

Empresa
País
Proyecto
Descripción

ENEL GREEN POWER
Chile
Parque Fotovoltaico Las Salinas
Informe de Mínimo Técnico



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2021-186
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2023-1491
REVISIÓN B

5 ene. 24



Este documento **EE-EN-2023-1491-RC** fue preparado para ENEL GREEN POWER por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Claudio Celman
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 34 páginas y ha sido guardado por última vez el 05/01/2024 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	27.11.2023	Para presentar	JE	CiC	AC
B	06.12.2023	Conforme a observaciones por parte del cliente	JE	CiC	AC
C	05.01.2024	Correcciones según documento CEN "COR-GO-DCO-MT-PFV Las Salinas Etapa 1"	CiC	AC	PR

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



ÍNDICE

1	Introducción.....	4
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	5
	1.2 Medidores utilizados	5
	1.3 Nomenclatura Utilizada.....	6
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	8
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	9
	3.1 Diagrama unilineal	9
	3.1 Datos de los paneles fotovoltaicos	16
	3.2 Datos de los inversores	17
	3.1 Datos de los transformadores de bloque.....	19
	3.2 Datos de los transformadores de SSAA.....	20
	3.3 Datos de los transformadores de poder	21
	3.4 Datos de consumos de SSAA de planta	22
4	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO.....	23
	4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	24
	4.2 Potencia Bruta	25
	4.3 Potencia de Servicios Auxiliares	26
	4.4 Potencia de Pérdidas en la Central.....	27
	4.5 Potencia Neta	27
	4.5.1 Resultados	27
5	CONCLUSIONES.....	28
6	ANEXOS	29
	6.1 Registros de prueba de MT inestable.....	29
	6.2 Paneles solares	30
	6.3 Inversor.....	31
	6.4 Certificado de calibración del medidor de energía.....	32



1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Las Salinas de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Las Salinas contará con una potencia final de 364 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado a unos 58 km al sur de la ciudad de Calama. El parque se vinculará al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

Se espera obtener la aprobación del parque en 6 etapas, según se describe en el NUP 3244. Este documento aborda el proceso de aprobación de **la etapa 1 contempla que 48 MW y considera la instalación de 224 inversores distribuidos en 8 centros de transformación.**

La central en si misma se conformará por 1731 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX con capacidad de 0.2/0.25 MVA (@50°C/30°C) operando a 800V de tensión nominal. La totalidad de los inversores se encuentra distribuida entre 62 transformadores de tres devanados que elevan su tensión a 33kV a fin de que la potencia pueda ser inyectada a la red colectora de media tensión. Esta última estará conformada por cables subterráneos y dividida en 4 circuitos que acometen a la sala eléctrica del parque. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220/33/33kV con capacidad nominal de 220/176 MVA (ONAF/ONAN) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora Las Salinas.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión.



1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Fernando Montecinos	09 de noviembre 2023

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Adquisidor de datos	EE	EE-EQ-2015-0974	±0.2
Adquisidor de datos	Janitza	UMG 512	±0.2

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con datos complementarios del adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 5 minutos para todas las mediciones.



1.3 Nomenclatura Utilizada

La Figura 1.1 muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

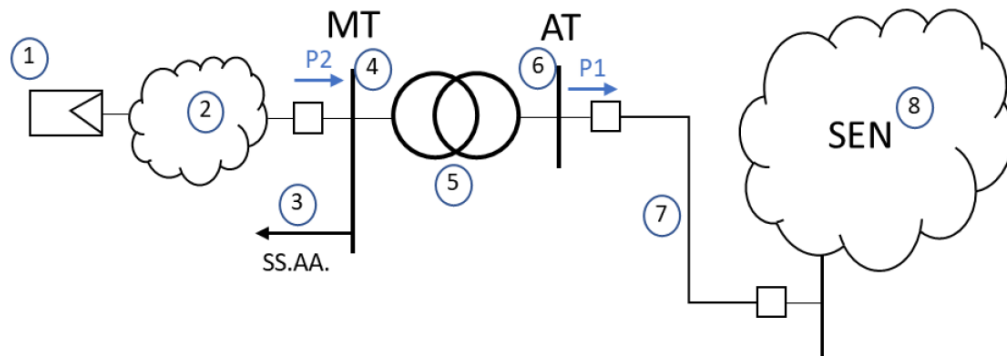


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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.).**
- 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).**



A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW].
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW].
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico**: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad.

Se determinan valores de Mínimo Técnico, considerando distintas condiciones operativas del Parque Fotovoltaico Las Salinas, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo:** valor de potencia activa bruta mínima con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estables.

Se aclara que el PPC no cuenta con la capacidad de ir apagando inversores de forma controlada hasta lograr la operación con un inversor individual.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Las Salinas contará con una potencia final de 364 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado a unos 58 km al sur de la ciudad de Calama. El parque se vinculará al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

Se espera obtener la aprobación del parque en 6 etapas, según se describe en el NUP 3244. Este documento aborda el proceso de aprobación de **la etapa 1 contempla que 48 MW y considera la instalación de 224 inversores distribuidos en 8 centros de transformación.**

La central en si misma se conformará por 1731 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX con capacidad de 0.2/0.25 MVA (@50°C/30°C) operando a 800V de tensión nominal. La totalidad de los inversores se encuentra distribuida entre 62 transformadores de tres devanados que elevan su tensión a 33kV a fin de que la potencia pueda ser inyectada a la red colectora de media tensión. Esta última estará conformada por cables subterráneos y dividida en 4 circuitos que acometen a la sala eléctrica del parque. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220/33/33kV con capacidad nominal de 220/176 MVA (ONAF/ONAN) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora Las Salinas.

3.1 Diagrama unilineal

La red colectora del Parque Fotovoltaico Las Salinas está compuesta por veintitrés (23) alimentadores en 33 kV que colecta la potencia generada por los paneles del parque. Los alimentadores correspondientes a la Etapa 1 y los relacionados con los ensayos de este informe, están compuesto por tres (3) circuitos, con un total de 8 centros de transformación.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Las Salinas. Mientras que la barra principal de 33 kV y los circuitos asociados a la Etapa 1 del Parque Fotovoltaico Las Salinas se aprecian en la Figura 3.2 y Figura 3.3. En tanto, en las Figura 3.4 a Figura 3.6 se muestra el detalle de los centros de transformación que conforman la Etapa 1 del parque.

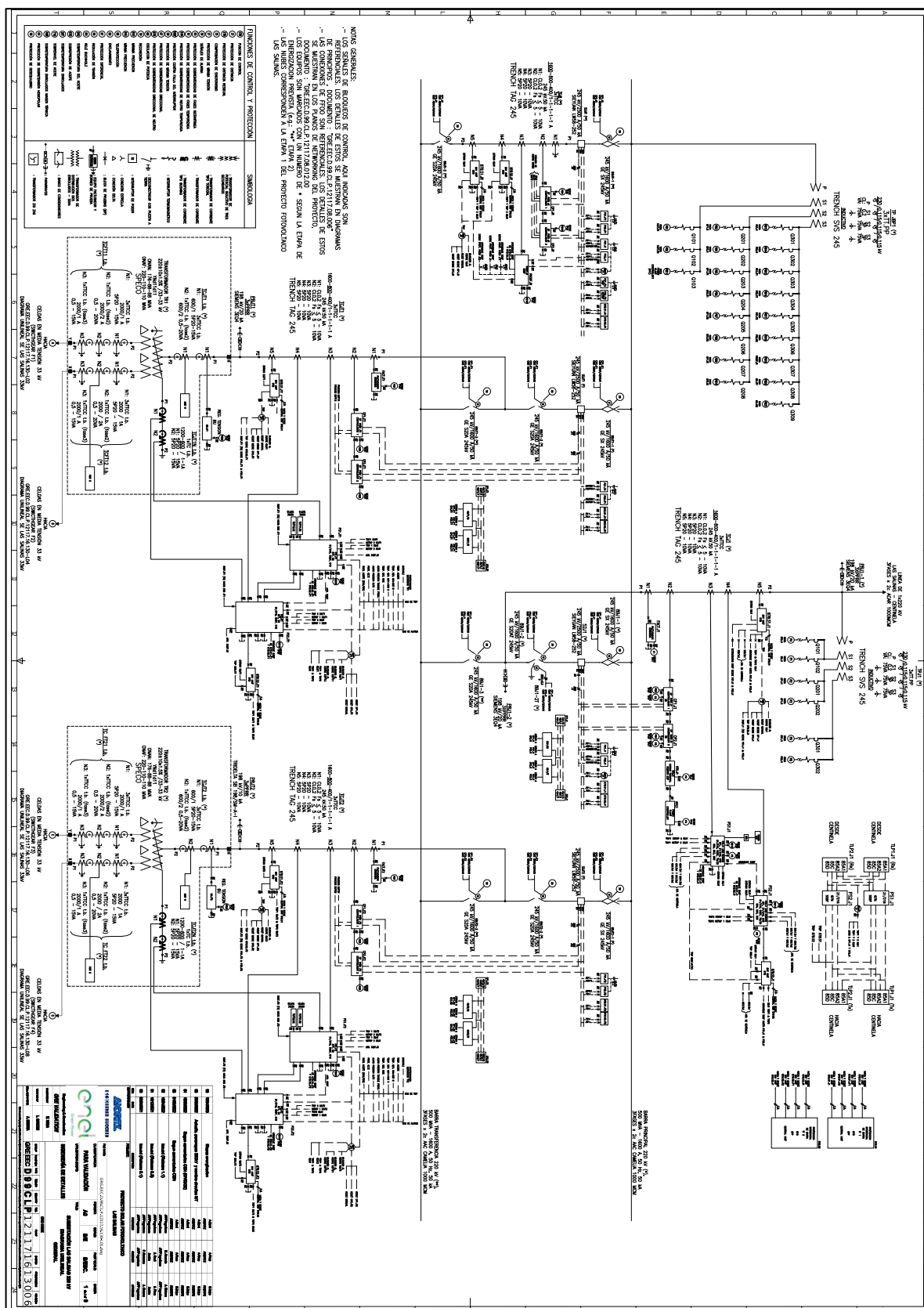


Figura 3.1 – Diagrama unifilar PFV Las Salinas

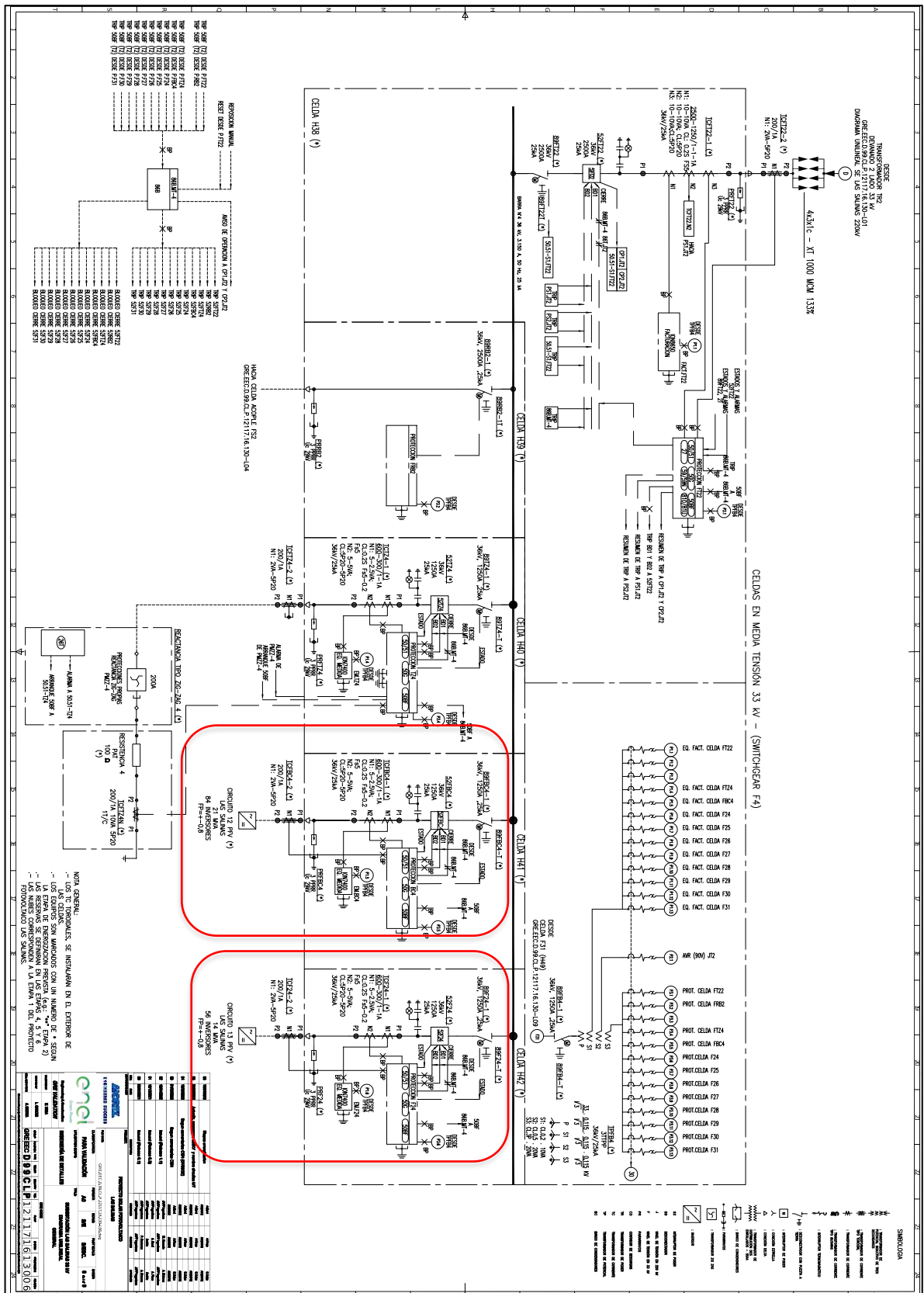


Figura 3.2 – Diagrama unilínea 33 kV PFV Las Salinas (1 de 2)

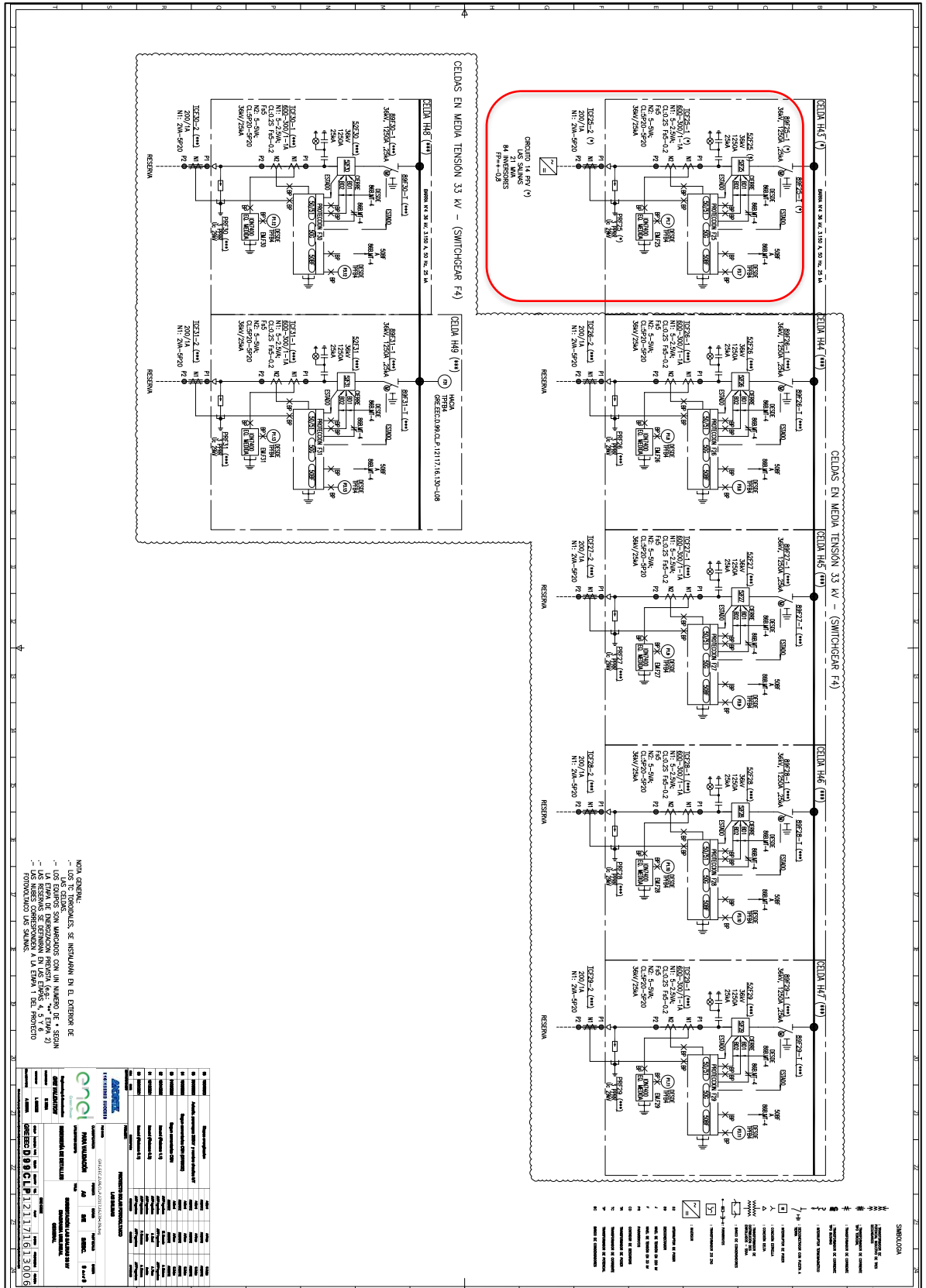


Figura 3.3 – Diagrama unilineal 33 kV PFV Las Salinas (2 de 2)

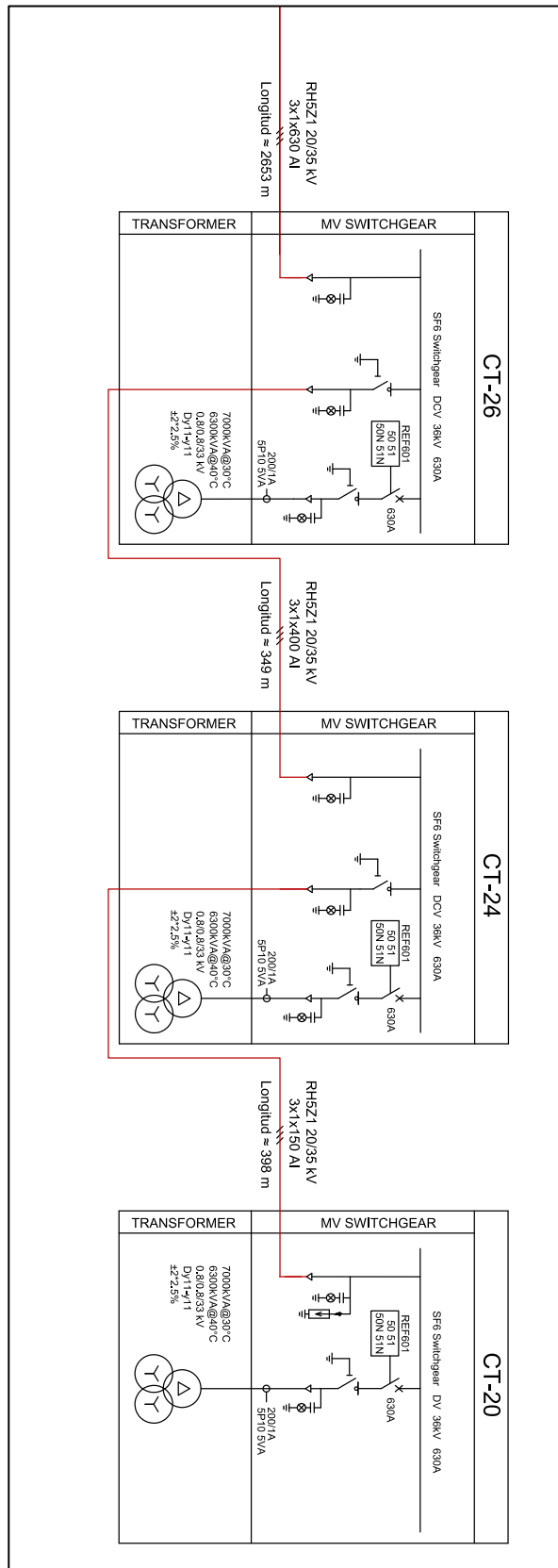


Figura 3.4 – Centros de transformación del Circuito 14 PFV Las Salinas

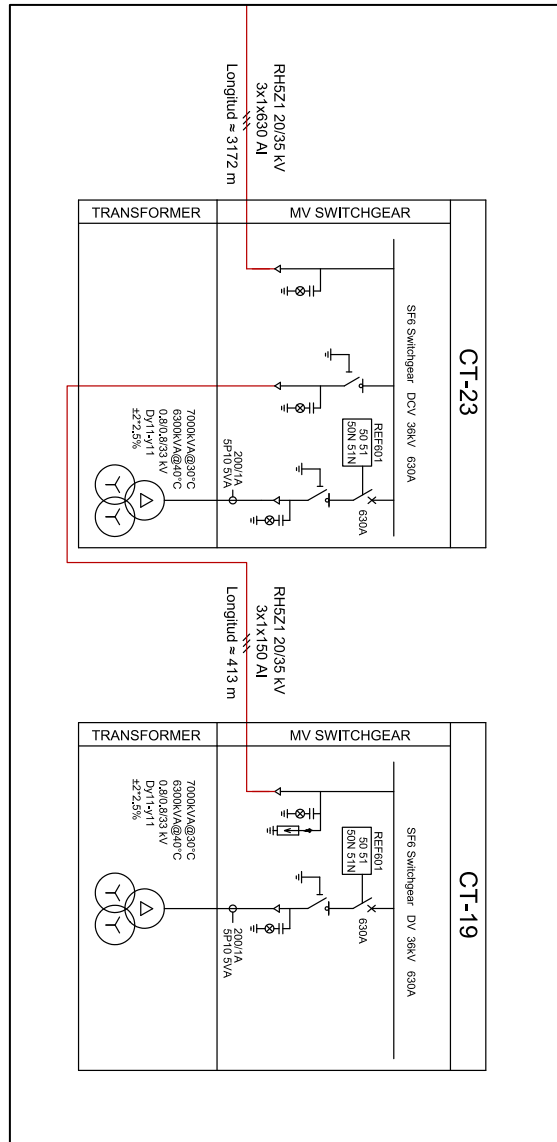


Figura 3.5 – Centros de transformación del Circuito 13 PFV Las Salinas

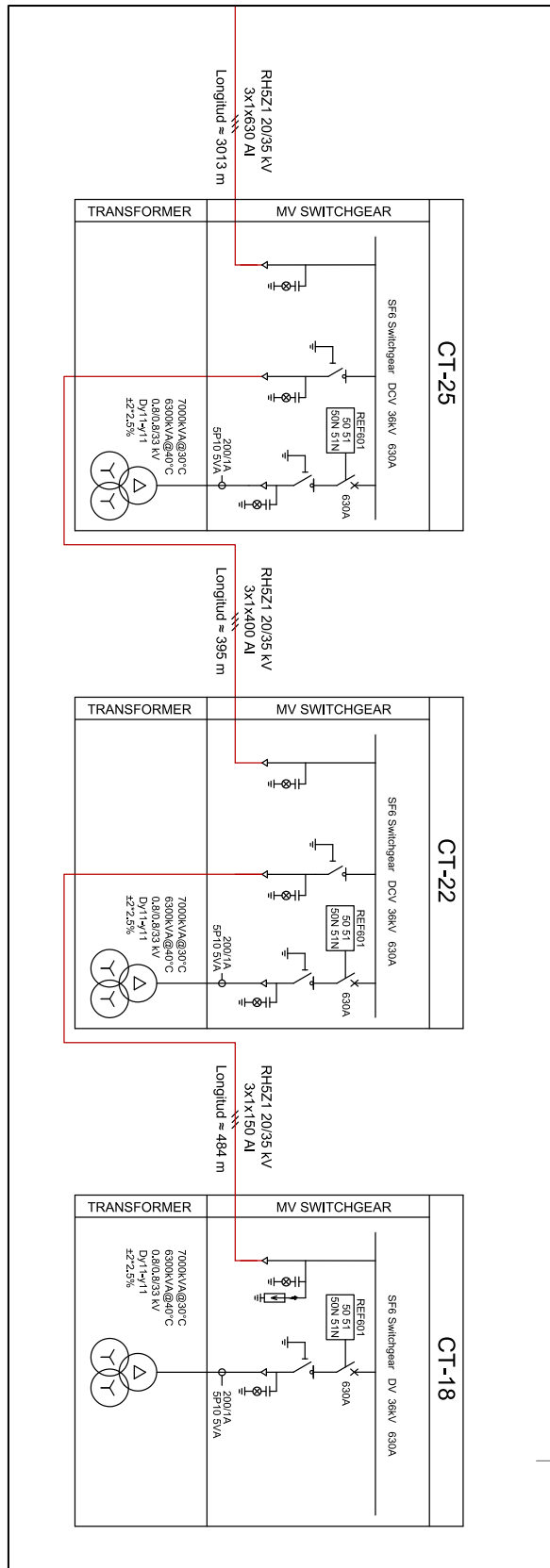


Figura 3.6 – Centros de transformación del Circuito 12 PFV Las Salinas



3.1 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Las Salinas son paneles bifaciales de marca LONGI Solar modelo LR4-72HBD. Sus principales características se presentan en la Figura 3.7.

LR4-72HBD 425~455M

Design (mm)	Mechanical Parameters	Operating Parameters
	Cell Orientation: 144 (6x24) Junction Box: IP68, three diodes Output Cable: 4mm ² , 300mm in length for the positive(+) and 300mm for the negative(-) Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass Frame: Anodized aluminum alloy frame Weight: 27.5kg Dimension: 2094x1038x35mm Packaging: 30pcs per pallet 150pcs per 20'GP 660pcs per 40'HC	Operational Temperature: -40°C ~ +85°C Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W Voc and Isc Tolerance: ±3% Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL) Maximum Series Fuse Rating: 25A Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C Safety Class: Class II Fire Rating: UL type 3 Bifaciality: Glazing 70±5%

ISSUED FOR CONSTRUCTION

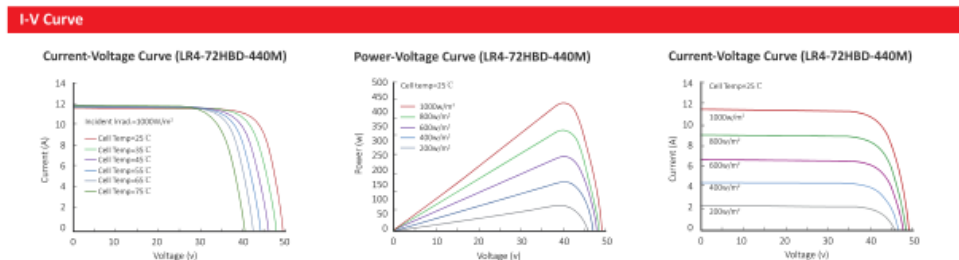
Electrical Characteristics	Test uncertainty for Pmax: ±3%															
	LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M		LR4-72HBD-440M		LR4-72HBD-445M		LR4-72HBD-450M		LR4-72HBD-455M			
Model Number																
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT		
Maximum Power (Pmax/W)	425	317.4	430	321.1	435	324.9	440	328.6	445	332.3	450	336.1	455	339.8		
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.7	45.6	48.9	45.8	49.1	45.9	49.2	46.0	49.4	46.2	49.6	46.4	49.8	46.6		
Short Circuit Current (Isc/A)	11.22	9.06	11.30	9.13	11.36	9.18	11.45	9.25	11.52	9.30	11.58	9.36	11.65	9.41		
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.4	37.7	40.6	37.9	40.8	38.0	41.0	38.2	41.2	38.4	41.4	38.6	41.6	38.8		
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.52	8.42	10.60	8.49	10.66	8.54	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70	10.93	8.76		
Module Efficiency(%)	19.6		19.8		20.0		20.2		20.5		20.7		20.9			

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
467	49.4	12.09	41.2	11.34	5%
490	49.4	12.67	41.2	11.88	10%
512	49.5	13.24	41.3	12.42	15%
534	49.5	13.82	41.3	12.96	20%
556	49.5	14.40	41.3	13.50	25%

Temperature Ratings (STC)		Mechanical Loading	
Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C	Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C	Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C	Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawfull documentation duly signed by both parties.

20200401V11

Figura 3.7 – Hoja de Datos – Panel Solar



3.2 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con inversores marca SunGrow, modelo SG250HX. Los inversores son de 250/225/200 kVA (@30°/45°/50°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.8.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 3.8 – Hoja de Datos – Inversor

Se aprecia en la Figura 3.9 , que el máximo consumo de potencia en operación es de 196 W en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.



C	Efficiency	
1	Max Efficiency	99.00%
2	Euro Efficiency	98.70%
3	Internal Consumption	196W at full power
4	Night/Standby consumption	<2W

Figura 3.9 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.10 y Figura 3.11.

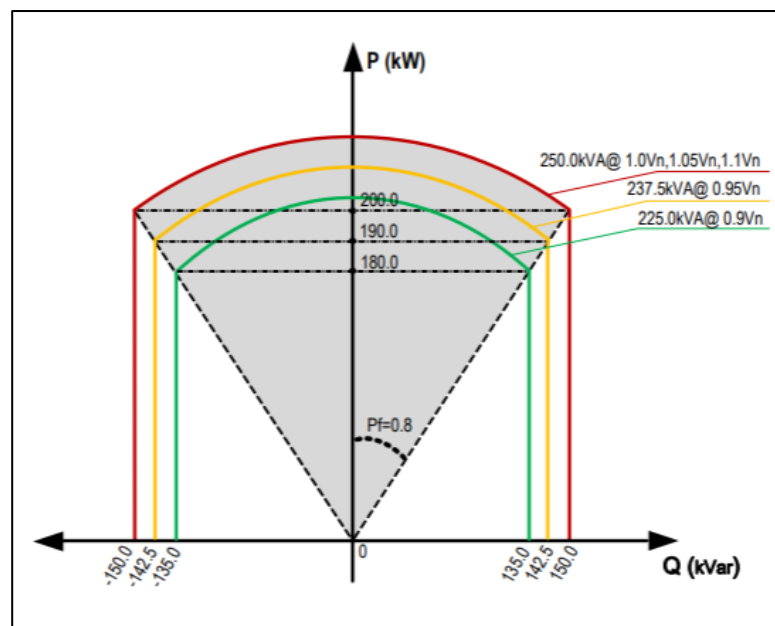


Figura 3.10 – Curva de capacidad del inversor PF mode

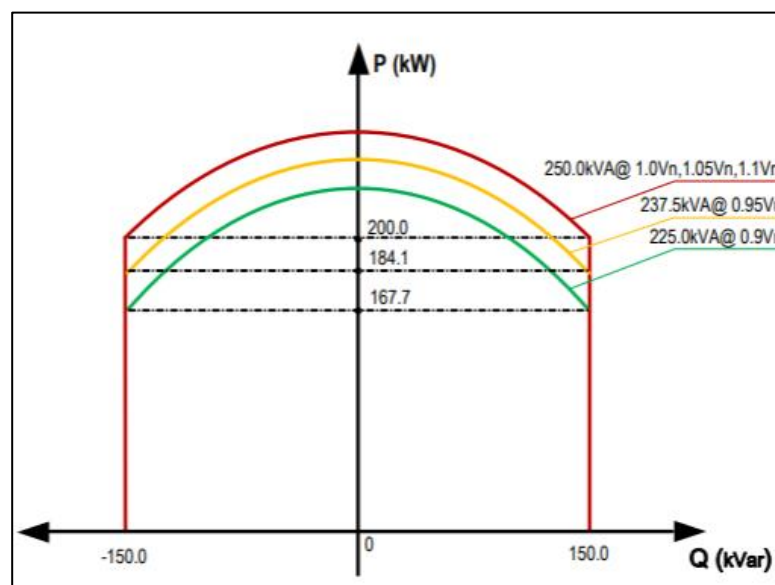


Figura 3.11 – Curva de capacidad del inversor – Q(t) mode



3.1 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con transformadores de bloque de tres devanados que permiten la interconexión de dos inversores. Su relación de transformación es de 0.8-08/33 kV y de 6.3 MVA de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.1.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	6.3 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.8-0.8 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia	6.96%
Pérdidas en carga	44 kW
Pérdidas en vacío	5.4 kW

Tabla 3.1 - Datos de los transformadores de bloque



3.2 Datos de los transformadores de SSAA

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con un transformador para consumos auxiliares de potencia nominal 500 kVA según método de enfriamiento ONAN para la Etapa 1. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.380 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	500 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.380 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia	4%
Pérdidas en vacío	0.85 kW
Pérdidas en carga	5.59 kW

Tabla 3.2 - Datos del transformador de SSAA



3.3 Datos de los transformadores de poder

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con dos transformadores de poder de potencia nominal 176 MVA según método de enfriamiento ONAN y potencia nominal 220 MVA según método de enfriamiento ONAF para la Etapa 1. Estos transformadores cuentan con dos devanados de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	176/220 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11d11
Impedancia	13.87%
Pérdidas en vacío	72.54 kW
Pérdidas en carga	575.25 kW

Tabla 3.3 - Datos del transformador de poder



3.4 Datos de consumos de SSAA de planta

Se presenta a continuación el detalle de consumos auxiliares del parque a través de la documentación "GRE.EEC.C.99.CL.P.12117.09.(001/002).03_MC Estimación SSAA CA_ifc".

Tipo de Carga	[kVA]
Esenciales	122.12
No Esenciales	216.11
Total sin reserva	338.2

Tabla 3.4 - Dimensionamiento de los SSAA AC

Tipo de Carga	[kW]
Permanentes	12.466
No Permanentes	2.160
Momentáneas	10.800

Tabla 3.5 - Dimensionamiento de los SSAA DC

Se aprecia a través de la Tabla 3.4 y Tabla 3.5 un consumo total de 134.586 kW correspondiente a las cargas esenciales y permanentes. A este valor se le suman los 5.59 kW correspondientes al valor de pérdidas en carga del transformador de servicios auxiliares, totalizando 140.176 kW.



4 DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

El Mínimo Técnico corresponde al menor valor de potencia activa bruta que el parque es capaz de mantener de manera estable.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo**

Para cada una de las pruebas de Mínimo Técnico realizadas, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Central	Potencia Bruta [MW]	Consumos propios [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Las Salinas	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la sumatoria de potencia bruta medida directamente en bornes de la unidad de generación con sus consumos propios.
- (2) **Potencia de SS. AA:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la SE Las Salinas.



4.1 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 9 de noviembre de 2023 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo, es decir, con los 24 inversores en funcionamiento. Para lograr esta condición se debe buscar el valor mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del parque con la totalidad de inversores en servicio.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de la potencia neta, inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Las Salinas, la cual posee un valor promedio de 1.03 MW. No fue posible consignar un valor menor de potencia neta debido a que los inversores comenzaban a fluctuar (ver anexo 6.1).

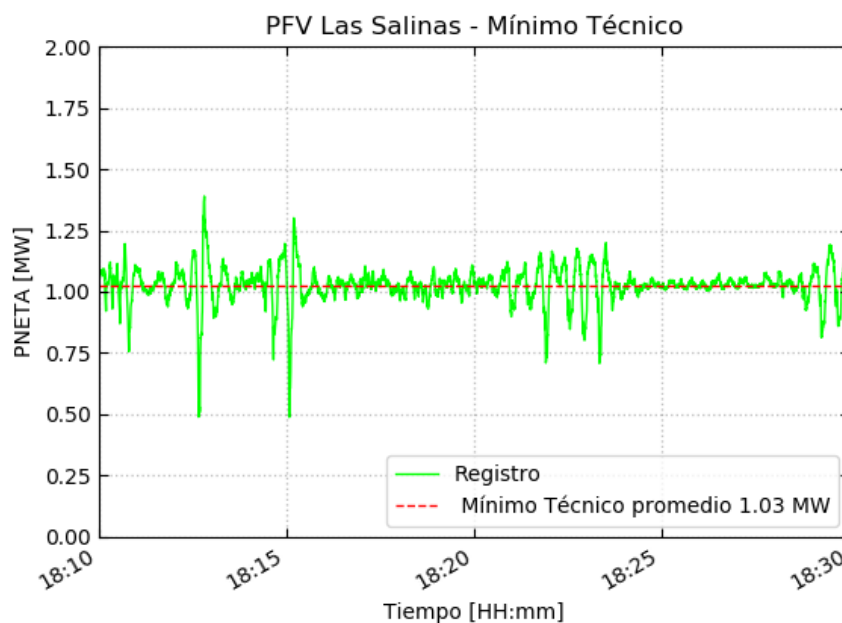


Figura 4.1 – Ensayo de Mínimo Técnico – PNETA



En la Figura 4.2 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de la potencia bruta, la cual posee un valor promedio de 1.6 MW.

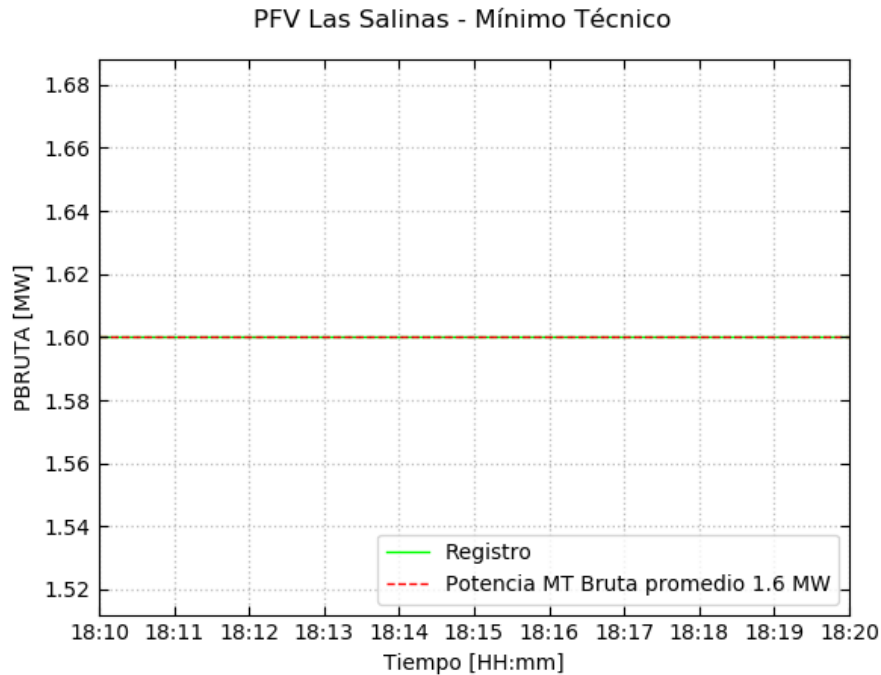


Figura 4.2 – Ensayo de Potencia Máxima – PBRUTA

4.2 Potencia Bruta

La medición de potencia de todos los inversores (PRUTA) presentada en la Figura 4.2 se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 0.196 kW según se observa en la Figura 3.9. El valor de Potencia Bruta se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = P_{BRUTA} + Consumos Propios$$

$$P_{bruta} = 1.6 \text{ MW} + 224 \times (0.196 \text{ kW}) = 1.6439 \text{ MW}$$



4.3 Potencia de Servicios Auxiliares

La potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores más los servicios auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.9, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 0.196 kW y en 2 W los inversores en estado standby. De igual manera es posible observar a través de la Tabla 3.4 y Tabla 3.5 la estimación de consumo de servicios auxiliares en el momento de los ensayos.

En base a los datos, se procede a calcular la Potencia de Servicios Auxiliares:

$$P_{SSAA} = N^{\circ}INV \times Consumos \ Propios + P_{tr,SSAA}$$

Donde,

$$P_{tr,SSAA} = P_{SSAA,AC} + P_{SSAA,DC} + P_{tr,SSAA}$$

$$P_{tr,SSAA,ens} = 122.12 \text{ kW} + 12.466 \text{ kW} + 5.59 \text{ kW} = 140.176 \text{ kW}$$

Por lo tanto,

$$P_{SSAA} = 224 \times 0.196 \text{ kW} + 140.176 \text{ kW} = 184.08 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.1841 \text{ MW}$$



4.4 Potencia de Pérdidas en la Central

La potencia de Pérdidas en la central corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión que considera los circuitos colectores, transformadores de bloque y líneas de vinculación.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia bruta abastecida por cada uno de los inversores del parque y la Potencia Neta Medida (P_{Neta} , Ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el valor de potencia de servicios auxiliares calculados en 0.1841 MW

$$P_{perd,central} = P_{bruta} - P_{SSAA} - P_{Neta}$$

$$P_{perd,central} = 1.6439 \text{ MW} - 0.1841 \text{ MW} - 1.03 \text{ MW} = 0.4298 \text{ MW}$$

4.5 Potencia Neta

La potencia Neta corresponde a la potencia inyectada a SE Las Salinas. En este caso se obtiene un valor de Potencia Neta de 1.03 MW, considerando la operación de todos los inversores.

$$P_{Neta,med} = 1.0300 \text{ MW}$$

4.5.1 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Las Salinas	1.6439	0.1841	0.4298	1.0300

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Las Salinas – Resumen de Cálculos



5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta de 1.6439 MW resultando en una inyección de 1.0300 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Las Salinas	1.6439	0.1841	0.4298 ¹	1.0300

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Las Salinas

¹ Desglosado en 145.08 kW de pérdidas en los transformadores principales ($P_{tr,princ,TOTAL} = 2 \times P_{tr,princ,TOTAL} = 2 \times 72.54 \text{ kW} = 145.08$) y 284.72 kW en la red de media tensión ($P_{red,MT} = P_{perd,central} - P_{tr,princ,TOTAL} = 429.8 \text{ kW} - 145.08 \text{ kW} = 284.72$)



6 ANEXOS

6.1 Registros de prueba de MT inestable

En la presente sección se muestra un registro de operación de la instalación considerando una consigna de potencia neta de 0.9 MW. Se aprecia que la operación no es estable y se debe a la entrada y salida de servicio recurrente de inversores.

Esta condición se mantiene durante aproximadamente 10 minutos y se muestra que la operación tiende a la inestabilidad.

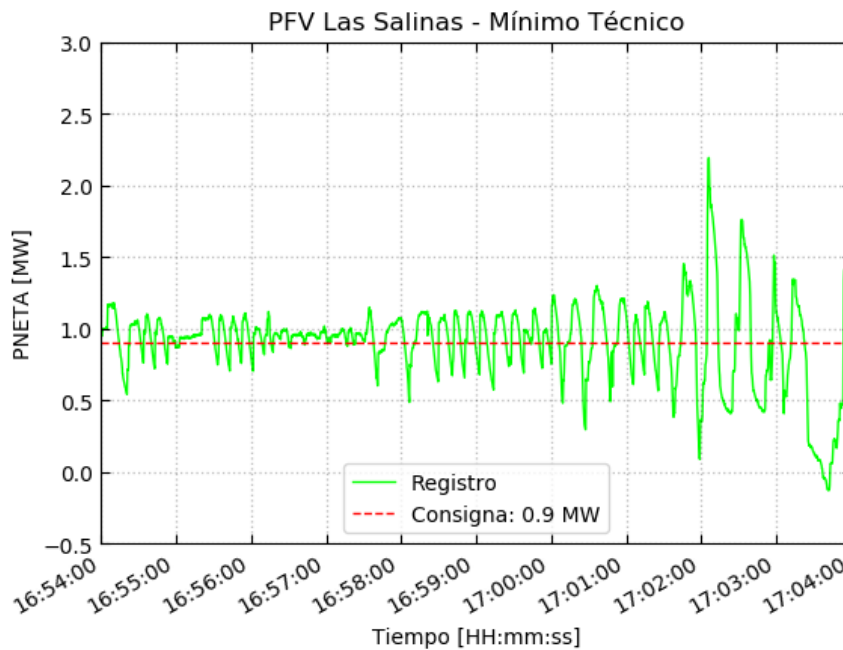


Figura 6.1 – Registro de operación inestable



6.2 Paneles solares



Figura 6.2 – Hoja de datos del panel solar – Valores nominales



6.3 Inversor

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 6.3 – Hoja de datos de inversor



6.4 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
<p>Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.</p>			
Instrumento	Número de serie:	Última Calibración	
Adquisidor MEDIUN 8CH	EE-EQ-2015-0794	10/05/2023	
<p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p>			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Próxima calibración
OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/10/2021	29/10/2024
Fecha de evaluación: 10/5/2023 Certificado número: EE-CI-2023-0608		Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning			



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



ESTUDIOS ELECTRICOS

Estudios Eléctricos declara que el instrumento:

Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración
JANITZA UMG 512 Pro	4201/5361	9/5/2023

Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.

Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:

Instrumento Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Próxima calibración
Valija de Inyección OMICRON CMC 256-6	JG677S	29/10/2021	29/10/2024

Fecha de evaluación: 9/5/2023
Certificado número: EE-CI-2023-0604

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.