



**INFORME DE DETERMINACIÓN DE
MÍNIMO TÉCNICO
PSFV TAIRA**

Informe Técnico

Preparado para:

**PS Tocopilla
SpA**

Diciembre – 2024

A 1087 | R 1119-24

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 DE LAS INSTALACIONES.....	7
2.1. Descripción general de la planta.....	7
2.2. Datos de los paneles solares.....	13
2.3. Datos de los inversores.....	14
2.4. Datos de los transformadores de bloque.....	15
2.5. Datos del transformador de potencia.....	16
2.6. Datos de los cables del sistema colector.....	17
2.7. Reactor Zig zag.....	17
2.8. Línea de transmisión.....	17
3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS.....	18
4. ENSAYOS REALIZADOS.....	18
4.1. Descripción de las pruebas.....	18
4.2. Toma de registros de potencia mínima.....	19
4.3. Resultados obtenidos.....	19
4.3.1 Determinación del consumo de servicios auxiliares.....	19
4.3.2 Mínimo técnico a nivel planta.....	20
4.3.3 Mínimo técnico a nivel inversor.....	23
5. CONCLUSIONES.....	26
ANEXOS.....	27
1. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES.....	27
2. DIAGRAMAS DEL CONTROL DE PLANTA.....	28
3. SERVICIOS AUXILIARES DE LOS INVERSORES.....	29

ÍNDICE DE TABLAS Y GRÁFICOS

Tabla 1. Datos técnicos de los transformadores de bloque de tres arrollamientos.....	15
Tabla 2. Datos técnicos de los transformadores de bloque de dos arrollamientos.	16
Tabla 3. Datos técnicos del transformador de potencia.	16
Tabla 4. Datos técnicos de los cables del sistema colector.	17
Tabla 5. Datos técnicos del reactor Zig - Zag.	17
Tabla 6. Datos técnicos de la línea de transmisión.	17
Tabla 7. Tabla resumen de valores a presentar.	18
Tabla 8. Consumo de los SSAA de los inversores.	19
Tabla 9. Mínimo técnico a nivel planta – período evaluado.	20
Tabla 10. Mínimo técnico a nivel inversor – duración del ensayo.....	23
Tabla 11. Parámetros de mínimo técnico a nivel planta PSFV Taira.	26
Tabla 12. Parámetros de mínimo técnico a nivel inversor PSFV Taira.....	26
Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico.	6
Gráfico 2. Ubicación geográfica del PSFV Taira.	8
Gráfico 3. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 1.....	9
Gráfico 4. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 2.....	10
Gráfico 5. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 3.....	11
Gráfico 6. Diagrama unilineal del sistema colector del PSFV Taira	12
Gráfico 7. Características técnicas de los paneles solares.....	13
Gráfico 8. Características generales de los inversores.....	14
Gráfico 9. Curva de capacidad de los inversores.	15
Gráfico 10. Consumo de SSAA esenciales de la SE Taira.	20
Gráfico 11. Reducción de la potencia de la planta a mínimo técnico.	20
Gráfico 12. Mínimo técnico a nivel planta - potencia neta en el POI.....	21
Gráfico 13. Mínimo técnico a nivel planta – potencia generada por los inversores.	21
Gráfico 14. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia. .	22
Gráfico 15. Reducción de la potencia de la planta a mínimo técnico.	23
Gráfico 16. Mínimo técnico con un inversor - potencia neta en el POI.	24
Gráfico 17. Mínimo técnico con un inversor – potencia generada por el inversor.	24
Gráfico 18. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia. .	25
Gráfico 19. Skids de inversores centrales PSFV Taira.....	27

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	06/12/2024	MF	FM	FM	Versión inicial

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Parque Solar Fotovoltaico Taira, durante el día 26 y 27 de noviembre de 2024, con relación al proceso de determinación de la potencia mínima técnica de la planta.

1.1. Definiciones y nomenclatura

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

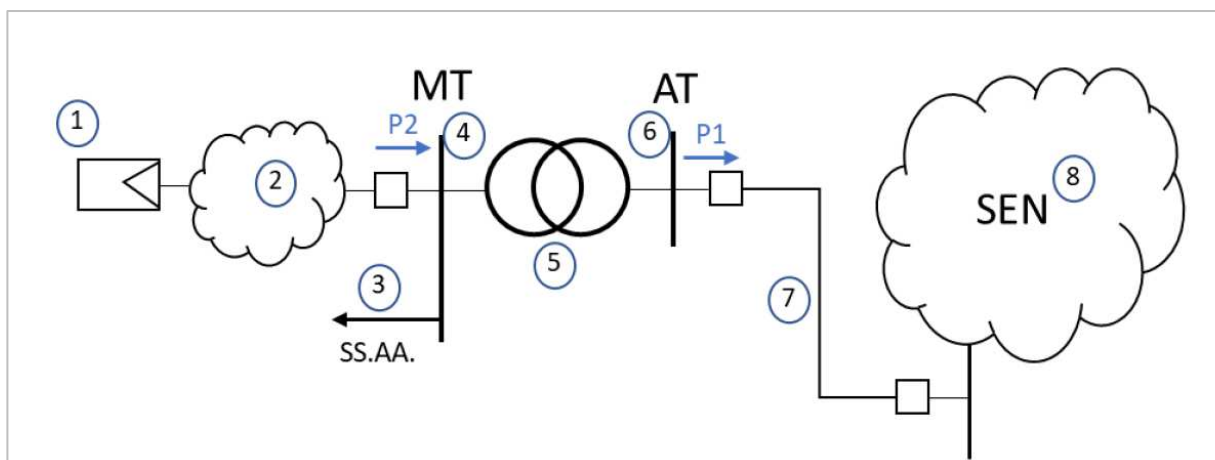


Gráfico 1. Sistema equivalente de un parque fotovoltaico.

- 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).
- Ptrafo: 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 "Determinación de Mínimos Técnicos 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 tal sentido, el valor de Mínimo Técnico 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.

Los valores de mínimo técnico se realizaron considerando distintas condiciones operativas del PSFV Taira, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo técnico con el parque totalmente operativo:** Valor de potencia activa mínima bruta con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estable.
- **Mínimo técnico considerando para una potencia neta de 0 MW en el punto de conexión:** Valor de potencia activa bruta entregada por un único inversor o un grupo de inversores (con el resto en pausa) que permite entregar una potencia activa neta en el punto de conexión de 0 MW.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.1. Descripción general de la planta

El PSFV Taira está situado en Tocopilla, región de Atacama, Chile. Esta central basada en tecnología solar fotovoltaica cuenta con una potencia comprometida de 200,3 MW en el punto de conexión, y una potencia instalada de 218,4 MVA para temperaturas de hasta 40°C.

La planta cuenta con los siguientes elementos instalados: 402.360 unidades de módulos fotovoltaicos marca Jinko con potencias de 560 Wp, 565 Wp y 570 Wp con una capacidad acumulada de 227,75 MWdc (en STC); 52 inversores marca Power Electronics de 4.200 kVA; 24 centros de transformación de 8.400 kVA, en los cuales se conectan dos inversores y 4 centros de transformación de 4.200 kVA en los cuales se conecta un

inversor. Estos centros de transformación elevan la tensión e inyectan la potencia hacia el sistema colector, el cual está conformado por 12 cables acometen a una barra de 34,5 kV. Posteriormente, se eleva la tensión mediante dos transformadores de relación 34,5/220 kV y potencia 90/105/220 MVA (ONAN/ONAF1/ONAF2).

El punto de interconexión (POI) donde se comercializa la energía producida por el parque solar está situado eléctricamente en la barra de 220 kV de la SE Taira. Esta última, se conecta con la SE María Elena mediante una línea de 220 kV con una longitud de 9,27 km. Adicionalmente, el punto de control por medio del Power Plant Controller (PPC) corresponde con el punto de interconexión del parque.

En el Gráfico 3 se muestra una imagen de la ubicación geográfica del parque, en el Gráfico 4 y Gráfico 5 se observa el diagrama unilíneal de la SE Taira. Luego, en el Gráfico 6 se muestra el sistema colector del parque.

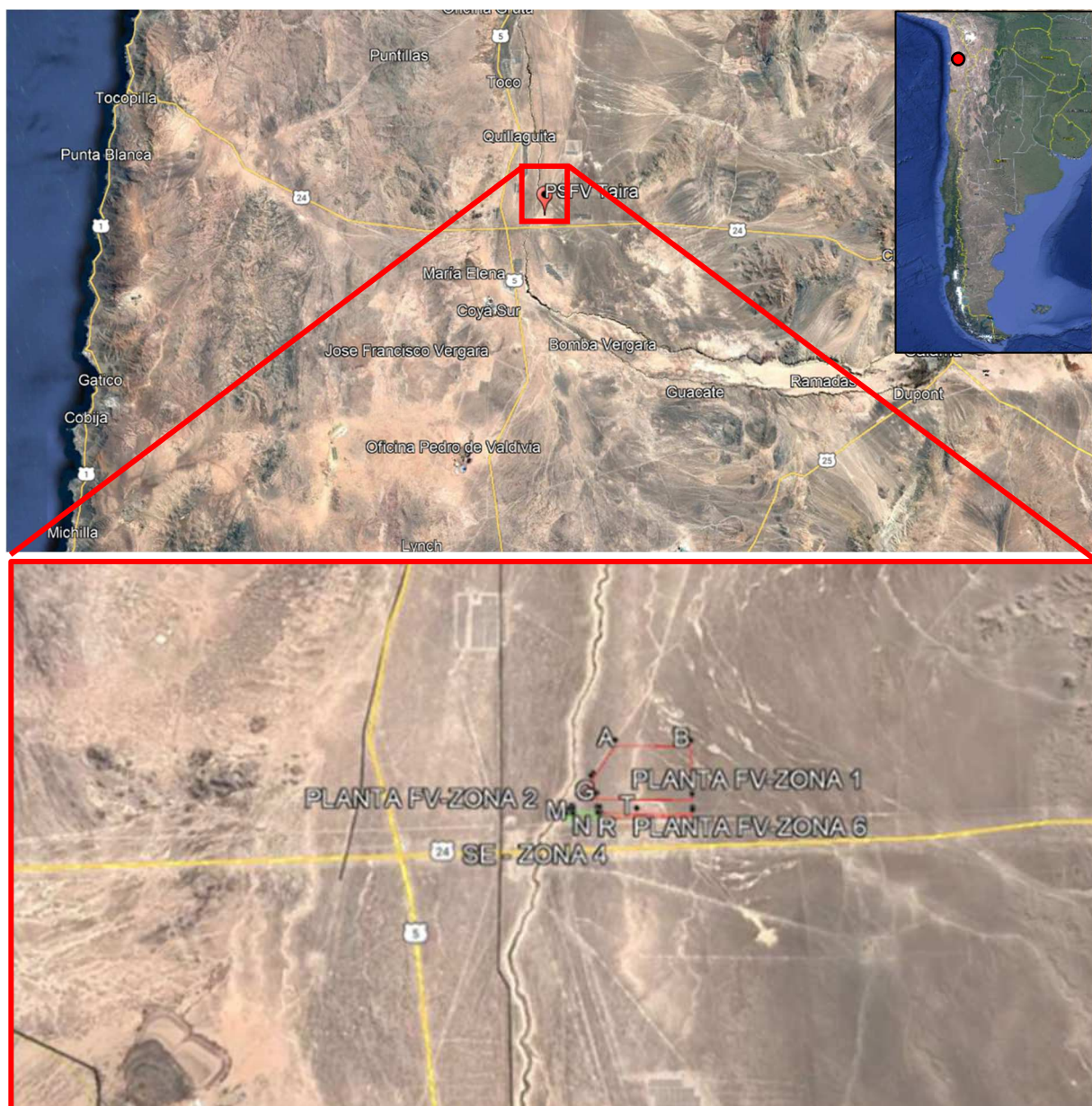


Gráfico 2. Ubicación geográfica del PSFV Taira.

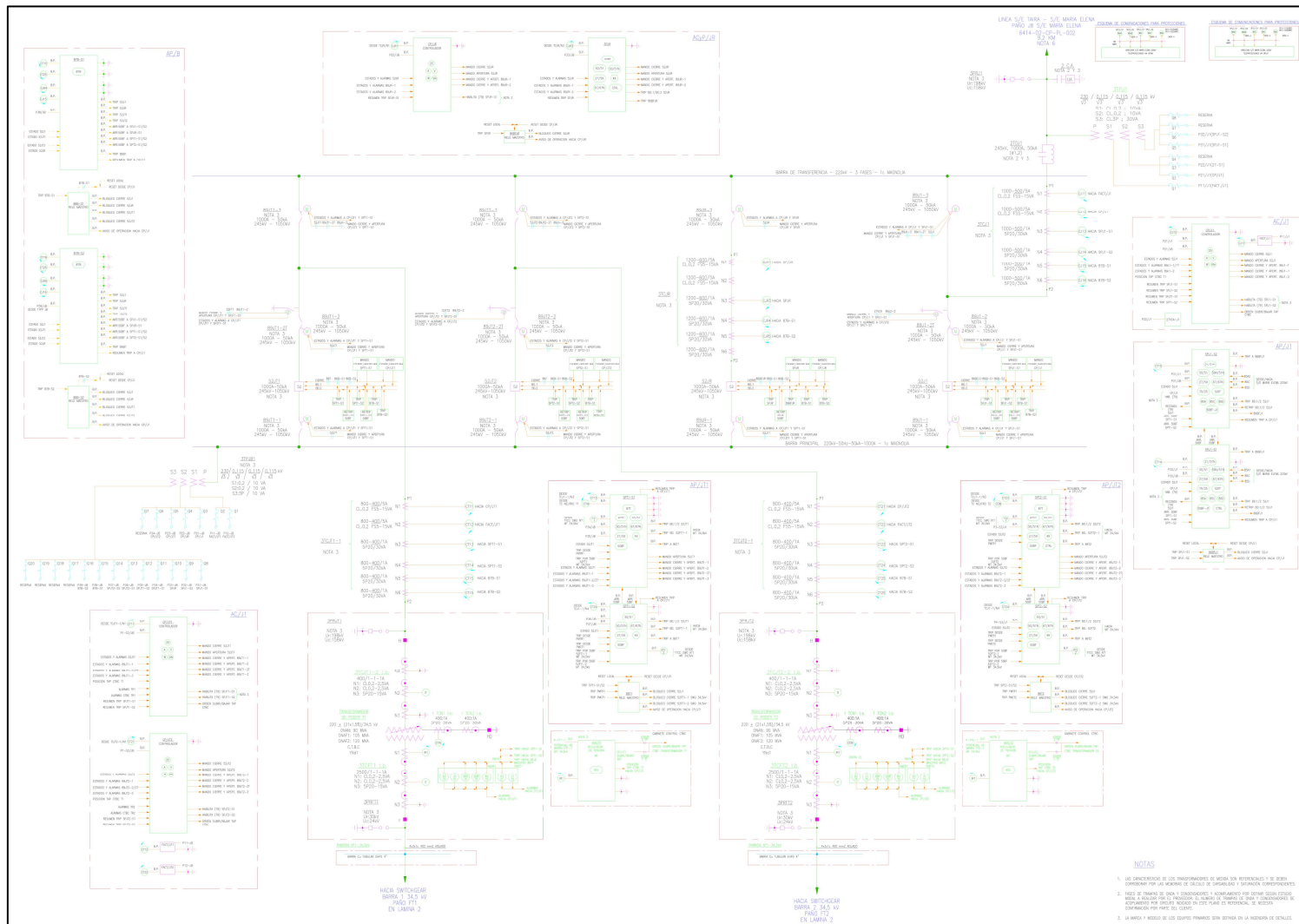


Gráfico 3. Diagrama Unilínea, SE Taira. Detalle 1

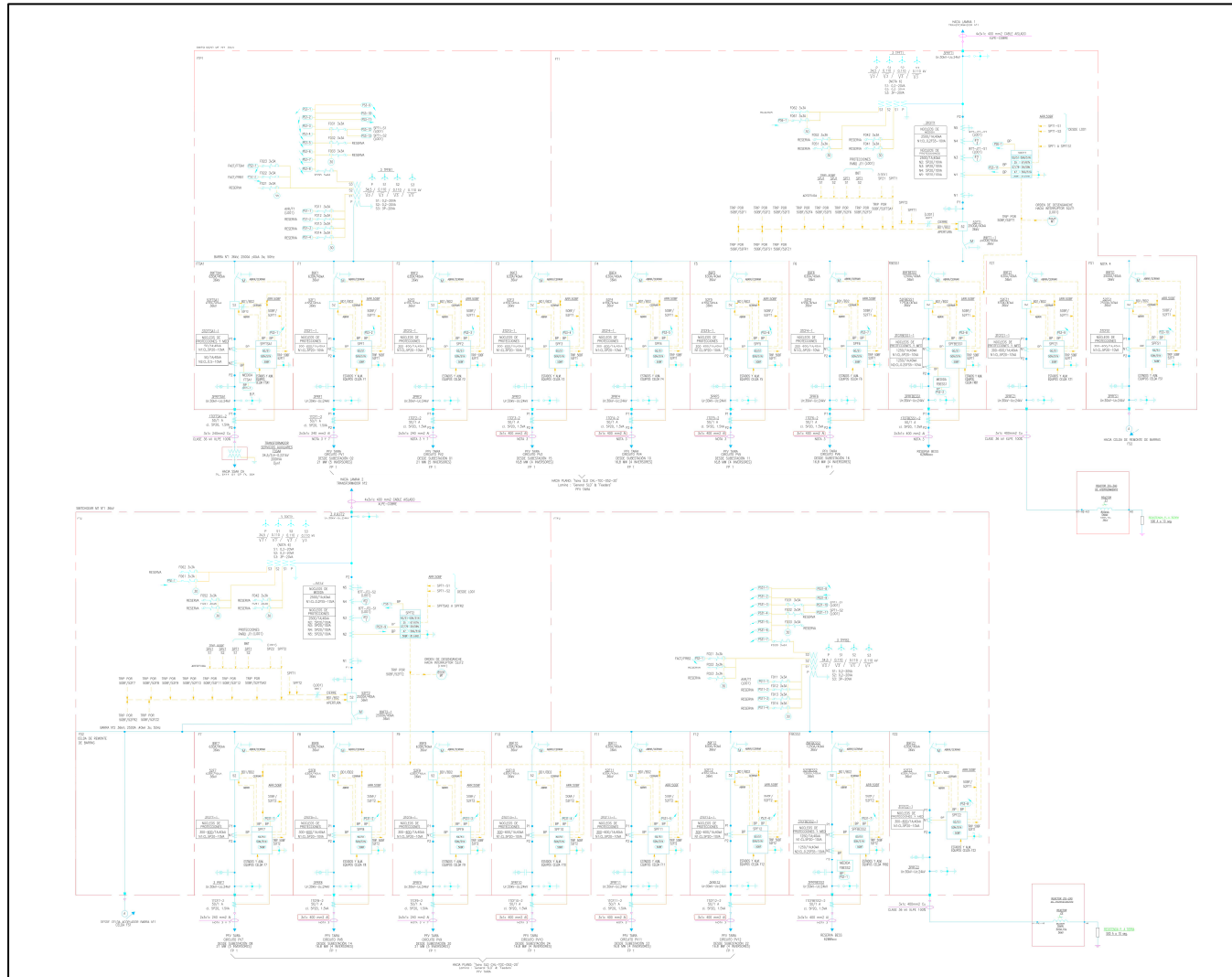


Gráfico 4. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 2.

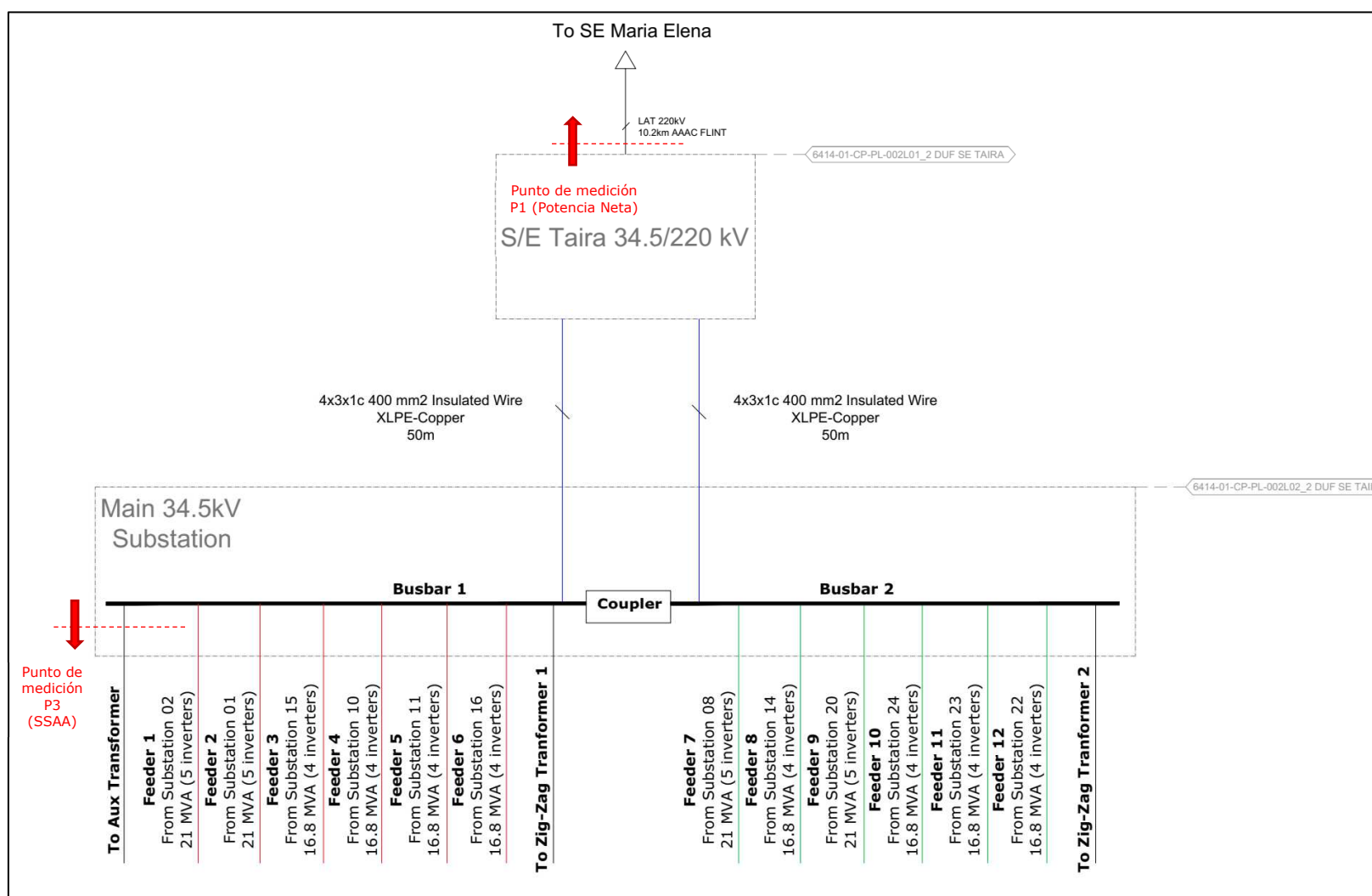


Gráfico 5. Diagrama Unilineal, SE Taira. Detalle 3.

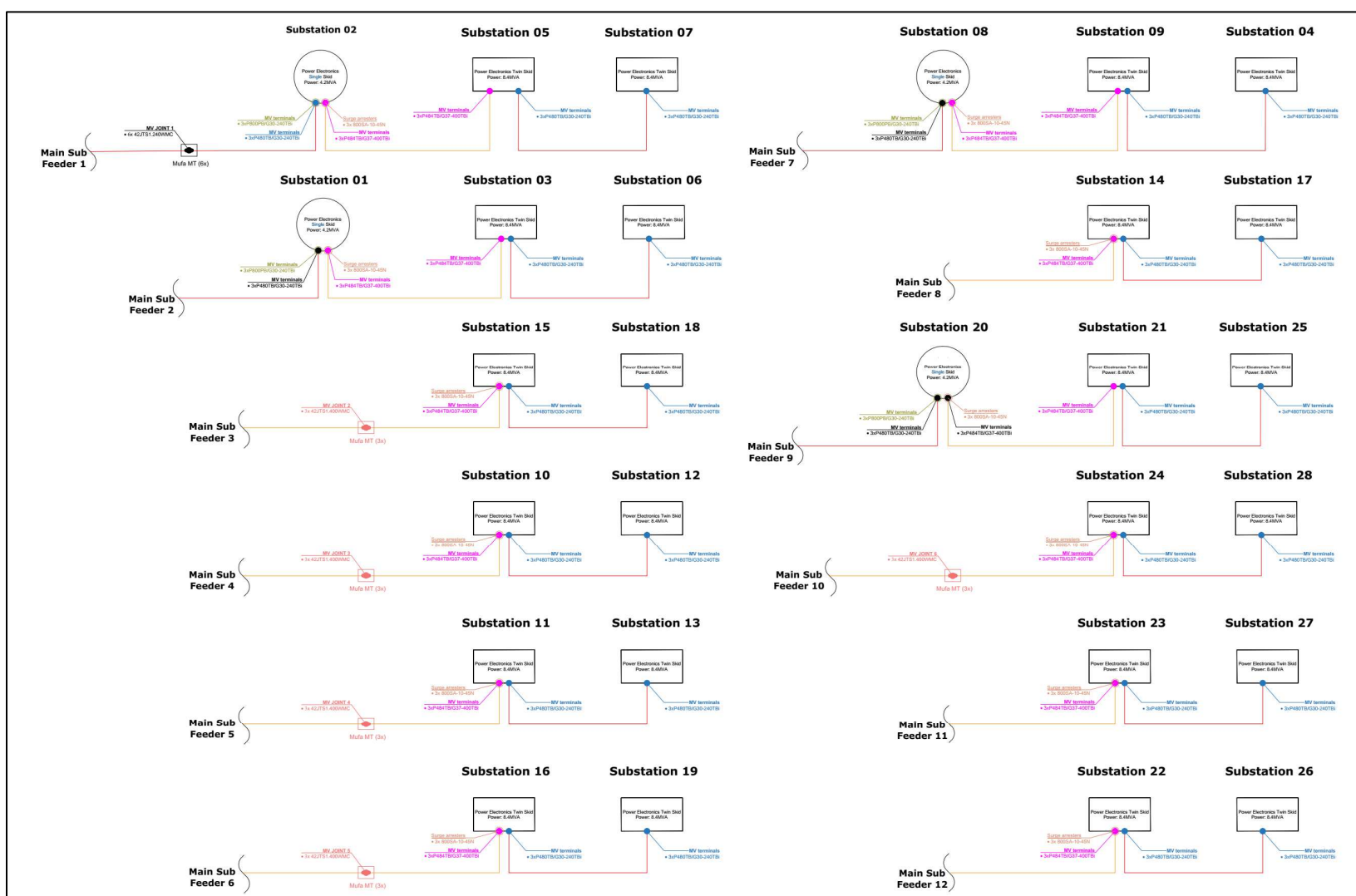


Gráfico 6. Diagrama unilíneal del sistema colector del PSFV Taira

2.2. Datos de los paneles solares

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

Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V
Short-circuit Current (Isc)	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.48%		21.68%		21.87%		22.07%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
5%	Maximum Power (Pmax)	578Wp	583Wp	588Wp	593Wp	599Wp	
	Module Efficiency STC (%)	22.36%	22.56%	22.77%	22.97%	23.17%	
15%	Maximum Power (Pmax)	633Wp	638Wp	644Wp	650Wp	656Wp	
	Module Efficiency STC (%)	24.48%	24.71%	24.93%	25.15%	25.37%	
25%	Maximum Power (Pmax)	688Wp	694Wp	700Wp	706Wp	713Wp	
	Module Efficiency STC (%)	26.61%	26.86%	27.10%	27.34%	27.58%	

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5


NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. JKM550-570N-72HL4-BDV-F2-EN (IEC 2016)

Gráfico 7. Características técnicas de los paneles solares.

2.3. Datos de los inversores

El parque solar fotovoltaico Taira cuenta con 52 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)=√(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 8. Características generales de los inversores.

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

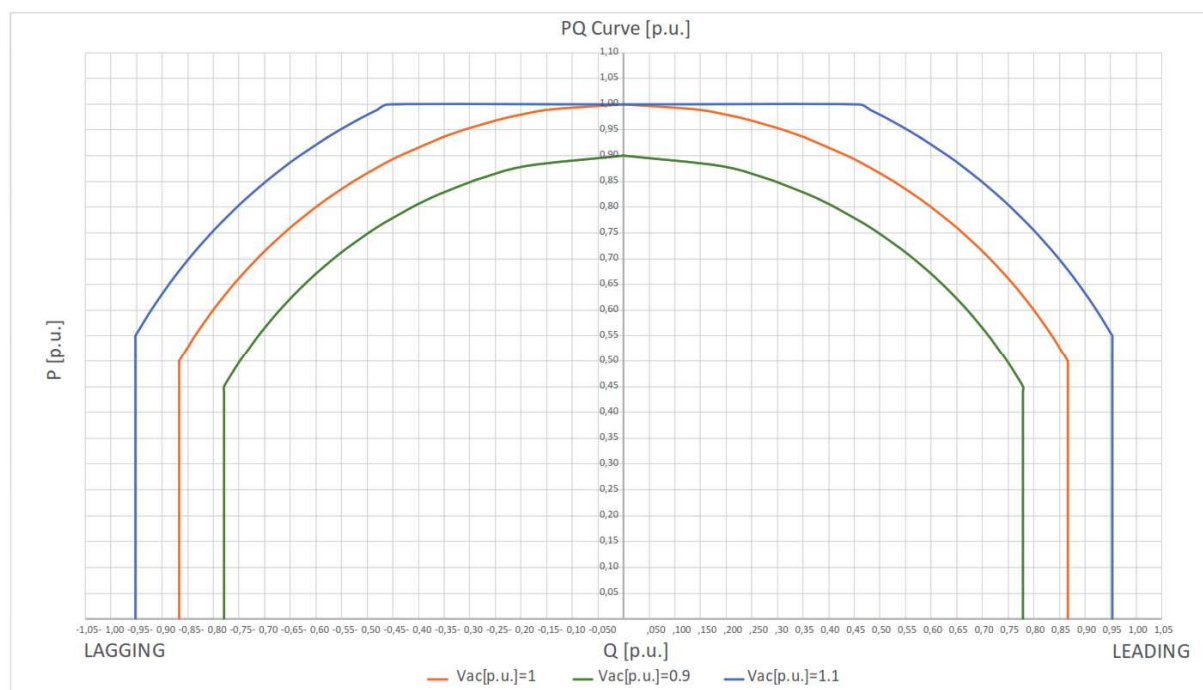


Gráfico 9. Curva de capacidad de los inversores.

2.4. Datos de los transformadores de bloque

La instalación cuenta con 24 transformadores elevadores de tres arrollamientos, con una potencia de 8,4 MVA, en los cuales se conectan 2 inversores (un inversor en cada arrollamiento secundario del transformador) y 4 transformadores de dos arrollamientos con una potencia de 4,2 MVA. Estos transformadores elevan la tensión e 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 de tres arrollamientos.

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	Dy11y11
Impedancia de corto circuito (HV-MV)	8%
Impedancia de corto circuito (MV-LV)	8%

Parámetro	Valor
Impedancia de corto circuito (LV-HV)	8%
Perdidas en carga (HV-MV)	27,0 kW
Perdidas en carga (MV-LV)	0 kW
Perdidas en carga (LV-HV)	27,0 kW
Pérdidas de vacío	7,2 kW
Posiciones de Tap	±2x2,5%

Tabla 2. Datos técnicos de los transformadores de bloque de dos arrollamientos.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal lado HV	4,2 MVA
Potencia Nominal lado MV	4,2
Refrigeración	ONAN
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	34.5 kV
Tensión nominal lado MV	0,66 kV
Tipo de conexión	Dy11
Impedancia de corto circuito	8.5%
Perdidas en carga (HV-MV)	33,5 kW
Pérdidas de vacío	3,55 kW
Posiciones de Tap (sin carga)	±2x2,5%

2.5. Datos del transformador de potencia

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

Tabla 3. Datos técnicos del transformador de potencia.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	90/105/120 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2
Frecuencia Nominal	50 Hz
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	34,5 kV
Tipo de conexión	Ynd1
Impedancia de corto circuito	12,41% (base 120 MVA)
Perdidas en carga (HV-MV)	333,04 kW
Pérdidas de vacío	65,0 kW
Corriente de vacío	0,056 %
Posiciones de Tap (bajo carga)	±10 x 1,5%

2.6. Datos de los cables del sistema colector

La red colector cuenta con conductores de 240 mm² y 400mm², todos conformados por ternas unipolares. Las características de distancias y distribución en circuitos colectores pueden observarse detalladamente en el Gráfico 6. Adicionalmente, en la siguiente tabla se resumen los parámetros característicos de cada sección de cable.

Tabla 4. Datos técnicos de los cables del sistema colector.

Sección [mm ²]	X1 [Ω/km]	R1 [Ω/km]	B [μs/km]	X0 [Ω/km]	R0 [Ω/km]	Corriente nominal [kA]
400	0,1136	0,1109	73,490	0,1997	0,6099	0,470
240	0,1173	0,1259	70,070	0,2096	0,6377	0,367

2.7. Reactor Zig zag

El PSFV Taira, cuenta con dos reactores Zig-Zag con la finalidad de limitar el valor de la corriente ante un cortocircuito a tierra. Las características principales de cada uno se muestran a continuación:

Tabla 5. Datos técnicos del reactor Zig - Zag.

Parámetro	Valor
Tensión nominal	34,5 kV
Impedancia de secuencia cero	104,8 Ω
Corriente nominal (3*I0)	0.5 kA
Resistencia de puesta a tierra	39,8 Ω

2.8. Línea de transmisión

El punto de conexión del PSFV Taira corresponde con la SE Taira en 220 kV. Luego, esta última se conecta a la SE María Elena mediante una línea de AT. Las características de esta línea se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 6. Datos técnicos de la línea de transmisión.

Parámetro	Valor
Circuitos	1
Tensión nominal	220 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Longitud	10,41 km
Corriente nominal (a 25°C)	0,905 kA
Resistencia de secuencia positiva (20°C)	0,072777 Ω/km
Reactancia de secuencia positiva	0,404496 Ω/km
Susceptancia de secuencia positiva	2,848495 μs/km
Resistencia de secuencia cero (a 20°C)	0,431914 Ω/km
Reactancia de secuencia cero	1,291593 Ω/km
Susceptancia de secuencia cero	1,673161 μs/km

3. ANTECEDENTES DE UNIDADES DE SIMILARES CARACTERÍSTICAS

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

- Parque Fotovoltaico Meseta de los Andes (mínimo técnico inversor = 0,243 MW).
- Parque Fotovoltaico Almeyda (mínimo técnico inversor = 0,759 MW).
- Parque Fotovoltaico Willka (mínimo técnico inversor = 0,153 MW).

4. ENSAYOS REALIZADOS

4.1. Descripción de las pruebas

De acuerdo con el Artículo 4 “Definiciones” del Anexo Técnico, se determinó “la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua”.

Para el caso del mínimo técnico a nivel planta, se redujo la potencia activa hasta alcanzar el mínimo valor de potencia controlable, tal que debajo de ese valor se produce la pausa de alguno o algunos inversores. Una vez alcanzado este valor, se mantuvo la consigna por 15 minutos para verificar la estabilidad de las variables de interés.

Para el ensayo de mínimo técnico a nivel inversor se envió el comando de pausa de todos los inversores de la planta salvo un inversor, al cual se lo despacho de manera tal de alcanzar una inyección en el punto de interconexión (POI) de 0 MW. Se registraron 15 minutos en esta condición para verificar la estabilidad de las variables de interés. **Cabe aclarar que el PPC de la central no tiene la capacidad de enviar un comando de 0 MW en el POI y lograr el pausado controlado de inversores. Debido a esta razón el ensayo se realizó sobre un inversor mediante su control local, con el resto de los inversores en pausa.**

Para la prueba de Potencia Mínima realizada, se reportan los valores de potencia según el formato² de la siguiente tabla de resultados:

Tabla 7. Tabla resumen de valores a presentar.

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

² 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”

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la suma del aporte de potencia activa de todos los inversores del PSFV Taira en el lado de BT.
- (2) **SS.AA.:** Corresponde al consumo de servicios auxiliares de la central (Inversores + SE Taira 220 kV).
- (3) **Perdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en los transformadores de potencia de la SE Taira 34,5/220 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 Taira es la barra de AT de la SE Taira 220 kV.

4.2. Toma de registros de potencia mínima

Para la realización de este ensayo de potencia mínima se emplearon los registros propios de la central extraídos desde el control de planta (PPC). Los registros temporales empleados tienen una resolución de 1 minuto y mediciones en el POI mediante equipamiento registrador con una resolución de 40 ms.

4.3. Resultados obtenidos

4.3.1 Determinación del consumo de servicios auxiliares

En el documento del fabricante denominado “**Tocopilla_Consumption Losses Rev.0_2023.04.24**” (adjunto en la sección Anexo), se muestra la determinación de los servicios auxiliares de los inversores por centro de transformación. En la siguiente tabla se resume el consumo de SSAA de los inversores:

Tabla 8. Consumo de los SSAA de los inversores.

CT	Consumo SSAA [W]
SUBS 04, 05, 09, 10, 11, 12, 13, 15, 17, 18, 19, 23, 24, 25y 26	290,130
SUB 01	9,929
SUBS 02, 08, 20	29,313
SUBS 03, 06, 16, 27 y 21	96,960
SUB 07	19,454
SUB 14	19,842
SUB 22	19,490
Total	485,118

De lo anterior para las pruebas con el parque completo el consumo de SSAA será de:

$$P_{SSAA\ INV} = 0,4851\ MW$$

Para el caso de los servicios auxiliares de la subestación, se registró un consumo promedio durante las horas del día de 27,1 kW:

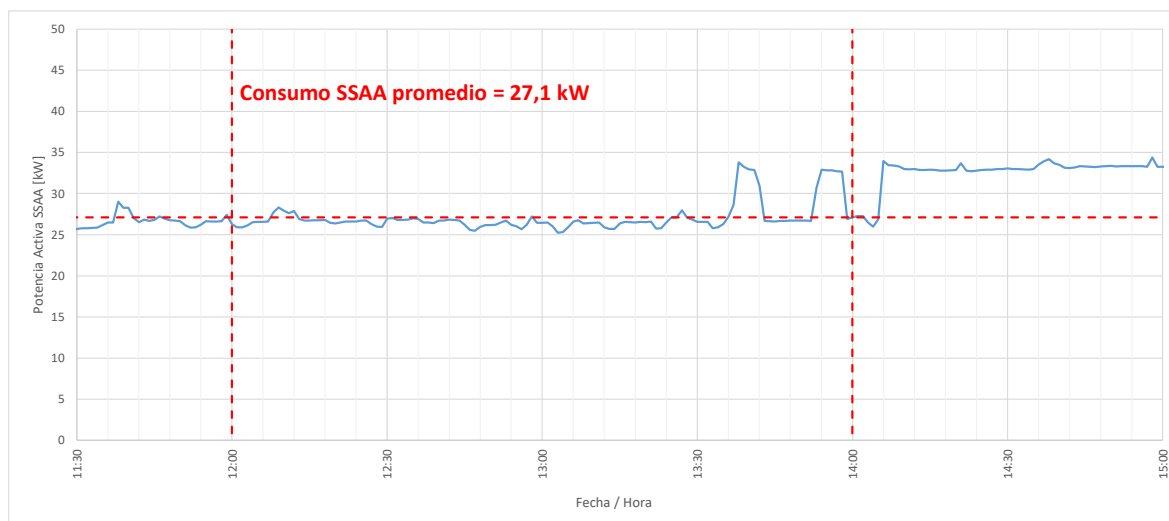


Gráfico 10. Consumo de SSAA esenciales de la SE Taira.

$$P_{SSAA SE} = 0,0271 \text{ MW}$$

4.3.2 Mínimo técnico a nivel planta

Para el caso del mínimo técnico a nivel planta, se procedió a reducir la potencia en el punto de conexión hasta alcanzar el mínimo valor estable por debajo del cual se pausa algún inversor y se registraron 15 min en esta condición.

En la siguiente tabla se muestra la fecha y hora de realización de esta prueba:

Tabla 9. Mínimo técnico a nivel planta – período evaluado.

Fecha	26/11/2024
Inicio de la prueba [hh:mm]	17:45
Finalización de la prueba [hh:mm]	19:00

En el siguiente gráfico se muestra el resultado de la prueba:

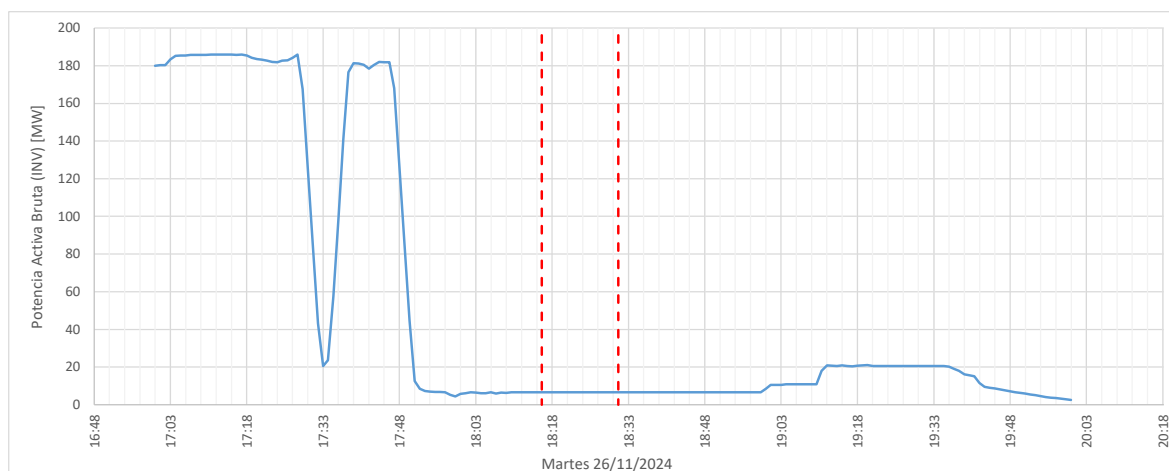


Gráfico 11. Reducción de la potencia de la planta a mínimo técnico.

De lo anterior el mínimo valor de consigna para el cual todos los inversores se mantienen inyectando potencia es de 6,5628MW. Se registró la potencia neta y la potencia bruta en esta condición:

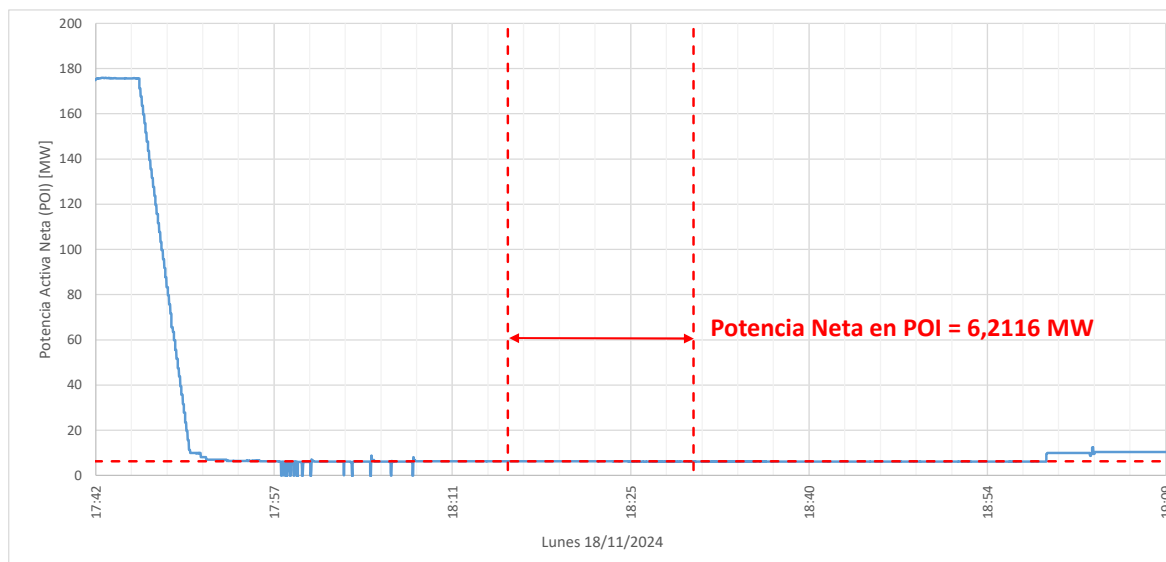


Gráfico 12. Mínimo técnico a nivel planta - potencia neta en el POI.

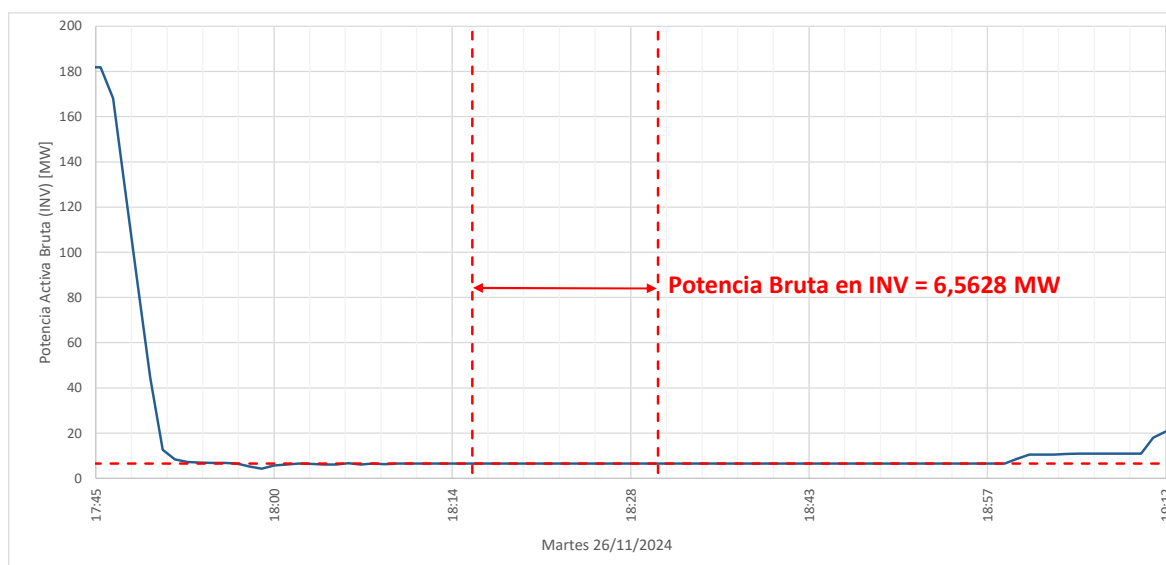


Gráfico 13. Mínimo técnico a nivel planta – potencia generada por los inversores.

a) *Potencia Neta*

Como puede visualizarse en el Gráfico 12 la potencia neta inyectada en el punto de conexión fue de 6,2117 MW, por lo tanto:

$$P_{neta} = 6,2116 \text{ MW}$$

b) *Potencia Bruta*

La potencia bruta se determina a partir de la potencia promedio del Gráfico 13 sumando las pérdidas de los inversores operativos a partir de la siguiente fórmula:

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

$$P_{bruta} = 6,5628 \text{ MW} + 0,4851 \text{ MW} = 7,0478 \text{ MW}$$

c) *Potencia de los servicios auxiliares*

La Potencia de Servicios Auxiliares para esta condición operativa corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación y los servicios auxiliares de la subestación:

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

Por lo tanto, la potencia total de los servicios auxiliares queda determinada como:

$$P_{SSAA} = 0,0271 \text{ MW} + 0,4851 \text{ MW} = 0,5122 \text{ MW}$$

d) *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).

Además, debe descontarse el consumo de los SSAA. La expresión para el cálculo de la potencia de pérdidas de la central se muestra a continuación:

$$P_{perd\ central} = P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA}$$

$$P_{perd\ central} = 7,0478 \text{ MW} - 6,2116 \text{ MW} - 0,5122 \text{ MW} = 0,3240 \text{ MW}$$

$$P_{perd\ central} = 0,3240 \text{ MW}$$

Este valor debe ser desagregado en los siguientes elementos:

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

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

$$P_{trafo} = P_{p\ carga} + P_{p\ vacio}$$

Para la determinación de la pérdida en los transformadores de potencia se despachó el modelo desarrollado en PowerFactory de la central con el valor de potencia neta obtenido en el punto de conexión como se muestra en el gráfico siguiente:



Gráfico 14. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia.

De lo anterior la potencia de pérdida del transformador queda determinada como:

$$P_{trafo} = P_{p_{carga}} + P_{p_{vacío}} = 3,1519 \text{ MW} + 3,1791 \text{ MW} - 3,0921 \text{ MW} - 3,1195 \text{ MW}$$

$$P_{trafo} = 0,1194 \text{ MW}$$

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

$$P_{colector} = P_{perd \text{ central}} - P_{trafo}$$

$$P_{colector} = 0,3240 \text{ MW} - 0,1194 \text{ MW}$$

$$P_{colector} = 0,2046 \text{ MW}$$

4.3.3 Mínimo técnico a nivel inversor

Con un único inversor en funcionamiento (el resto en pausa) se despacha el mismo tal que la potencia en el punto de conexión sea lo más próxima a 0 MW. En la siguiente tabla se muestra la fecha y hora de realización de esta prueba:

Tabla 10. Mínimo técnico a nivel inversor – duración del ensayo.

Fecha	27/11/2024
Inicio de la prueba [hh:mm:ss]	08:34:00
Finalización de la prueba [hh:mm:ss]	09:46:00

Para una consigna de 0 MW en el punto de conexión el inversor INV20.36 quedó alimentando las pérdidas de la central. En el siguiente gráfico se muestra el resultado de la prueba:

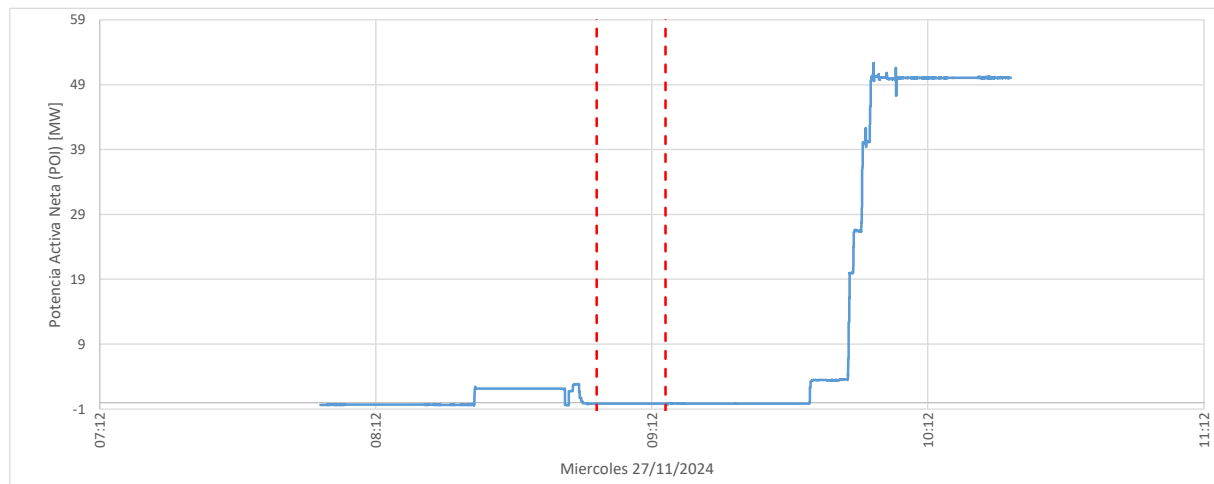


Gráfico 15. Reducción de la potencia de la planta a mínimo técnico.

Se registró la potencia neta y la potencia bruta en esta condición:

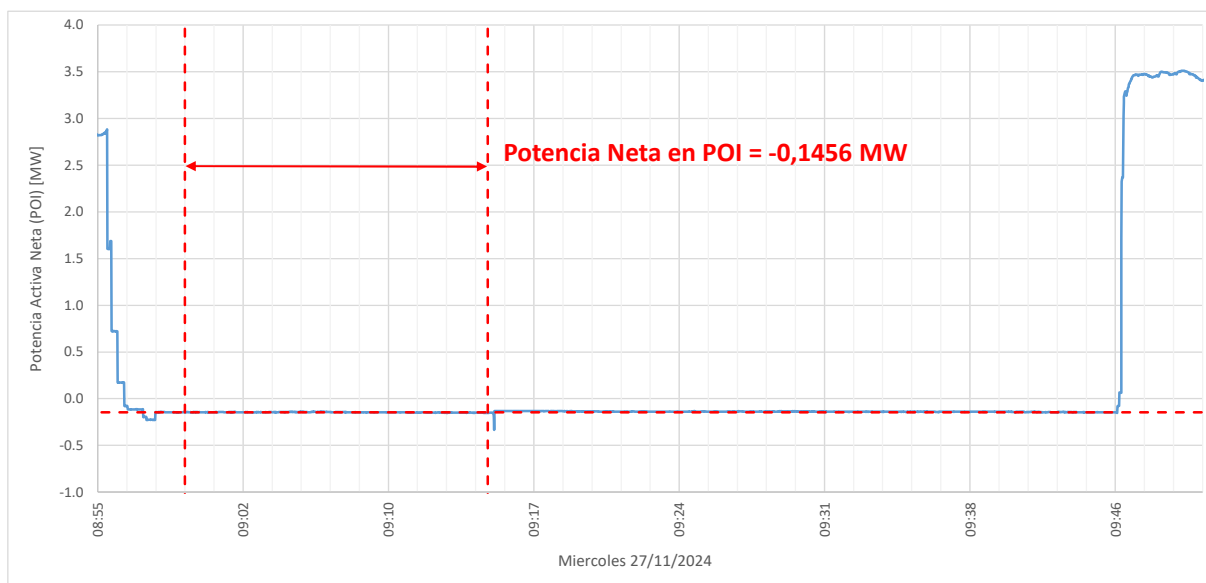


Gráfico 16. Mínimo técnico con un inversor - potencia neta en el POI.

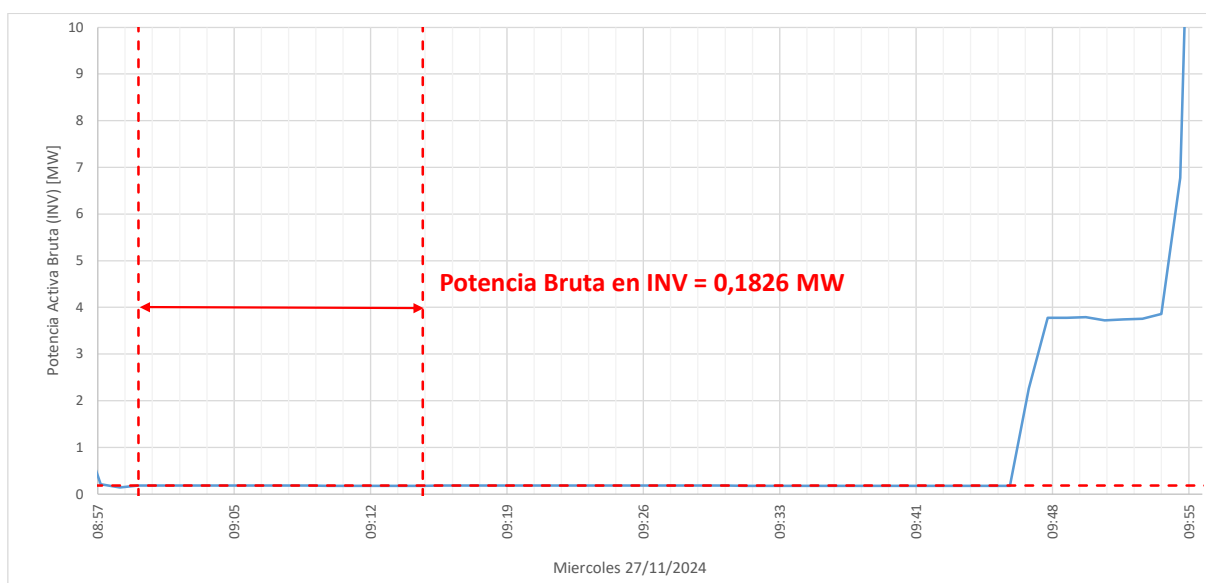


Gráfico 17. Mínimo técnico con un inversor – potencia generada por el inversor.

a) *Potencia Neta*

Como puede visualizarse en el Gráfico 16 la potencia neta inyectada en el punto de conexión fue de -0,1456 MW, por lo tanto:

$$P_{neta} = -0,1456 \text{ MW}$$

b) *Potencia Bruta*

La potencia bruta se determina a partir de la potencia promedio del Gráfico 17 sumando las pérdidas del inversor operativo a partir de la siguiente fórmula:

$$P_{bruta} = P_{inv} + P_{SSAA \text{ INV}08.13}$$

$$P_{bruta} = 0,1826 \text{ MW} + 0,0097 \text{ MW} = 0,1923 \text{ MW}$$

c) *Potencia de los servicios auxiliares*

La Potencia de Servicios Auxiliares para esta condición operativa corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación en más los Servicios Auxiliares del parque:

$$P_{SSAA} = P_{SSAA SE} + P_{SSAA INV08.13}$$

$$P_{SSAA} = 0,0271 \text{ MW} + 0,0097 \text{ MW} = 0,0368 \text{ MW}$$

d) *Potencia de pérdidas de la central*

La expresión para el cálculo de la potencia de pérdidas de la central se muestra a continuación:

$$P_{perd central} = P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA}$$

$$P_{perd central} = 0,1923 \text{ MW} + 0,1456 \text{ MW} - 0,0368 \text{ MW}$$

$$P_{perd central} = 0,3011 \text{ MW}$$

Este valor debe ser desagregado en los siguientes elementos:

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

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

$$P_{trafo} = P_{p_{carga}} + P_{p_{vacío}}$$

Para la determinación de la pérdida en el transformador de potencia se despachó el modelo desarrollado en PowerFactory de la central con el valor de potencia neta obtenido en el punto de conexión como se muestra en el gráfico siguiente:

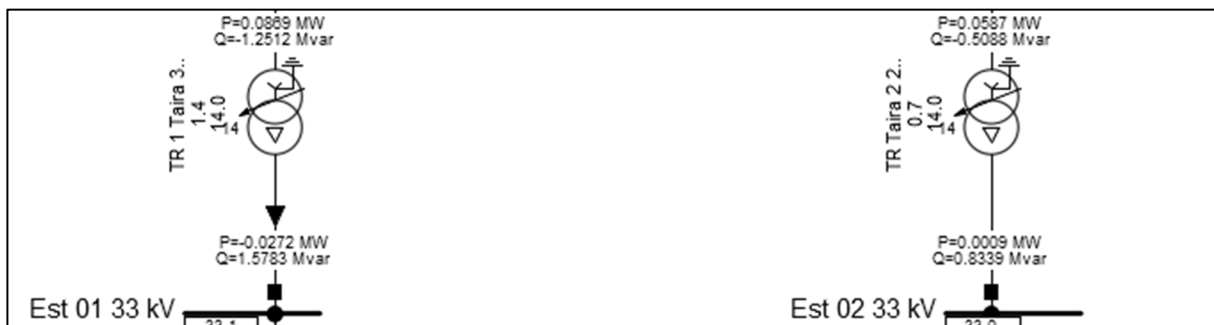


Gráfico 18. Determinación de la potencia de pérdida en el transformador de potencia.

De lo anterior la potencia de pérdida del transformador queda determinada como:

$$P_{trafo} = P_{p_{carga}} + P_{p_{vacío}} = 0,0272 \text{ MW} + 0,0009 \text{ MW} + 0,0869 \text{ MW} + 0,0587 \text{ MW}$$

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

$$P_{colector} = P_{perd central} - P_{trafo}$$

$$P_{colector} = 0,3011 - 0,1737 \text{ MW}$$

$$P_{colector} = 0,1274 \text{ MW}$$

5. CONCLUSIONES

Dada la mínima consigna en el punto conexión (tal que todos los inversores permanecieran en funcionamiento) de **6,2216 MW** (Pneta), se determinó una generación bruta de **7,0478 MW** para dicha condición operativa, tal que se pueda abastecer las pérdidas en la central y los servicios auxiliares.

Por otra parte, para una potencia mínima neta de **-0,1456 MW** en el punto de conexión del PSFV Taira (barra de 220 kV de la SE Taira) se determinó que mediante una generación bruta de **0,1972 MW** (con un inversor en funcionamiento y el resto en pausa) es posible alimentar las pérdidas de la central y los servicios auxiliares.

Tabla 11. Parámetros de mínimo técnico a nivel planta PSFV Taira.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Taira	7,0478	0,5122	0,3240	6,2116

Tabla 12. Parámetros de mínimo técnico a nivel inversor PSFV Taira.

Parque	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PSFV Taira (INV20-36)	0,1972	0,0417	0,3011	-0,1456

ANEXOS

1. CARACTERÍSTICAS DE LAS INSTALACIONES

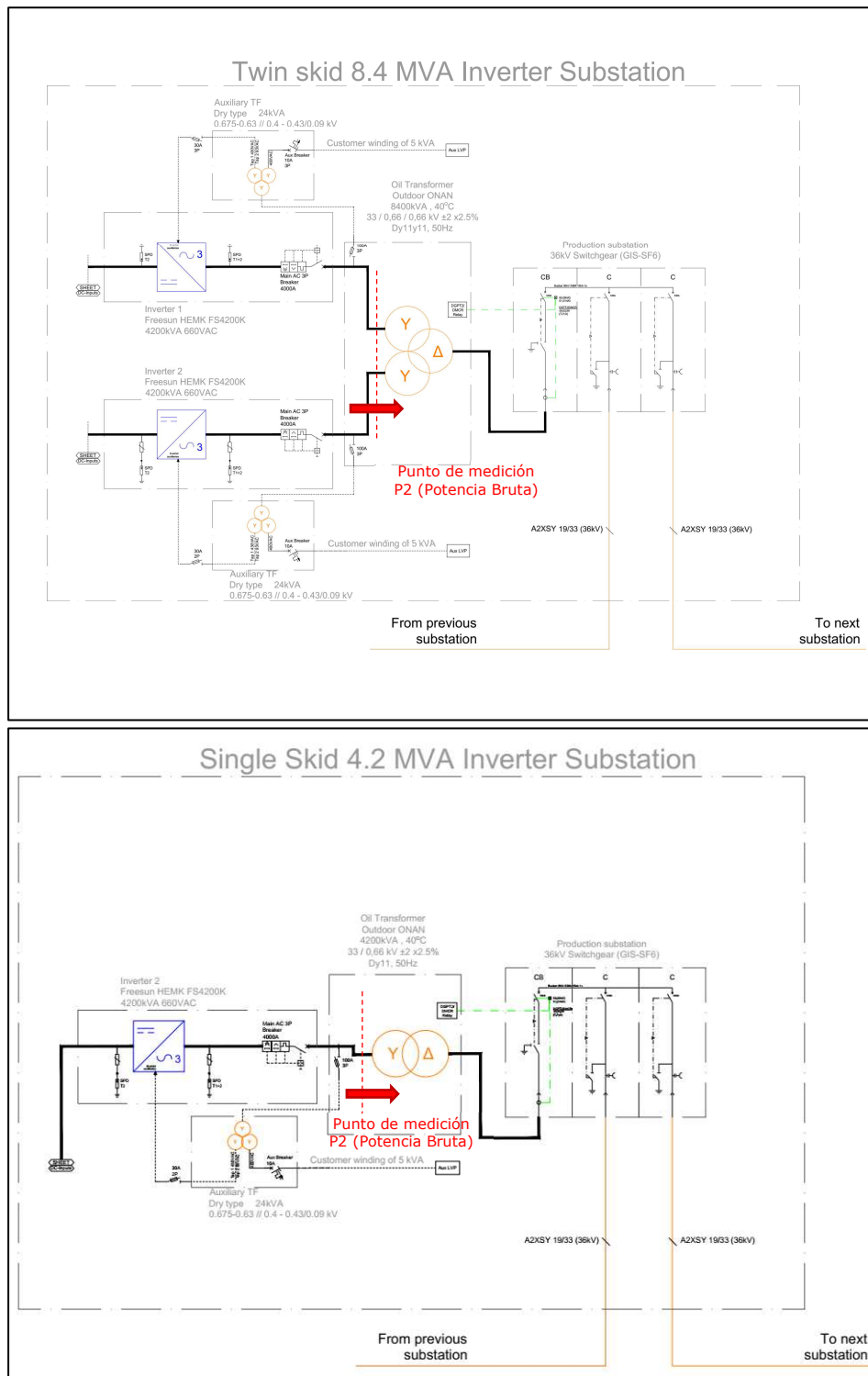
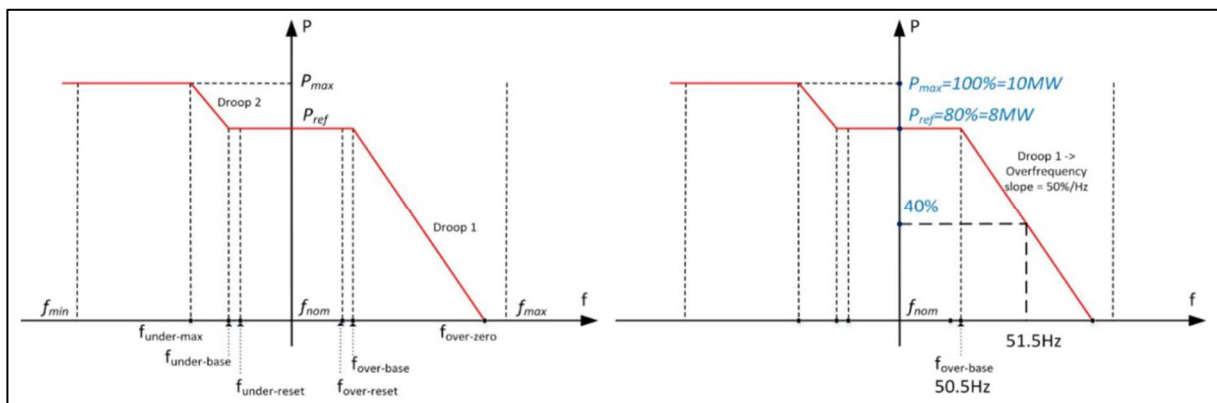
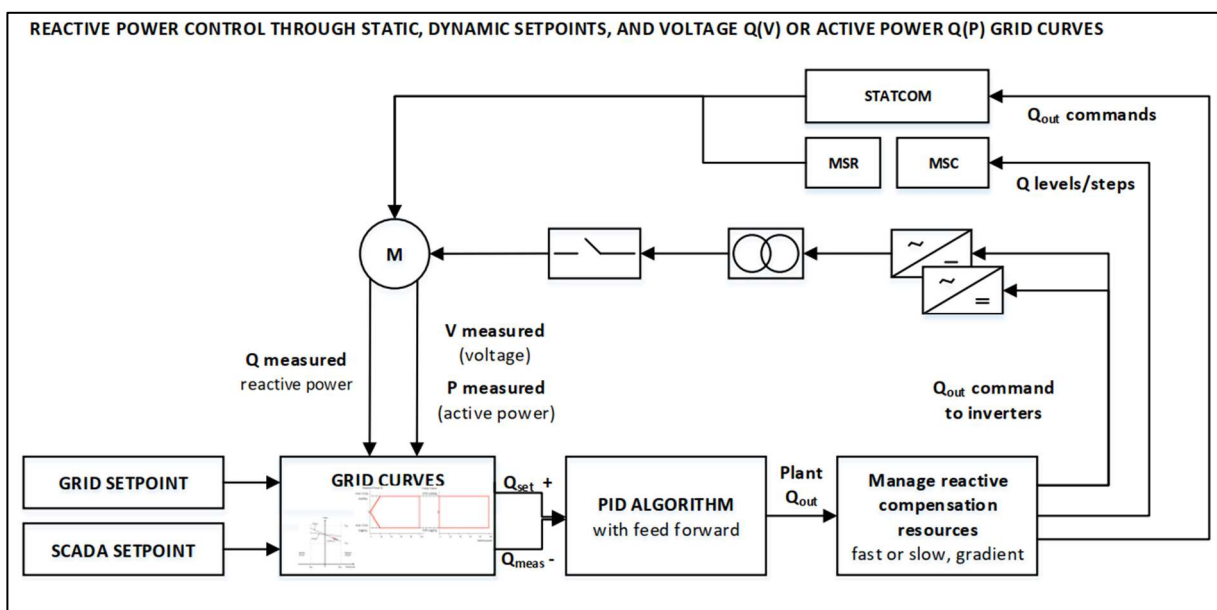
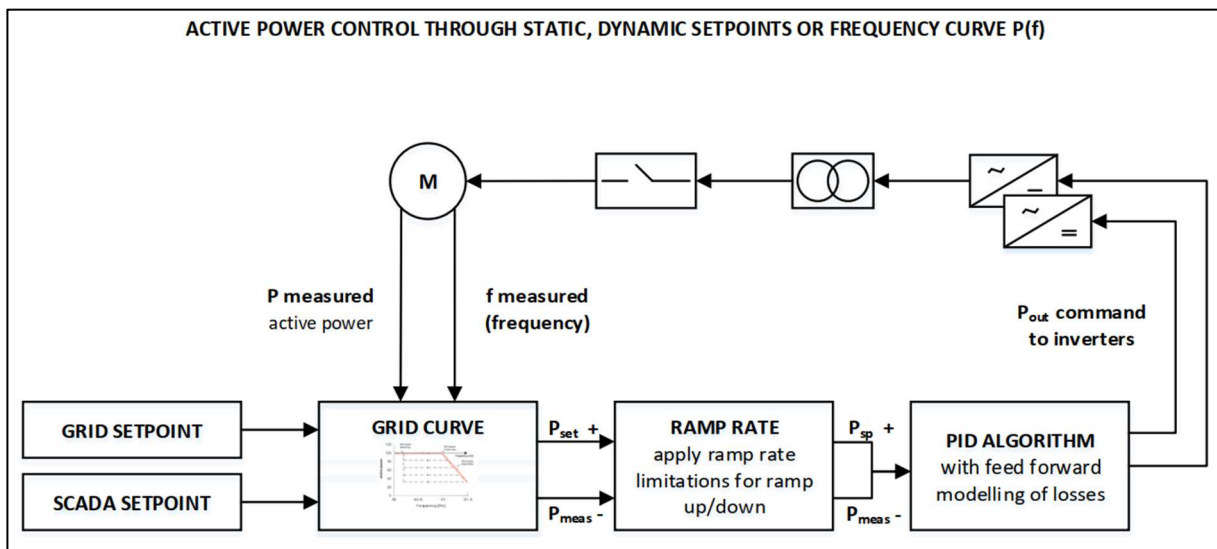


Gráfico 19. Skids de inversores centrales PSFV Taira.

2. DIAGRAMAS DEL CONTROL DE PLANTA



3. SERVICIOS AUXILIARES DE LOS INVERSORES

Subs 04,05,09,10,11,12,13,15,17,18,19,23,24,25,26		Subs 01		Subs 02,08,20	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel		Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel		Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)	Loads	Operating consumption (W)	Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042	PE Single skid consumptions	9521	PE Single skid consumptions	9521
2x NCU's	100	1x NCU's	50	1x NCU's	50
SCADA Panel	200	SCADA Panel	200	SCADA Panel	200
Total consumption	19342	CCTV Branch	122	Total consumption	9771
Total consumption of all subs	290130	CCTV Branch	36	Total consumption of all subs	29313
		Total consumption	9929		
		Total consumption of all subs	9929		

Sub 03,06,16,27,21		Sub 07		Sub 14		Sub 22	
Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel		Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel		Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel		Power Electronics MVTS7260L substation LV Panel	
Loads	Operating consumption (W)	Loads	Operating consumption (W)	Loads	Operating consumption (W)	Loads	Operating consumption (W)
PE Twin skid consumptions	19042	PE Twin skid consumptions	19042	PE Twin skid consumptions	19042	PE Twin skid consumptions	19042
2x NCU's	100	2x NCU's	100	2x NCU's	100	2x NCU's	100
SCADA Panel	200	SCADA Panel	200	SCADA Panel	200	SCADA Panel	200
Weather Station	50	CCTV Branch	112	Motor Gate	500	CCTV Branch	94
Total consumption	19392	Total consumption	19454	Total consumption	19842	CCTV Branch	54
Total consumption of all subs	96960	Total consumption of all subs	19454	Total consumption of all subs	19842	Total consumption	19490
						Total consumption of all subs	19490

Total consumption losses for all substations (W)	485.118
---	----------------

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