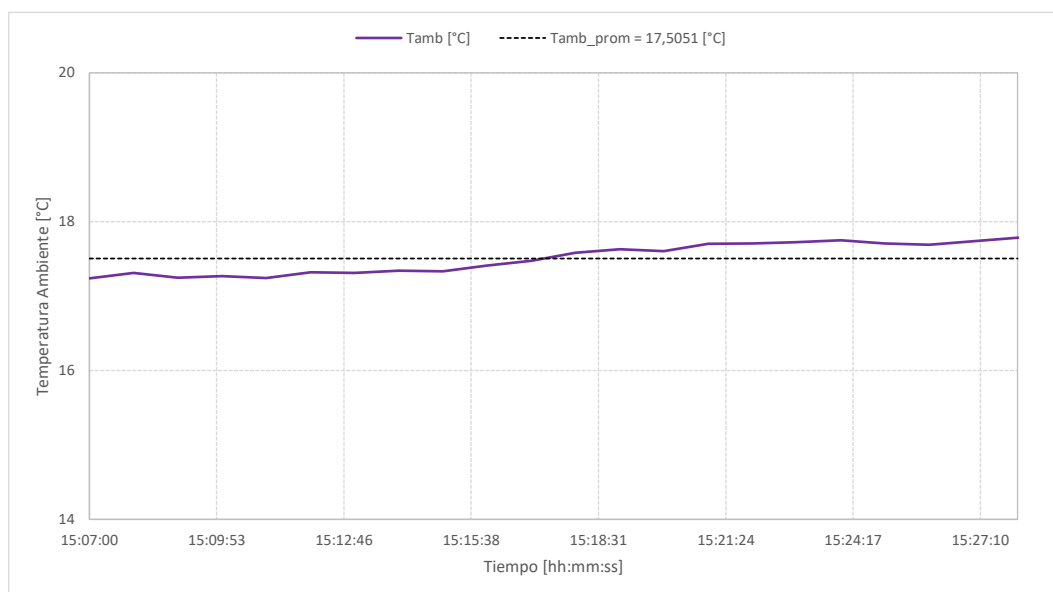


Gráfico 19. Temperatura ambiente promedio medida para el periodo de análisis.

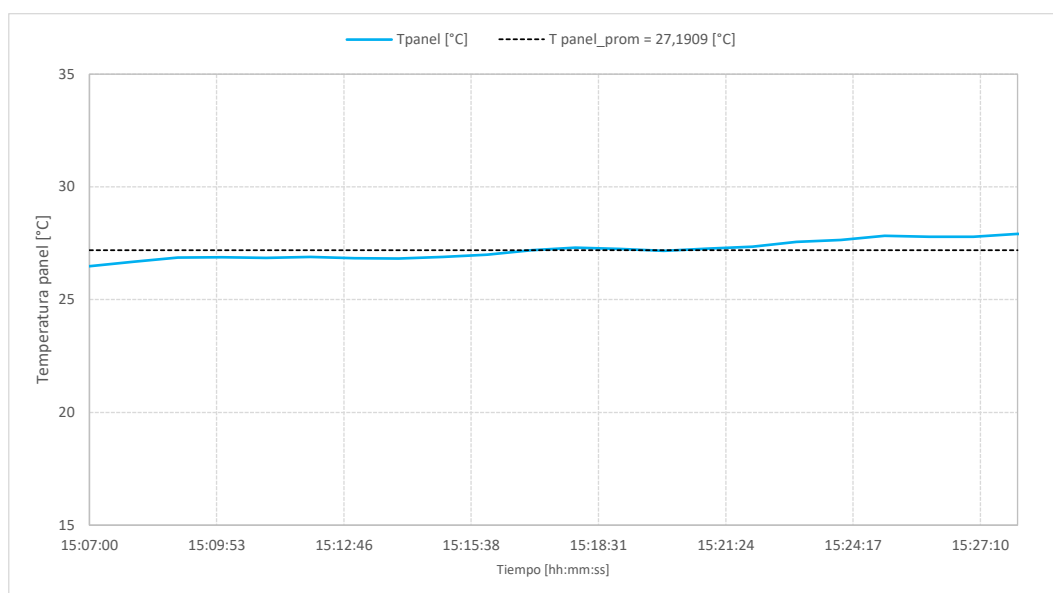


Gráfico 20. Temperatura de panel promedio medida para el periodo de análisis.

6.2.1 Potencia Bruta

La potencia total generada por los inversores surge del valor promedio del Gráfico 16:

$$P_{inv} = 54,8300 \text{ MW}$$

La potencia bruta será la potencia total generada más el consumo de SSAA de los inversores (ver sección 6.1). De lo anterior la potencia bruta estará dada por la siguiente expresión:

$$P_{bruta_med} = P_{inv} + P_{SSAA\ INV}$$

$$P_{bruta_med} = 54,8300 \text{ MW} + 0,195658 \text{ MW} = 55,0257 \text{ MW}$$

Debido al periodo del año donde se realizaron las pruebas (invierno), no se contaba con suficiente irradiancia para obtener el valor de potencia máxima mediante mediciones, ni de registros previos ya que la central estaba en construcción. Entonces para obtener el valor de potencia máxima se deben hacer las correcciones en función de los valores irradiancia promedio y temperatura promedio de verano.

De lo anterior, el valor de potencia bruta debe ser corregido para las condiciones de irradiancia y temperatura ambiente propias del sitio, las cuales han sido determinadas en función de los registros históricos "SG-40218-2109-23-1_TMY_P50" adjuntos con el presente documento. De dichas mediciones se extraen los valores promedio de temperatura e irradiancia para los meses de verano Diciembre, Enero y febrero, los cuales son presentados en la siguiente tabla.

Tabla 5. Irradiancia horizontal y temperatura ambiente promedio para los meses de Diciembre, Enero y Febrero.

Hora [hh:mm:ss]	GHI - Diciembre [W/m2]	Temp- Diciembre [°C]	GHI - Enero [W/m2]	Temp - Enero [°C]	GHI - Febrero [W/m2]	Temp - Febrero [°C]
0:30:00	0	14,455	0	16,371	0	16,179
1:30:00	0	14,126	0	15,984	0	15,818
2:30:00	0	13,690	0	15,448	0	15,336
3:30:00	0	13,013	0	14,845	0	14,807
4:30:00	4,452	13,313	0,710	15,094	0	15,068
5:30:00	107,581	15,026	60,839	16,090	18,893	15,782
6:30:00	283,258	16,342	224,806	17,245	157,500	16,579
7:30:00	475,806	17,671	414,484	19,026	341,464	18,093
8:30:00	683,258	19,384	638,323	21,103	542,464	20,282
9:30:00	874,032	21,703	849,839	23,313	736,464	22,586
10:30:00	989,032	23,423	996,032	24,419	905,857	23,739
11:30:00	1053,903	24,355	1072,387	25,713	1021,250	25,246
12:30:00	1058,742	25,252	1082,065	26,965	1035,071	26,586
13:30:00	991,710	25,561	1010,742	27,377	973,464	27,000
14:30:00	843,806	25,384	868,581	27,413	831,893	27,104

15:30:00	638,355	24,961	674,548	27,129	637,857	26,868
16:30:00	420,613	23,490	451,161	25,665	414,000	25,321
17:30:00	196,194	21,232	223,129	23,471	180,643	22,854
18:30:00	28,581	19,603	39,903	21,642	18,643	20,993
19:30:00	0	17,884	0	19,874	0	19,432
20:30:00	0	17,123	0	18,961	0	18,504
21:30:00	0	16,161	0	17,977	0	17,614
22:30:00	0	15,532	0	17,523	0	17,268
23:30:00	0	15,074	0	17,000	0	16,754

En los siguientes gráficos se muestra la evolución temporal de la irradiancia horizontal y la temperatura ambiente para los meses considerados:

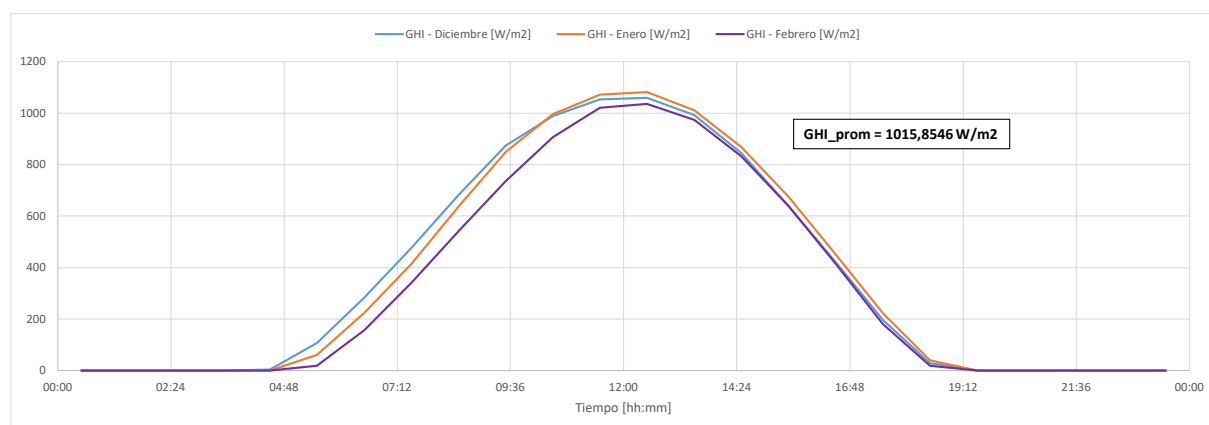


Gráfico 21. Evolución temporal de la irradiancia horizontal de sitio.

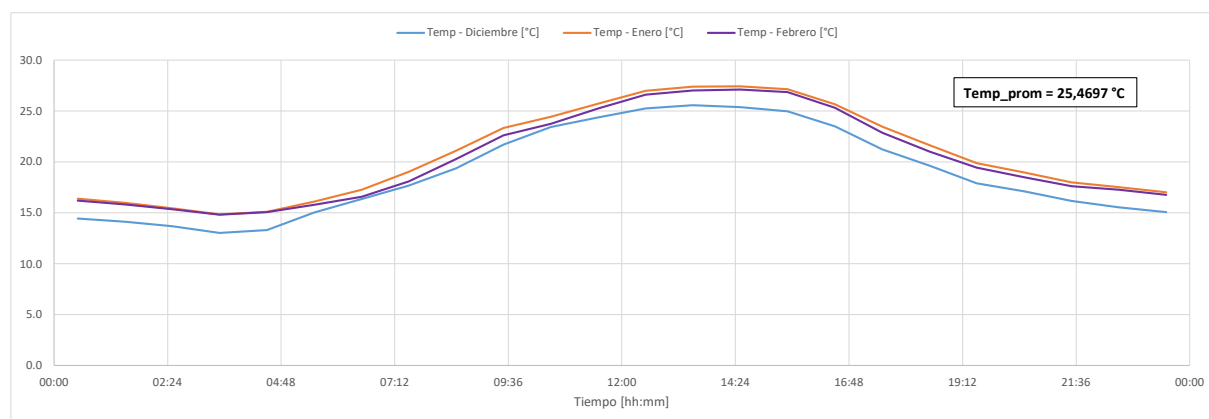


Gráfico 22. Evolución temporal de la temperatura ambiente de sitio.

De los gráficos anteriores, para el cálculo de la irradiancia y temperatura de sitio, se toma el promedio entre las 10:30 y las 13:30 hs resultando:

$$Irr_{sitio} = 1015,8546 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

$$T_{amb_{sitio}} = 25,4697 [^{\circ}C]$$

La corrección por irradiancia surge de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha variable:

$$P_{bruta_{irr}} = P_{bruta_{med}} \times \frac{Irr_{sitio}}{Irr_{med}}$$

La irradiancia medida surge del promedio del Gráfico 18 con lo cual resulta:

$$P_{bruta_{irr}} = 55,0257 \text{ MW} \times \frac{1015,8546 \left[\frac{W}{m^2} \right]}{668,8515 \left[\frac{W}{m^2} \right]} = 83,5733 \text{ MW}$$

Para la corrección por temperatura, se deben determinar la temperatura de operación del panel fotovoltaico (T_p) y la temperatura del panel fotovoltaico en las condiciones del sitio ($T_{p_{sitio}}$) para luego poder aplicar la ecuación que relaciona la potencia con la temperatura:

$$P_{max}(TP) = P_{STC} (1 + C_{temp} \times \Delta T) \quad (1)$$

$$\Delta t = T_p - T_{STC}$$

La temperatura del panel depende de los valores de irradiancia (Irr_{med}) y temperatura (T_{amb}) medidos durante el ensayo y las condiciones determinadas por el NOCT del panel (800 W/m² y 20 °C, indicados en el Gráfico 5). La expresión de calculo que relaciona las variables mencionadas se muestra a continuación:

$$T_p = T_{amb} + (NOCT - T_{NOCT}) \times \frac{Irr_{med}}{Irr_{NOCT}} \quad (2)$$

En el caso particular del PSFV Doña Antonia, se dispone de la medición de la temperatura de panel, por lo cual no es necesario determinar el valor mediante (2). No se dispone del valor de la temperatura del panel para las condiciones de sitio por lo que se hace necesario estimarla.

Para estimar la temperatura de panel para las condiciones de sitio, se hacen uso de las medidas reales de temperatura de panel, temperatura ambiente e irradiancia. Despejando los valores de la ecuación (2):

$$K = \frac{TP_{med} - T_{amb_{med}}}{Irr_{med}} = \frac{NOCT - T_{NOCT}}{Irr_{NOCT}}$$

Para los valores promedio obtenidos en Gráfico 18 , Gráfico 19 y Gráfico 20 se obtiene:

$$K = \frac{TP_{med} - T_{amb_{med}}}{Irr_{med}} = \frac{27,1909 \text{ }^{\circ}\text{C} - 17,5051 \text{ }^{\circ}\text{C}}{668,8515 \frac{W}{m^2}} = 0,0144813 \frac{[^{\circ}\text{C}]}{\left[\frac{W}{m^2}\right]}$$

Finalmente se calcula la temperatura de panel de sitio como sigue:

$$TP_{sitio} = T_{amb_{sitio}} + K \times Irr_{sitio}$$

$$TP_{sitio} = 25,4697 \text{ }^{\circ}\text{C} + 0,0144813 \frac{[^{\circ}\text{C}]}{\left[\frac{W}{m^2}\right]} \times 1015,8546 \left[\frac{W}{m^2}\right] = 40,1806 \text{ }[^{\circ}\text{C}]$$

Una vez determinadas la temperatura de panel de sitio y de ensayo, se puede calcular la potencia corregida según (1). Dado que ésta está referida a condiciones STC debe aplicarse el cálculo en dos etapas para corregir entre dos temperaturas de panel distintas a la STC (25°C del Gráfico 5)

$$P_{bruta_{corr}} = P_{bruta_{irr}} \frac{(1 + C_{temp} \times \Delta t_{sitio})}{(1 + C_{temp} \times \Delta t_{med})}$$

$$\Delta t_{sitio} = TP_{sitio} - T_{STC} = 40,1806 \text{ }^{\circ}\text{C} - 25 \text{ }^{\circ}\text{C} = 15,1806 \text{ }[^{\circ}\text{C}]$$

$$\Delta t_{med} = TP_{med} - T_{STC} = 27,1909 \text{ }^{\circ}\text{C} - 25 \text{ }^{\circ}\text{C} = 2,1909 \text{ }[^{\circ}\text{C}]$$

Del Gráfico 5 el coeficiente de temperatura es de -0,3 %/°C con lo cual la potencia bruta corregida por temperatura se calcula como:

$$P_{bruta_{corr}} = 83,5733 \text{ MW} \frac{(1 - 0.003 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \times 15,1806 \text{ }^{\circ}\text{C})}{(1 - 0.003 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \times 2,1909 \text{ }^{\circ}\text{C})} = 80,2949 \text{ MW}$$

Dado que el valor obtenido mediante la corrección no excede la potencia instalada de la central (4.2 MW x 20 = 84 MW) es que se toma como válido y no queda limitado.

6.2.2 Potencia de los servicios auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares para esta condición operativa corresponde a la suma de los consumos propios los inversores en operación sumada a los servicios auxiliares del parque, de la sección 6.1 se tiene:

$$P_{SSAA} = P_{SSAA SE} + P_{SSAA INV}$$

$$P_{SSAA} = 0,0066044 \text{ MW} + 0,195658 \text{ MW} = 0,2023 \text{ MW}$$

6.2.3 Potencia de pérdidas de la central

La potencia de pérdidas de la central se obtiene como la suma de las pérdidas del transformador de potencia de la central y las pérdidas en el sistema colector de media tensión (cables MT + transformadores de bloque de inversores).

En base a las mediciones realizadas la potencia de pérdidas de la central se determina mediante la potencia medida de los inversores (P_{inv}), la potencia neta medida (mostrada en el Gráfico 17) y el consumo de servicios auxiliares de la subestación:

$$P_{perd central med} = P_{inv} - P_{neta med} - P_{SSAA SE}$$

$$P_{perd central med} = 54,8300 \text{ MW} - 54,4300 \text{ MW} - 0,0066044 \text{ MW}$$

$$P_{perd central med} = 0,3934 \text{ MW}$$

Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío, en el transformador de potencia de la subestación y en los transformadores de bloque de los inversores, y las pérdidas resistivas asociadas al nivel de carga en la condición de ensayo. A continuación, se desglosan las pérdidas de la central en pérdidas de vacío y de carga:

$$P_{perd central med carga} = P_{perd central med} - P_{Perd Vacio Tr SE} - N^{\circ} Tr_{Bloque} \times P_{Perd Vacio Tr Bloque}$$

$$P_{perd central med carga} = 0,3934 \text{ MW} - 0,038934 \text{ MW} - 10 \times 0,00523 \text{ MW} = 0,3022 \text{ MW}$$

$$P_{perd central vacio} = P_{Perd Vacio Tr SE} + N^{\circ} Tr_{Bloque} \times P_{Perd Vacio Tr Bloque}$$

$$P_{perd central vacio} = 0,038934 \text{ MW} + 10 \times 0,00523 \text{ MW} = 0,0912 \text{ MW}$$

El valor de las pérdidas en carga de la central ($P_{perd central med carga}$) debe ser corregido para la condición de potencia bruta corregida ($P_{bruta corr}$), no así las pérdidas en vacío debido a que no dependen del nivel de carga de la central.

$$P_{perd\ central_{corr_carga}} = P_{perd\ central_{med_carga}} \times \left(\frac{P_{bruta_{corr}}}{P_{bruta_{med}}} \right)^2$$

$$P_{perd\ central_{corr_carga}} = 0,3022\ MW \times \left(\frac{80,2949\ MW}{55,0257\ MW} \right)^2 = 0,6435\ MW$$

El valor de pérdidas corregido ($P_{perd\ central_{corr}}$) queda determinado por la siguiente expresión:

$$P_{perd\ central_{corr}} = P_{perd\ central_{corr_carga}} + P_{perd\ central_{vacío}}$$

$$P_{perd\ central_{corr}} = 0,6435\ MW + 0,0912\ MW = 0,7347\ MW$$

Este valor debe ser desagregado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal (Ptrrafo).
- Pérdidas en la red colectora de MT (Pcolector).

En la Tabla 2 se muestran las principales características del transformador de potencia de la subestación. El valor de pérdida en carga del transformador de potencia está definido para su potencia nominal por lo que hay que corregir dicho valor para las condiciones de potencia del sitio. De lo anterior, el valor de pérdida en carga del transformador referido a las condiciones de potencia bruta máxima se calcula como se muestra a continuación:

$$P_{Perd\ Carga_{Tr\ SE}} = P_{Perd\ Carga\ nom\ Tr\ SE} \left(\frac{P_{bruta_{corr}}}{S_{nom\ Tr\ SE}} \right)^2$$

$$P_{Perd\ Carga_{Tr\ SE}} = 0,330599\ MW \left(\frac{80,2949\ MW}{90\ MVA} \right)^2 = 0,2631\ MW$$

La expresión de pérdidas del transformador de potencia es la siguiente:

$$Ptrrafo = Pp_{carga} + Pp_{vacío}$$

$$Ptrrafo = 0,2631\ MW + 0,038934\ MW = 0,3021\ MW$$

Por lo tanto, las pérdidas en la red colectora quedan determinadas por la siguiente expresión:

$$P_{colector_{corr}} = P_{perd\ central_{corr}} - Ptrrafo$$

$$P_{colector} = 0,7347\ MW - 0,3021\ MW$$

$$P_{colector} = 0,4326\ MW$$

6.2.4 Potencia Neta

La potencia neta corresponde a la potencia inyectada en la barra de 110 kV de la SE Daña Antonia.

Para obtener el valor de la Potencia neta corregido ($P_{neta_{corr}}$) se utiliza el valor de Potencia bruta corregido ($P_{bruta_{corr}}$), la potencia de los servicios auxiliares (P_{SSAA}) y la potencia de pérdidas de la central corregida ($P_{perd\ central_{corr}}$):

$$P_{neta_{corr}} = P_{bruta_{corr}} - P_{SSAA} - P_{perd\ central_{corr}}$$

$$P_{neta_{corr}} = 80,2949\ MW - 0,2023\ MW - 0,7347\ MW = 79,3579\ MW$$

6.2.5 Resumen de resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, a continuación, se muestra el resumen de resultados:

Gráfico 23. Resumen de resultados – Potencia Máxima del PSFV Doña Antonia.

Parque	Potencia Bruta (P2) [MW]	SS.AA. [MW]	Pcolector [MW]	Ptrafo [MW]	Potencia Neta (P1) [MW]
PSFV Doña Antonia	80,2949	0,2023	0,4326	0,3021	79,3579

7. CONCLUSIONES

Se determinó en base a los registros operacionales y cálculos que el PSFV Doña Antonia puede generar una potencia bruta máxima de **80,2949 MW**, entregando en el punto de conexión una potencia neta de **79,3579 MW**.

Tabla 6. Parámetros de Potencia Máxima PSFV Doña Antonia.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Doña Antonia	80,2949	0,2023	0,7347	79,3579

Cabe aclarar que durante el desarrollo de las pruebas el PFV Doña Antonia enfrentó una serie de limitaciones a su inyección de potencia, **principalmente producto de la capacidad de transmisión disponible en la línea 2x110 kV La Ruca-El Peñon, según temperatura ambiente, e inyección de potencia desde la red de distribución al sistema transmisión por operación de PMGDs.**

Esta situación, en conjunto con la ausencia de registros operacionales previos, dado que la central se encuentra en proceso de puesta en servicio post etapa de construcción, requirió determinar el valor de potencia máxima a base de supuestos específicos, tal cual fuera sugerido en Carta DE 03493/24, de la Gerencia de Operación del Coordinador Eléctrico Nacional.

En particular, se consideró correcciones basadas en función de los valores de irradiancia promedio y temperatura promedio de verano, extraídos de registros históricos en función del documento "SG-40218-2109-23-1_TMY_P50" adjunto con el presente informe.

ANEXOS

1. DETERMINACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LOS INVERSORES

Subs 01	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
Total consumption	19342
Total consumption of all subs	19342

Subs 02	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
Weather Station	50
CCTV Branch	272
CCTV Branch	272
Total consumption	19936
Total consumption of all subs	19936

Sub 03	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
Motor Gate	500
Total consumption	19842
Total consumption of all subs	19842

Subs 04,09	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	50
SCADA Panel	200
Weather Station	50
Total consumption	19342
Total consumption of all subs	38684

Sub 05	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
CCTV Branch	36
Total consumption	19378
Total consumption of all subs	19378

Subs 06	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
Weather Station	50
CCTV Branch	208
Total consumption	19600
Total consumption of all subs	19600

Sub 07	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
CCTV Branch	148
Total consumption	19490
Total consumption of all subs	19490

Subs 08	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
CCTV Branch	232
CCTV Branch	230
Total consumption	19804
Total consumption of all subs	19804

Sub 10	
Power Electronics MVT57260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042
2x NCUs	100
SCADA Panel	200
CCTV Branch	168
CCTV Branch	72
Total consumption	19582
Total consumption of all subs	19582

Total consumption losses for all substations (W)	195.658
--	---------

PE skid loads		
Loads	Single skid	Twin skid
Inverter	9000	18000
MV Switchgear	138	276
DGPT2	55	110
Power supply	48	96
Lightning	16	32
Active heating	149	298
Fan	115	230
Total	9521	19042

Santiago, 08 de julio de 2024
DE 03493-24

Señor
Luis Fredes B
Encargado Titular
Doña Antonia Solar SpA
Presente

Ref.: Realización de Pruebas de Potencia Máxima y Validación del Modelo Dinámico del PFV Doña Antonia.

[1] Carta Sin N° de fecha 13 de junio de 2024, Ref. "NUP 2684 PFV Doña Antonia, Ejecución de Pruebas Normativas para la Entrada en Operación del Proyecto"

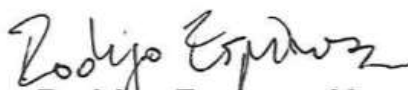
Responde a Ingreso: DE03652-24.

De nuestra consideración:

En relación con la materia de la referencia y la consulta planteada por su representada mediante carta de la Ref. [1], informo a Ud. que para efectos de realizar el Informe de Potencia Máxima, el Modelo Dinámico u otros Informes que sea necesario entregar como parte del requisito para obtener la entrada en operación, su representada puede utilizar los registros de operación disponibles a la fecha, realizando los supuestos necesarios con el fin de complementar los antecedentes requeridos. Tanto los Informes de Parámetros de la Unidad como el Modelo Dinámico, deberán ser actualizados una vez que las condiciones operativas del sistema lo permitan.

Respecto a las pruebas de rendimiento de la planta, donde necesita inyectar la potencia nominal por al menos 15 días, informo a usted que no es posible garantizar la materialización de su ejecución, por cuanto las condiciones del sistema determinadas por la capacidad de la línea 2x110 kV La Ruca-El Peñón restringen la generación de la central PFV Doña Antonia.

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,



Rodrigo Espinoza V.
Gerente de Operación
Coordinador Eléctrico Nacional

GZV/agc

c.c.: Sr. Erick Zbinden, Gerente Planificación y Desarrollo de la Red.
Srta. Carla Hernandez, Subgerenta Interconexión de Proyectos.
Srta. Gretchen Zbinden, Subgerenta Análisis y Soporte Operacional.
Srta. Javiera Ketterer, Jefa Departamento Control de la Operación.