



Cliente : Grenergy
País : CHILE
Proyecto : EEMT-2023-347-545
Revisión : B
Fecha : 17/07/2024

Informe de Potencia Máxima
Parque Solar Tamango



www.estudios-electromagneticos.com



Se elabora el siguiente documento por parte de Estudios Electromagnéticos para Greenergy Renovables, ante consultas técnicas comunicarse con:

Sebastian Fredes

Ingeniera de Ensayos

sebastian.fredes@estudios-electromagneticos.com

Pablo Amoedo

Ingeniero de Ensayos

pablo.amoedo@estudios-electromagneticos.com

Cristian Albistur

Director de Estudios

cristian.albistur@estudios-electromagneticos.com

www.estudios-electromagneticos.com

Fecha	Rev.	Obs.	Preparó	Revisó	Aprobó
17/07/2024	A	Para revisión interna	SF	PA	CA
18/07/2024	A	Corrección a comentarios de Greenergy	SF	PA	CA

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	VISITA A SITIO.....	4
2.1	Fecha y personal involucrado	4
2.2	Equipamiento utilizado.....	4
3	DATOS DE LA PLANTA.....	5
3.1	Diagramas unifilares	5
3.2	Datos de los paneles fotovoltaicos.....	5
3.3	Inversores fotovoltaicos	11
3.4	Transformador de bloque.....	16
3.5	Transformador principal.....	17
3.6	Control conjunto de planta (PPC, <i>power plant controller</i>)	17
3.6.1	Descripción.....	17
3.6.2	Filosofía de operación	20
3.7	Servicios auxiliares.....	21
3.7.1	Parque fotovoltaico Tamango y Subestación Tamango	21
3.7.2	Inversores fotovoltaicos	23
4	ENSAYOS EN SITIO	24
4.1	Mediciones realizadas	24
4.2	Metodología de la prueba	24
4.3	Tendencias registradas	25
4.4	Cálculo de potencia máxima según condición por irradiación.....	26
4.5	Estimación de pérdidas y potencia activa bruta.....	29
5	RESUMEN DE RESULTADOS.....	31
6	ANEXOS	32
6.1	Certificado de calibración de analizador de redes Hioki PQ3100	32
6.2	Registro histórico de valores máximos por inversor	33
6.3	Registro de prueba de potencia máxima.....	34
6.4	Diagrama unifilar de media tensión (23kV).....	35
6.5	Diagrama unifilar de celdas de media tensión y alta tensión (66kV)	36

1 INTRODUCCIÓN

El presente reporte sirve como informe para la determinación de los parámetros de potencia máxima del parque solar Tamango. Los lineamientos para la redacción del presente informe, así como la ejecución de las actividades realizadas en sitio, son tomados del documento "Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras", emitido por el CEN¹.

El PS Tamango, emplazado en la comuna de Retiro (Chile), es una instalación de generación fotovoltaica con potencia declarada de 40MW en el punto de interconexión. La planta está compuesta por 28 inversores fotovoltaicos, fabricados por Ingeteam, modelo Ingecon SUN 1640TL B630. La potencia nominal de los mismos es de 1637kVA (@ 30°C, 1000 m.s.n.m.), siendo su tensión de salida nominal 630V (línea-línea).

Los inversores fotovoltaicos del parque solar Tamango se conectan a los devanados de baja tensión de los transformadores de bloque. Se tratan de transformadores de tres arrollamientos, cuyas especificaciones son 23kV/0.63kV/0.63kV, 6,560MVA/3,280MVA/3,280MVA, 50Hz, grupo de conexión Dy11d0. Cada uno de los arrollamientos de 630V del transformador es conectado a dos inversores fotovoltaicos. Así, cada cabina o centro de transformación está compuesta por un transformador de bloque de 6,560 MVA y cuatro inversores fotovoltaicos, los que totalizan una potencia aparente de 6,548 MVA. El parque solar cuenta con un total de siete centros de transformación distribuidos a lo largo de tres alimentadores.

Una red de media tensión, en nivel de 23kV, colecta la energía generada por el parque solar. La vinculación con el sistema eléctrico nacional se logra por medio de un único transformador principal de dos arrollamientos, cuyas especificaciones son 66kV/23kV, 58MVA, 50Hz, grupo de conexión YNd11.

El punto de interconexión se asume en los devanados de alta tensión del transformador principal, a nivel de 66kV.

¹ Disponible en internet: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/PRUEBAS-DE-POTENCIA-M%C3%81XIMA-EN-UNIDADES-GENERADORAS.pdf>

2 VISITA A SITIO

2.1 Fecha y personal involucrado

La Tabla 2-1 lista la fecha de los ensayos y el personal de Estudios Electromagnéticos afectado a la ejecución de las tareas en sitio.

Personal	Fecha	Actividades
P. Amoedo / S. Fredes	3 a 5 de julio de 2024	Ensayos de parámetros operacionales y VMD

Tabla 2-1: Cronograma de actividades realizadas en el parque solar Tamango.

2.2 Equipamiento utilizado

A continuación, se lista el instrumental utilizado para la ejecución de los ensayos. El certificado de calibración vigente del analizador se detalla en el anexo 6.1.

Ítem	Tipo	Fabricante	Modelo
1	Analizador de redes	Hioki	PQ3100
2	Sonda de corriente secundaria	Hioki	CT7126
3	Sonda de corriente	Hioki	CT7045

Tabla 2-2: Instrumental utilizado para la ejecución de los ensayos en sitio.

Las variables eléctricas medidas pueden, en ciertos casos, ser complementadas con la información provista por el SCADA del parque.

3 DATOS DE LA PLANTA

Los datos de la planta provistos en la introducción (sección 1) son complementados con la información que se presenta en las próximas secciones.

3.1 Diagramas unifilares

Por la extensión de los planos, los diagramas unifilares de la instalación se presentan separadamente en dos partes:

- Diagrama unifilar de media tensión (23kV), en el anexo 6.4, Fig. 6-3. Este plano muestra la disposición de los distintos centros de transformación en el sistema colector. El parque solar Tamango cuenta con tres alimentadores de 23kV. El alimentador uno cuenta con cuatro inversores, en tanto los alimentadores dos y tres cuentan con doce inversores cada uno.
- Diagrama unifilar de alta tensión (66kV), en el anexo 6.5, Fig. 6-4 y Fig. 6-5. Estos planos detallan la disposición de las celdas de media tensión (23kV) y su interconexión con el transformador principal del parque (58MVA, 66kV/23kV) y la subestación elevadora Tamango.

El punto de interconexión del parque solar Tamango se corresponde con los terminales de alta tensión del transformador principal (66kV/23kV), a nivel de 66kV. Este punto se encuentra ubicado en la subestación elevadora Tamango. La medición de potencia neta se lleva a cabo en dicho punto de medición.

3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

El parque fotovoltaico Tamango cuenta con dos tipos de paneles fotovoltaicos:

- Trina Solar, de 655 y 660W, de tipo bifacial.
- Canadian Solar, de 655 y 660W, de tipo bifacial.

La hoja de especificaciones para los paneles Trina Solar se muestran en la Fig. 3-1 y Fig. 3-2, mientras que las de los paneles Canadian Solar se presentan en la Fig. 3-3 y Fig. 3-4.

La distribución de los paneles fotovoltaicos se detalla a continuación:

- Un string se compone de 30 paneles fotovoltaicos.
- Cada caja se compone de 8 o 10 strings.
- Cada inversor se compone de 9 cajas.

El parque totaliza 42.240 paneles de 655W y 31.560 paneles de 660W. La distribución de fabricantes es homogénea, existiendo un 50% de paneles fabricados por Canadian Solar y el restante 50% por Trina Solar. La potencia de corriente continua (bajo condiciones STC) totaliza 48,4968 MW.

Mono Multi Solutions

Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C-20

POWER RANGE: 640-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

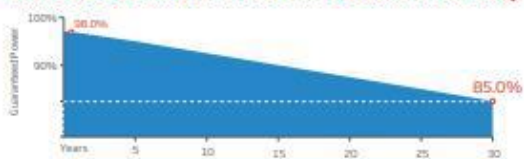
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



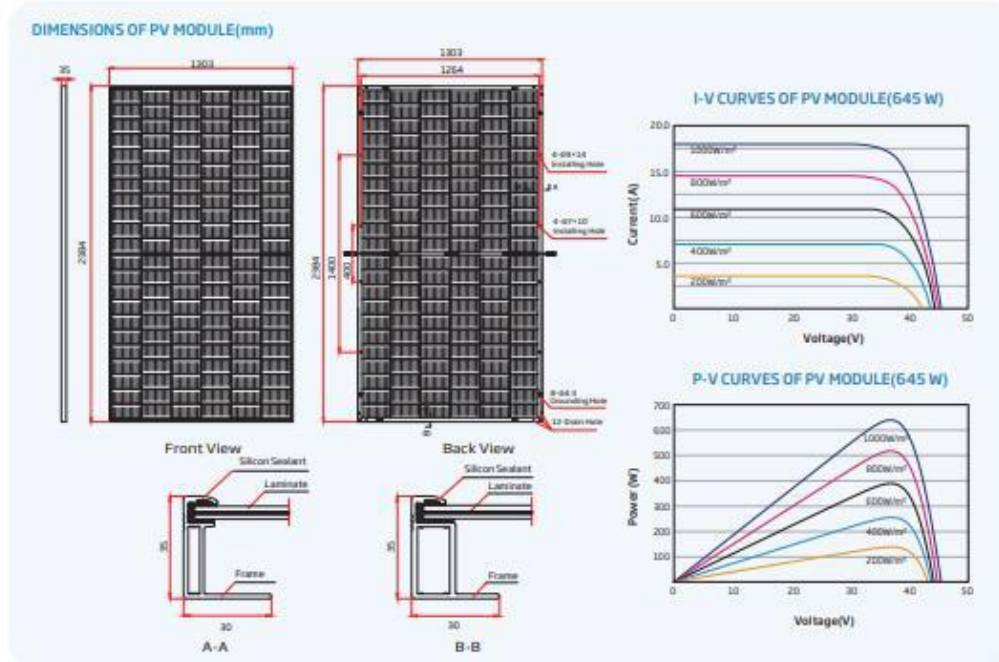
Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14054: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trina solar

Fig. 3-1: Hoja de datos del panel fotovoltaico Trina Solar.



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	640	645	650	655	660	665
Power Tolerance-Pmax (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-Imp (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency-ηm (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±0.5%

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power-Pmax (Wp)	625	630	635	640	645	650
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-Imp (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-Voc (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-Isc (A)	19.54	19.59	19.63	19.68	19.74	19.79

Irradiance ratio (rear/front): 10%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-Pmax (Wp)	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-Imp (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.15
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-Isc (A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 1000W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*35mm (93.86*51.30*1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0mm (0.08 inches), High Transmittance, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 280/280mm (11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to the approval label for the specific connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (112°F)
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 32 pieces
Modules per 40' container: 527 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2021 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2021_A

www.trinasolar.com

Fig. 3-2: Hoja de datos del panel fotovoltaico Trina Solar (continuación).







FRONT BACK

BiHiKu7

BIFACIAL MONO PERC
640 W ~ 670 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MB-AG

MORE POWER

-  Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way









* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

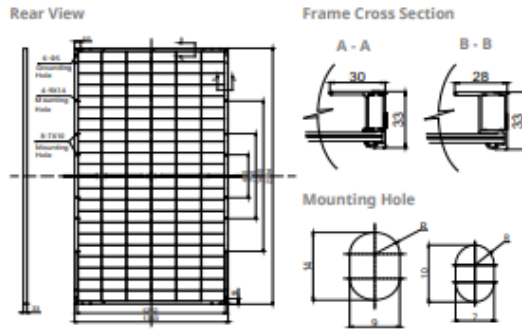
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

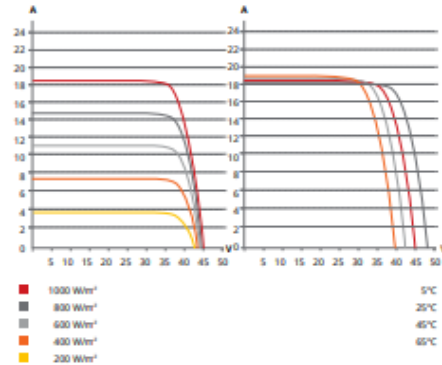
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Fig. 3-3: Hoja de datos del panel fotovoltaico Canadian Solar.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})	Module Efficiency
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5% 672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10% 704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20% 768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5% 677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10% 710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20% 774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5% 683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10% 715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20% 780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5% 688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10% 721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20% 786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5% 693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10% 726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20% 792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
Bifacial Gain**	5% 698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10% 732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20% 798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%
Bifacial Gain**	5% 704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10% 737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20% 804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $\frac{P_{max,back}}{P_{max,front}}$ both $P_{max,back}$ and $P_{max,front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: $\pm 5\%$

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (P _{max})	Opt. Operating Voltage (V _{mp})	Opt. Operating Current (I _{mp})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Short Circuit Current (I _{sc})
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 462 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Fig. 3-4: Hoja de datos del panel fotovoltaico Canadian Solar (continuación).

3.3 Inversores fotovoltaicos

La planta está compuesta por 28 inversores fotovoltaicos, fabricados por Ingeteam, modelo Ingecon SUN 1640TL B630. La potencia nominal de los mismos es de 1637kVA (@ 30°C, 1000 m.s.n.m.), siendo su tensión de salida nominal 630V (línea-línea).

Los inversores se agrupan de a cuatro por cada centro de transformación. En cada centro de transformación existe un transformador de bloque (6.56MVA, 23kV/0.63kV/0.63kV) de doble bobinado secundario. En cada bobinado secundario se conectan dos inversores. Una disposición simplificada de cada centro de transformación se muestra en la Fig. 3-5. Las especificaciones del transformador de bloque son presentadas en la sección 3.4.

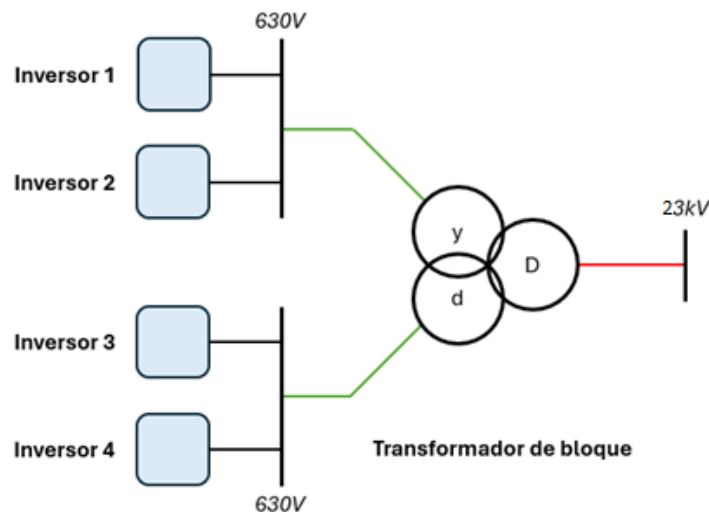


Fig. 3-5: Disposición simplificada de un centro de transformación.

La hoja de datos del inversor fotovoltaico se presenta en la Fig. 3-6, Fig. 3-7 y Fig. 3-8. La solución comercial ofrecida por Ingeteam es un inversor dual, compuesto por dos inversores de 1637kVA c/u. Su curva de capacidad, medida en sus terminales de salida (630V), se muestra en la Fig. 3-9. A partir de esta última es posible indicar que el rango de potencia bruta para la operación de estos inversores fotovoltaicos es la siguiente:

Parámetro	Valor
Potencia bruta mínima	0 kW
Potencia bruta máxima	1637 kW

Tabla 3-1: Rango de potencia bruta para el inversor Ingeteam.

INGECON

SUN

PowerMax Dual B Series
1,500 V_{dc}

**TRANSFORMERLESS
DUAL SOLUTION
WITH TWO B SERIES
INVERTERS**

Up to 3.6 MVA at 1500 V

Maximum power density

These PV central inverters feature more power per cubic foot. Thanks to the use of high-quality components, this inverter series performs at the highest possible level.

Latest generation electronics

The B Series inverters integrate an innovative control unit that runs faster and performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor. Furthermore, the hardware of the control unit allows some more accurate measurements and very reliable protections.

These inverters feature a low voltage ride-through capability and also a lower power consumption thanks to a more efficient power supply electronic board.

Integrated AC connections

The output connections are integrated into the same cabinet, facilitating close-coupled connection with the MV transformer, as well as maintenance and repair work.

Maximum protection

These PV inverters can guarantee the maximum protection thanks to their motorized DC switch to decouple the PV generator from the inverter.

Moreover, they are also supplied with a motorized AC circuit breaker. Optionally, they can be supplied with DC fuses, grounding kit and input current monitoring.

Maximum efficiency values

Through the use of innovative electronic conversion topologies, efficiency values of up to 98.9% can be achieved.

Enhanced functionality

This new INGECON® SUN PowerMax range features a revamped, improved enclosure which, together with its innovative air cooling system, makes it possible to increase the ambient operating temperature.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

Fig. 3-6: Hoja de datos del inversor Ingeteam 1640TL B630.

INGECON

SUN

PowerMax Dual B Series 1,500 Vdc

Long-lasting design

These inverters have been designed to guarantee a long life expectancy. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Grid support

The INGECON®SUN PowerMax B Series has been designed to comply with the grid connection requirements, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid. Moreover, they can operate in weak power grids with a low SCR.

Ease of maintenance

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

Easy to operate

The INGECON® SUN PowerMax inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

Monitoring and communication

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available for each inverter (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Low voltage ride-through capability.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, as it is air-cooled by a closed loop.

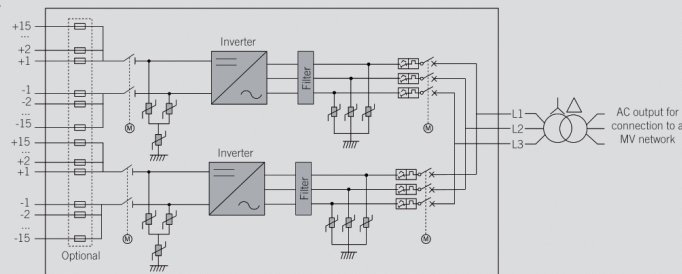
OPTIONAL ACCESSORIES

- Insulation failure AC.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the group currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Night time reactive power injection.
- Sand trap kit.
- Integrated DC combiner box.

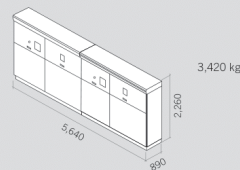
ADVANTAGES OF THE B SERIES

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares.
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.

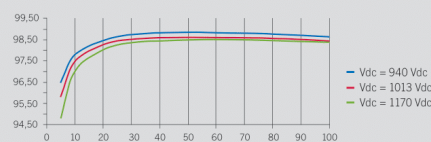
PowerMax B Series



Size and weight (mm and kg)



Efficiency DUAL INGECON® SUN 1690TL B650



Ingeteam

Fig. 3-7: Hoja de datos del inversor Ingeteam 1640TL B630 (continuación).

Ingeteam

pág. 14

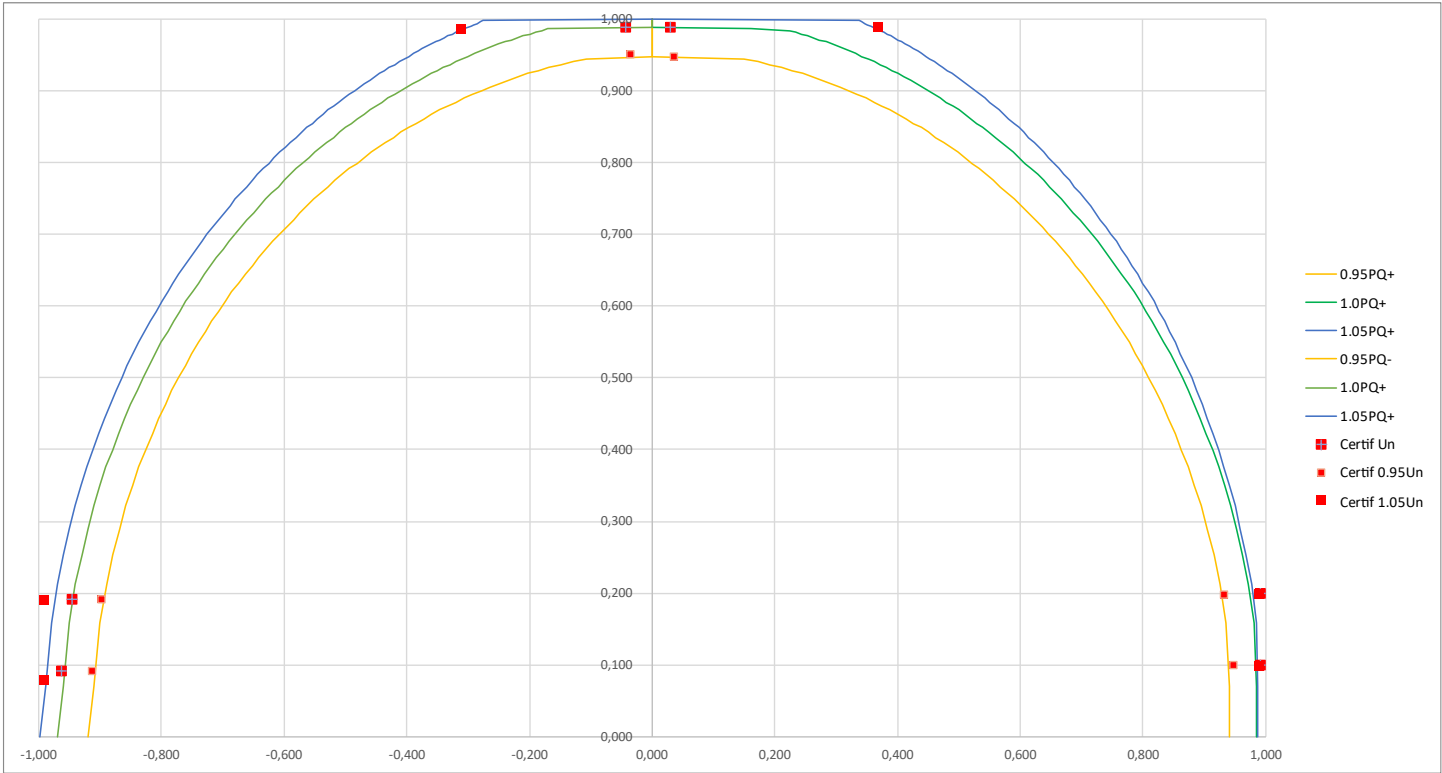


Fig. 3-9: Curva de capacidad de los inversores Ingeteam 1640TL B630.

3.4 Transformador de bloque

La Fig. 3-10 muestra la hoja de datos del transformador de bloque. El parque solar Tamango cuenta con siete centros de transformación, en el que en cada uno de ellos se encuentra dispuesto un transformador bloque.

		Transformer Technical Data Sheet		Date: 5.10.2022	
				Tender No: 22/4375	
				Rev. No: 00	
Project Name :		Order Code :			
General Characteristics					
1.	Type of Product	:	Hermetically Sealed		
2.	Tank Type	:	Corrugated walls		
3.	Applied Standard/s	:	IEC 60076		
			6560 kVA @ 35 °C		
			6330 kVA @ 40 °C		
			6120 kVA @ 45 °C		
5.	No-Load Rated Voltages (HV/LV)	:	23 / 0,63-0,63		kV
6.	Voltage Tapping (@ HV)	:	5 taps; 23 kV; (+2, -2) x 2,5 %		Off-load
7.	Vector Group	:	Dy11d0		
8.	Conductor Material (HV/LV)	:	Aluminum / Aluminum		
9.	Rated Frequency	:	50 Hz		
10.	Number of Phase	:	3 phase		
11.	Ambient Temperature	:	-25 / 35		°C
12.	Winding / Oil Temperature Rise Limits	:	70 / 65		K
13.	Cooling method	:	ONAN		
14.	Operation duty	:	Solar duty		
15.	Altitude	:	≤ 1000 m		
16.	Oil details	Mineral oil :	Shell Diala S4 ZX-I or Equiv.		
17.	Surface Protection & Outer Colour	Acc. to ISO 12944-5 :	C4H & RAL 7035		
Test Voltage Levels * Acc. to IEC 60076-3					
		Um (kV)	Full Wave Lightning Impulse Withstand LI (kV)	Applied Voltage AC Withstand AV (kV)	
18.	HV side	≤ 24	195	70	
19.	LV side	≤ 3,6	40	10	
Bushing Types & Terminations					
		Standard & Type		Placement & Protection Class	
20.	HV side	EN	Plug-in	On the cover	without cable box
21.	LV side	EN	Busbar Bushing	On the cover	without cable box
Guaranteed Values					
22.	No-Load Losses (Po)	:	6550		Watt
23.	Load Losses @ 75 °C & Nom. Pos. (Pk)	:	58950		Watt
24.	Short Circuit Impedance @ 75 °C & Nom. Pos. (Uk)	:	7		%
26.	Noise Level (Sound Power) (LWA)	:	81		dB (A)
27.	Short Circuit withstand Duration (tsc)	:	2		s

* Note : Tolerances will be applied on guaranteed values according to IEC 60076.

Fig. 3-10: Hoja de datos del transformador de bloque.

3.5 Transformador principal

La Fig. 3-11 muestra los datos de placa del transformador principal del parque solar Tamango.



Transformador de potencia sumergido en líquido																				
Transformador Tipo		TDSN7849D		N° Serie		V176001		Año de fabricación		2023	Norma		IEC60076							
Potencia nominal		58MVA		Frecuencia nominal		50Hz		Pérdida sin carga		23.41		kW		Duración del cortocircuito		3 s				
Símbolo de conexión		YNd11		Fase No.		3		Corriente sin carga		0.050		%		Método de enfriamiento						
Pos.	Voltaje (V)			Corriente(A) @58MVA			Impedancia(%)		Pérdida de carga(kW)		ONAN/ONAF1/ONAF2(69.0%/86.2%/100%)									
-	AT		BT	AT		BT	AT-BT@50MVA		AT-BT@50MVA		Peso del aceite de aislamiento					12.3 t				
1	72600		23000	461.2		1455.9	13.07		282.58		Peso del núcleo y la bobina					31.5t				
11	66000		23000	507.4		1455.9	12.34		286.13		Peso de transporte con aceite					48.9t				
21	59400		23000	563.7		1455.9	11.94		354.65		Peso total					62.5t				
Nivel de aislamiento (kV)				HV / HVN / LV				LI325 AC140 / LI95 AC38 / LI145 AC50				Tipo de líquido aislante				China Petro 45U				
Potencia máxima de cortocircuito del sistema						HV/LV 5000MVA/1500MVA						Máx. temperatura ambiente				40°C				
Tipo de conmutador						VMS III 650Y-72.5/C-12233W						Máx. elevación de temperatura de aceite				60K				
Zero-sequence impedance(%)								13.68				Aumento de temperatura del promedio de bobinado						65K		
Tanque de aceite y tanque de almacenamiento completamente vacío												Hottest spot of winding						78K		

Fig. 3-11: Datos de placa del transformador principal del parque fotovoltaico Tamango.

3.6 Control conjunto de planta (PPC, power plant controller)

3.6.1 Descripción

El control conjunto de planta es un desarrollo de la empresa Ingeteam, modelo Ingecon Sun, versión Standard. Un diagrama esquemático del mismo se muestra en la Fig. 3-12, mientras que sus especificaciones generales pueden encontrarse en la Fig. 3-13.

Este controlador recibe, por medio de los transformadores de medición emplazados en el punto de interconexión, los valores secundarios de tensión y corriente necesarios para el cómputo de las distintas variables eléctricas de interés. Estas mediciones sirven como retroalimentación o *feedback* para la implementación de los distintos sistemas de control a lazo cerrado que ofrece el equipo.

El PPC cuenta con dos sistemas de control para la interconexión del parque con la red eléctrica:

- Un controlador de potencia activa.
- Un controlador de potencia reactiva.

En lo que respecta a la potencia activa, el operador de la planta consigna un valor de potencia (en MW) que normalmente es indicado por su Centro de Control o de Despacho. Ante condiciones de irradiación solar suficiente, el PPC limita la potencia activa generada al valor consignado por el operador. Si la irradiación solar fuese reducida², los inversores fotovoltaicos operan realizando MPPT (*maximum power point tracking*), alcanzando la máxima potencia según las condiciones actuales de irradiación.

El control de potencia activa se complementa con un sistema de control de frecuencia, que permite aumentar o reducir la potencia activa generada por la planta ante variaciones de la frecuencia de la red.

En cuanto al control de potencia reactiva, el operador cuenta con tres modos de operación como alternativa (sólo puede encontrarse operativo uno de ellos):

- Potencia reactiva.
- Factor de potencia.
- Tensión.

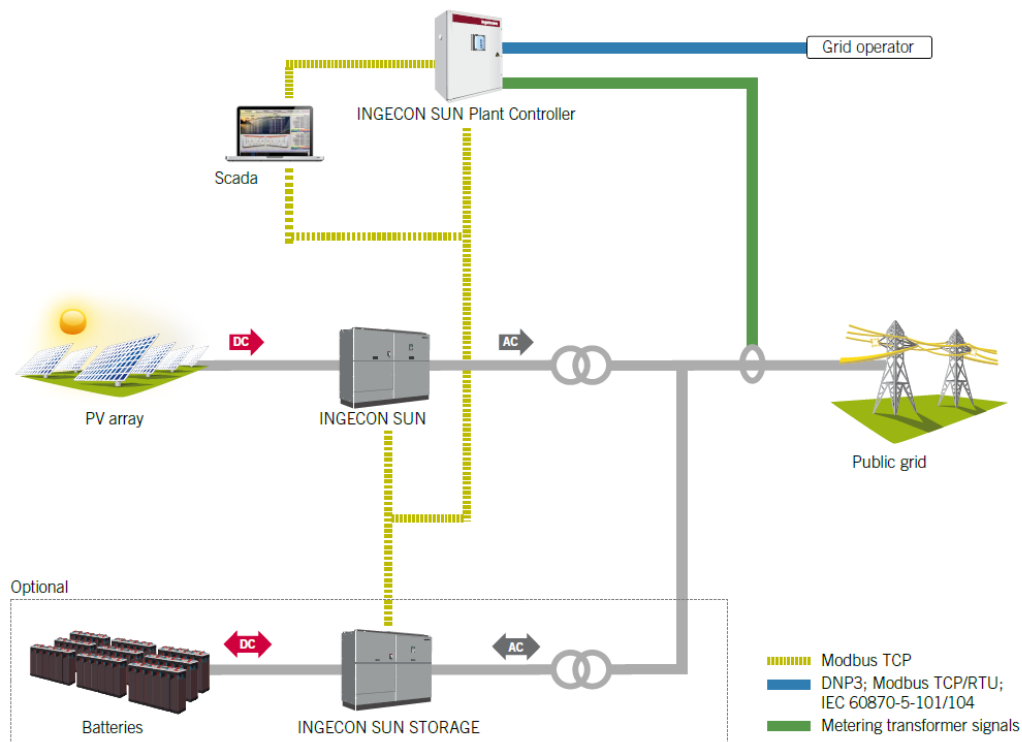


Fig. 3-12: Diagrama esquemático de la operación del PPC instalado en el PS Tamango.

² Es decir, una condición de irradiación tal que los inversores no pueden alcanzar el valor de potencia activa consignado por el operador.

	Standard version		Premium version
Power Analyzer			
Energy metering accuracy	0.5 s / 0.2 s / 0.2 s		
Voltage metering accuracy	0.2% / 0.1% / 0.1%		
Current metering accuracy	0.2% / 0.2% / 0.1%		
Frequency metering accuracy	10 mHz ⁽¹⁾		
Power metering accuracy	0.5% / 0.2% / 0.2%		
THD metering accuracy	Class 0.5 s		
Voltage and current harmonics metering	1..40 / 1..63 / 1..63		
Input voltage metering range	0..480 V @50 Hz / 0..347 V @60 Hz		
Input current metering range	0..5 A		
Other measurements	Unbalances / Rotation sequence / Positive, negative and homopolar sequences		
Production quality registration (PQ)	Optional		
Redundancy	Optional		
Power Supply			
Voltage supply	85 Vac...264 Vac, 50 Hz..60 Hz		
Typical consumption ⁽²⁾	75 W	225 W	
Maximum consumption ⁽²⁾	90 W	270 W	
UPS capacity ⁽³⁾	15 Wh / 288 Wh		
Redundancy	Optional		
Communication			
Standard protocols	Modbus / TCP (client and server), FTP (client and server), NTP (client and server)		
Compatible protocols	Modbus / RTU (Master and slave), 101 (Slave), 104 (Slave), DNP3 (Slave), OPC UA (Server)		
Outer connectivity	10 / 100BaseT(X), 100BaseFX with patch panels		
Managed communication	Optional	Yes, with SNMP v1/2/3, VLAN, DHCP, Flow control, NTP, MAC filter	
Redundancy	Optional		
Compatibility			
Inverters	IS 3Play, IS PowerMax, ISS PowerMax		
Utilities	Main industry protocols		
Batteries	Main manufacturers		
SCADA	Main industry protocols		
Reactive power compensation systems	Modbus or hard-wired interface		
On-line Tap Changer	Modbus or hard-wired interface		
Weather Stations	Modbus interface		
O&M Functions			
Datalogger	4 GB Compact Flash memory		
Equipment start up / stop	General start up or stop of the inverters, BESS and capacitor banks		
Power plant surveillance	Monitoring of the status of every single element inside the plant		
Others	Web server		
CPU			
Typical processing time	< 10 ms		
Clock	Internal RTC synchronizable through NTP		
Surveillance system	Watchdog, working times surveillance, CPU temperature and input/output status		
Redundancy	Optional		
General Data			
Dimensions (H/W/D)	1,005 / 860 / 360 mm	2,000 / 800 / 800 mm	
Weight ⁽²⁾	120 kg	460 kg	
Protection class	IP65		
Impact resistance	IK10		
Overvoltage protection	Type 2		
Installation	Wall	Ground	
Operating temperature	-20 to 50 °C / -4 to 122 °F		
Storage temperature	-25 to 60 °C / -13 to 140 °F		
Relative humidity (non-condensing)	10 - 90%		
Maximum altitude ⁽⁴⁾	2,000 m		
Marking	CE		
Standards	IEC 61000-4-30, IEC 62586-1, IEC 61131-3, IEC 60204-1, IEC 61439		
Notes: ⁽¹⁾ For voltages greater than 30% of the nominal voltage ⁽²⁾ Values measured with the highest possible number of hardware elements inside ⁽³⁾ If the installation does not feature an energy storage system, the autonomy will be 2 seconds ⁽⁴⁾ For other configurations, please contact Ingeteam's solar sales department ⁽⁵⁾ For installations beyond the maximum altitude, please contact Ingeteam's solar sales department.			

Fig. 3-13: Especificaciones del PPC desarrollado por Ingeteam.

3.6.2 Filosofía de operación

La filosofía de operación de la planta a partir del PPC se detalla a continuación.

- El Centro de Despacho indica una consigna de potencia activa y/o reactiva al operador de la central. Esta consigna es indicada comúnmente en MW y/o MVar.
- El operador transcribe los valores indicados en su pantalla de control. Los valores ingresados se corresponden con los *setpoints* o referencias de los modos de control del PPC. Si fuese necesario, el operador puede modificar el modo de operación de potencia reactiva (siempre siguiendo las instrucciones establecidas por el Centro de Despacho).
- El sistema de control del PPC, en forma automática, comunica a los inversores las consignas individuales de potencia activa y reactiva de forma de alcanzar los valores consignados en el punto de interconexión.

La filosofía de operación de la planta es tal que el operador solamente debe transcribir los valores informados desde el Centro de Despacho en su pantalla de control.

En ningún momento es necesario, ya sea en forma manual o automática, encender y/o apagar inversores para alcanzar las referencias de potencia indicadas por el Centro de Despacho. La forma de operación convencional (o entiéndase también como diaria) supone la operación en servicio de todos los inversores que componen el parque bajo el control centralizado del PPC.

El operador, por medio de su pantalla de control, tiene la posibilidad de encender y/o apagar inversores en forma controlada. No obstante, debe entenderse que esta capacidad es a los efectos de poder llevar adelante tareas de mantenimiento sobre los inversores y/o los centros de transformación, no debiendo considerarse a la misma como una forma de operación convencional de la planta.

A partir de lo expresado en el último párrafo, es de importancia resaltar que los análisis, valores y tiempos calculados para los parámetros operacionales del parque solar Tamango en el presente informe se corresponden con su forma de operación convencional diaria: PPC en servicio con todas las unidades inversoras operativas y bajo su control centralizado.

3.7 Servicios auxiliares

3.7.1 Parque fotovoltaico Tamango y Subestación Tamango

Los servicios auxiliares de la planta fotovoltaica Tamango y la S/E Elevadora Tamango se toman de un transformador de servicios auxiliares 23kV/400V, 150kVA. Este transformador se alimenta desde una derivación en 23kV que se encuentra conectada a los devanados de media tensión del transformador principal 58MVA, 66kV/23kV.

Los consumos de servicios auxiliares son obtenidos mediante los medidores, marca SACI modelo AHM1, ubicados en el gabinete TDCA de la sala de control y protecciones. Uno de ellos mide los consumos de los servicios esenciales, mientras que el restante el de los servicios auxiliares no esenciales. El consumo total de los servicios auxiliares se logra por medio de la suma de los valores registrados por cada medidor.

Las Fig. 3-14 y Fig. 3-15 muestran el registro fotográfico en terreno de los valores medidos por dichos medidores. Los valores informados por los equipos son valores secundarios y deben ser referidos a valores primarios (léase, reales) por medio de la relación de transformación de sus transformadores de medición. Siendo:

- n_{PT} : relación de transformación del transformador de tensión = 1 (conexión directa).
- n_{CT} : relación de transformación del transformador de corriente = 200A/5A = 40.

La potencia, referida a valores primarios, resulta:

$$P_{Prim} = n_{PT} \cdot n_{CT} \cdot P_{Sec\ Medida}$$

Los valores resultantes para los servicios auxiliares se presentan en la Tabla 3-2. Estos valores reportados surgen de la suma de los valores reportados en la Fig. 3-14 y Fig. 3-15, afectados por la relación de transformación.

Consumo promedio de servicios auxiliares	
Tensión media	399 V
Potencia reactiva	3,316 kVAr
Potencia activa	10,164 kW

Tabla 3-2: Valor promedio de consumo de servicios auxiliares.



Fig. 3-14: Medidor servicios esenciales.



Fig. 3-15: Medidor servicios no esenciales.

3.7.2 Inversores fotovoltaicos

De acuerdo con lo informado por el fabricante Ingeteam en su hoja de datos (ver Fig. 3-8), los consumos de servicios auxiliares de un inversor dual 1640TL B630 son los siguientes:

Tipo de consumo	Potencia activa
Consumo de SS.AA. con inversor F/S u operación nocturna	180W
Consumo promedio de SS.AA. con inversor en operación	4kW

Tabla 3-3: Consumos de SS.AA. de inversores fotovoltaicos Ingeteam duales.

Estos valores corresponden a la combinación de dos inversores de 1637kVA c/u. Así, el consumo individual de un único inversor se obtiene dividiendo por dos a estos valores, arrojando consumos bajo condición de fuera de servicio y en operación de 90W y 2kW por inversor individual, respectivamente.

4 ENSAYOS EN SITIO

A continuación, se presentan los ensayos realizados sobre el parque fotovoltaico Tamango con el objetivo de determinar su potencia máxima.

4.1 Mediciones realizadas

La medición de las principales variables de la planta se realiza en el punto de interconexión del parque Tamango, en alta tensión (66kV). El instrumental utilizado corresponde al analizador de redes detallado en la Tabla 2-2, el cual se conecta a los lazos secundarios de los transformadores de potencial y corriente existentes en la subestación. La operación del parque se realiza desde el control conjunto de planta.

Variables de interés adicionales para el proceso de determinación de la potencia máxima de la planta, tales como irradiancia y temperatura ambiente, son también extraídas a partir del sistema SCADA.

4.2 Metodología de la prueba

La metodología de la prueba se basa en la operación centralizada del parque solar Tamango por medio de su control conjunto de planta. Para la determinación de la potencia máxima, se consigna el valor máximo de consigna de potencia activa en el punto de interconexión dado por el PPC. El rango de ajuste de dicha variable se encuentra especificado por la Tabla 4-1. Así, ésta especifica el rango de valores permitidos de potencia neta generada por el parque solar Tamango, medido en su punto de interconexión con el SEN (en la S/E Tamango, 66kV)

Parámetro	Valor [MW]
Ref. mínima de potencia activa del PPC	0,50
Ref. máxima de potencia activa del PPC	40,00

Tabla 4-1: Rango de ajuste de la consigna de potencia activa del parque solar Tamango.

De esta manera, la determinación de los parámetros asociados a la potencia máxima se calcula a partir de la operación del parque con consigna de potencia activa en 40MW (potencia activa liberada). En el hipotético caso que la irradiación solar sea tal que la potencia disponible supere este valor, el PPC se encargará de reducir la potencia de los inversores para no superar los 40MW establecidos (*curtailment*).

4.3 Tendencias registradas

La Fig. 4-1 constituyen las tendencias registradas durante la prueba de potencia máxima. Tal como se comentó en la sección 4.2, la prueba consiste en la operación del parque con su consigna de potencia activa a 40MW (siendo éste el máximo establecido en el control conjunto de planta).

La Fig. 4-1 muestra la potencia neta medida (en el punto de interconexión), irradiación solar y la temperatura ambiente en la misma escala temporal. El registro se inicia a las 12.20 hs del día 3 de julio y finaliza a las 16.55 hs del mismo día.

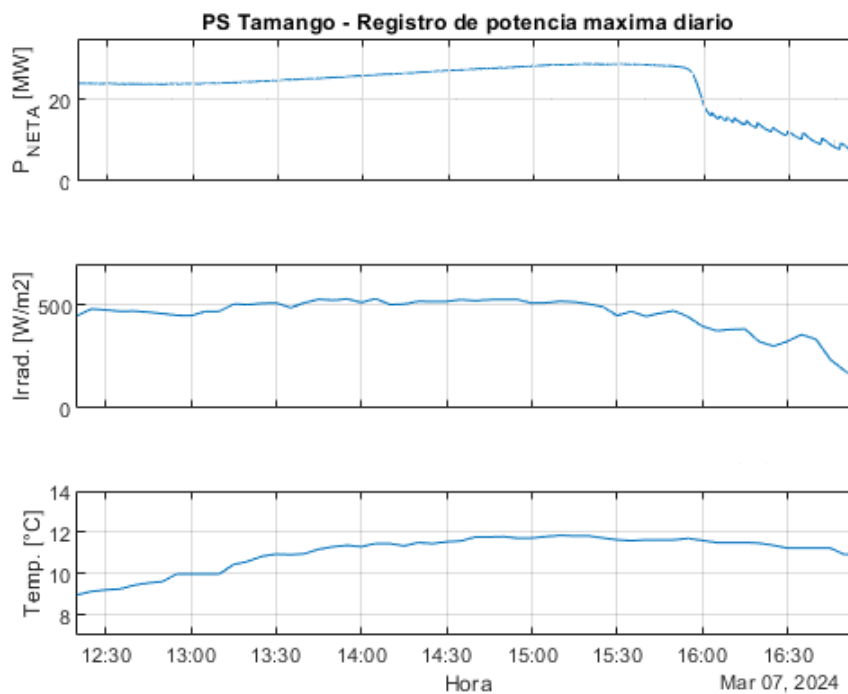


Fig. 4-1: Potencia activa neta medida en el punto de interconexión (66kV) durante las pruebas de potencia máxima.

La duración de las pruebas se extiende por un plazo de cuatros horas y medias consecutivas en los que las condiciones ambientales impiden alcanzar valores nominales de potencia activa. Los valores máximos de irradiación medidos llegan a 520W/m², lo cual representa aproximadamente un 50% de las condiciones STC³. Las bajas condiciones de irradiación son consecuencia de la cercanía de las fechas de los ensayos al solsticio de invierno. El día del ensayo presentó excelentes condiciones meteorológicas, con un día soleado y sin presencia de nubes en la zona del parque solar.

³ Standard Test Conditions: irradiación 1000W/m², AM 1.5, temp. ambiente 20°C.

4.4 Cálculo de potencia máxima según condición por irradiación

La fecha de ejecución de las pruebas de potencia máxima y el emplazamiento geográfico del parque solar Tamango imposibilitan la realización de las pruebas de potencia máxima bajo condiciones de irradiación adecuadas para un parque fotovoltaico.

A partir del registro diario se llevará a cabo un proceso de corrección de la potencia máxima del PS Tamango, en el que se utilizará el valor promedio de las variables en un intervalo de tiempo en el que las principales variables de interés muestren valores máximos con cierta constancia. El intervalo elegido a tal efecto tiene una longitud de treinta minutos, entre las 15.00 hs y 15.30 hs. La Fig. 4-2 muestra las tendencias correspondientes en dicho intervalo, así como también su valor promedio en línea roja de trazos. La Tabla 4-2 presenta los valores medios medidos en el intervalo de tiempo indicado.

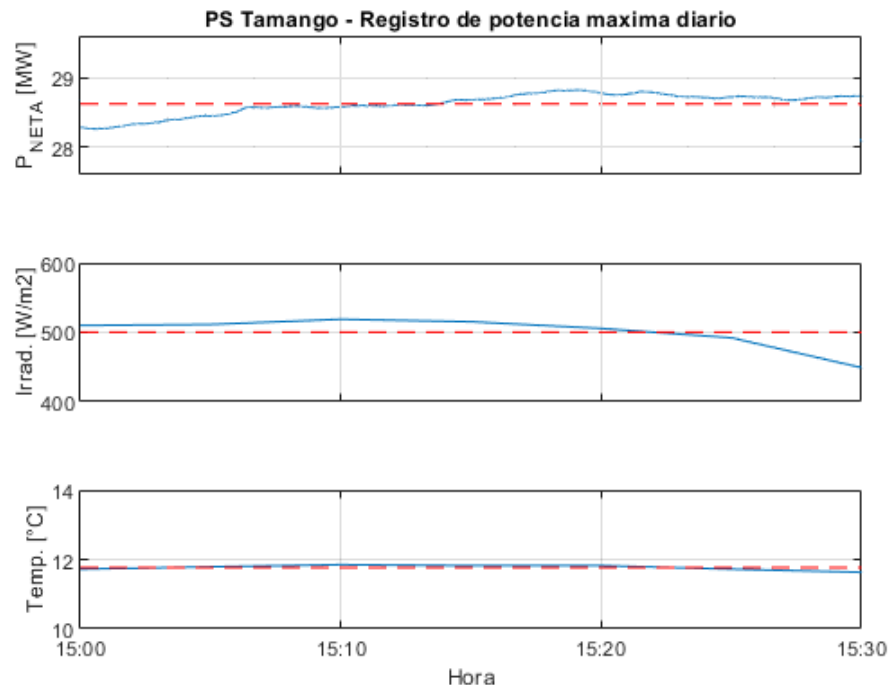


Fig. 4-2: Registro de potencia máxima para los cálculos de corrección del PS Tamango.

Parámetro	Valor
Potencia neta promedio	28,62 MW
Irradiación promedio	500,35 W/m ²
Temperatura ambiente promedio	11,8 °C

Tabla 4-2: Valores promedio alcanzados durante la prueba de potencia máxima.

La potencia activa neta medida puede referirse a condiciones de irradiancia estándar del lugar por medio de los valores registrados de irradiación solar. El análisis se realiza sobre el período de tiempo mostrado en la Fig. 4-2, y cuyos valores medios fueron resumidos en la Tabla 4-2.

El valor de potencia activa neto obtenido es referido a las condiciones de irradiación normalizada por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{Normalizada} = \frac{\lambda_{Normalizada}}{\lambda_{Medida}} P_{Max. Medida}$$

En donde las variables λ_{Medida} y $P_{Max. Medida}$ se ajustan de acuerdo con los valores medidos durante los ensayos, según la Tabla 4-2.

La variable $\lambda_{Normalizada}$ se calcula a partir del promedio resultante de la irradiación promedio para los meses de octubre, noviembre, diciembre (2023), enero, febrero y marzo (2024). En otras palabras, esta variable se ajusta de acuerdo con el valor promedio de la irradiación solar en los meses de primavera y verano pasados.

Los datos promedio de irradiación solar son extraídos del Ministerio de Medio Ambiente del Gobierno de Chile, específicamente de la Estación Meteorológica Parral, situada a 36 km del parque. La irradiación promedio corresponde al valor medio de la irradiación solar medida entre las 10 y 16 horas. Debe entenderse que los mismos son valores promedio, existiendo condiciones en los que la irradiación solar supere sus valores medios históricos, aumentando así la potencia disponible en el PS Tamango por encima de su potencia máxima calculada.

La Tabla 4-3 resume los valores históricos del último año en la estación meteorológica de Parral. De acuerdo con la asunción realizada para la variable $\lambda_{Normalizada}$, adoptada como el valor promedio para los meses de octubre a marzo, su valor resultante es de 784,38W/m².

Mes	Año	Irrad. prom. [W/m2]
Junio	2023	228,32
Julio	2023	266,44
Agosto	2023	372,37
Septiembre	2023	498,55
Octubre	2023	698,45
Noviembre	2023	804,62
Diciembre	2023	879,42
Enero	2024	906,62
Febrero	2024	753,22
Marzo	2024	663,96
Abril	2024	463,18
Mayo	2024	344,85

Tabla 4-3: Registro histórico de irradiación solar promedio (entre las 10 y 16hs) del último año en la estación meteorológica Parral.

En función de esto último, se obtiene que la potencia neta normalizada para el PS Tamango es:

$$P_{Normalizada} = \frac{\lambda_{Normalizada}}{\lambda_{Medida}} P_{Max. Medida} = \frac{784,38 \text{ W/m}^2}{500,35 \text{ W/m}^2} \cdot 28,62 \text{ MW} = 44,86 \text{ MW}$$

El valor estimado de $P_{Normalizada}$ supera el valor máximo permitido por el sistema de control, según la consigna máxima de potencia activa establecida en el punto de interconexión (40MW). Ante tal situación, la potencia normalizada se limita a 40MW.

$$P_{Normalizada Efectiva} = \min(P_{Normalizada}; P_{Setpoint \text{ Máx.}}) = 40 \text{ MW}$$

De acuerdo con la guía técnica DCO N° 01-2024, emitida por la Gerencia de Operación del CEN, las correcciones por irradiancia se limitan a un aporte adicional del 20% de la potencia activa medida. La potencia activa normalizada efectiva resulta ser un 39% superior al valor medido en planta. Ante tal situación, el valor de potencia normalizada se limita al valor máximo admisible del 20% adicional sobre el valor medido, arrojando el valor presentado en la Tabla 4-4.

Parámetro	Valor
Potencia neta máxima corregida por irradiación (con tope de 20%)	34,3440 MW

Tabla 4-4: Valor de potencia activa neta declarada para el PS Tamango, medida en 66kV, tras proceso de corrección.

4.5 Estimación de pérdidas y potencia activa bruta

La presente sección tiene como objetivo determinar las distintas pérdidas de la central y la potencia activa bruta requerida para alcanzar la potencia neta máxima presentada en la Tabla 4-4. La distribución de la generación en múltiples unidades inversoras imposibilita la medición de la potencia activa bruta en forma directa.

Con el objetivo de determinar los restantes parámetros requeridos por el anexo técnico, se lleva a cabo un proceso de análisis sobre la base de datos desarrollada del PS Tamango en el software DigSilent PowerFactory. Esta base de datos contempla la representación detallada del sistema colector de media tensión y los centros de transformación. El desarrollo de la base de datos se hace en base a información suministrada por el fabricante de los distintos equipos, así como de información de ingeniería de detalle de la planta suministrada por el constructor.

Para la estimación de los parámetros se lleva a cabo un estudio de flujo estático ajustando el despacho de los inversores fotovoltaicos para alcanzar la operación de la central fotovoltaica Tamango en el valor de potencia máximo declarado. El estudio asume una operación a factor de potencia unitario en el punto de interconexión, mientras que la tensión del punto de interconexión se encuentra a valor nominal (66kV). El estudio arroja los resultados que se resumen en la Tabla 4-5.

Punto	Variable	Valor
Punto de interconexión (154kV)	Tensión	66 kV
	Potencia activa	34,344 MW
	Potencia reactiva	0,0 MVar
Inversor (630V)	Potencia activa	1240,7 kW
	Potencia reactiva	129,3 kVar

Tabla 4-5: Resultados del estudio de flujo basado en potencia activa neta corregida.

La potencia de pérdidas de la central, asociada a las pérdidas del sistema colector de media tensión, transformadores de bloque y principal, se puede estimar por medio de la resolución de la siguiente ecuación algebraica:

$$P_{Neta} = P_{Bruta} - P_{SS.AA.} - P_{Pérdidas}$$

La potencia bruta se calcula como la multiplicación entre la potencia activa generada por un inversor (dato extraíble de la Tabla 4-5) y el número total de inversores:

$$P_{Bruta} = n \cdot P_{Inversor} = 28 \times 1,2407 \text{ MW} = 34,7396 \text{ MW}$$

La potencia consumida por los SS.AA. se compone de la suma de dos componentes: los consumos propios de cada inversor y los de la subestación Tamango.

$$P_{SS.AA.} = n \cdot P_{SS.AA. \text{ Inversor}} + P_{SS.AA. \text{ S/E}} = 28 \times 2 \text{ kW} + 10,164 \text{ kW} = 66,164 \text{ kW}$$

Este valor resulta independiente de la potencia máxima declarada.

De esta manera, la potencia de pérdidas en la red colectora resulta, en cada caso:

$$P_{Pérdidas} = P_{Bruta} - P_{Neta} - P_{SS.AA.} = 34,7396 \text{ MW} - 34,3440 \text{ MW} - 66,164 \text{ kW} = 0,3294 \text{ MW}$$

La potencia de pérdidas en la red colectora se distribuye según lo informado en la Tabla 4-6. La clasificación de las potencias de pérdidas se realiza a través de la base de datos realizada en DigSilent Power Factory ya que no resulta posible discriminar – a partir de mediciones en campo – las pérdidas en la red colectora.

Tipo de pérdida	Valor [MW]
Red colectora (conductores)	0,0431
Transformadores de bloque	0,1624
Transformador principal	0,1239
Total	0,3294

Tabla 4-6: Distribución de la potencia de pérdidas en la red colectora del PS Tamango.

5 RESUMEN DE RESULTADOS

La Tabla 5-1 resume los parámetros más relevantes asociados a los cálculos de potencia máxima de la central fotovoltaica Tamango. Los resultados aportados surgen como resultado de la realización de distintos análisis realizados a partir de ensayos en sitio e información suministrada por el fabricante de la instalación.

No fue posible alcanzar los valores de potencia activa nominal como consecuencia de la relativa cercanía de la fecha de los ensayos al solsticio de invierno.

Central	Potencia Máxima Bruta	SS/AA	Pérdidas en la central	Potencia Máxima Neta
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
PS Tamango	34,7396 (1)	0,0662 (2)	0,3294 (3)	34,3440 (4)

Tabla 5-1: Parámetros de Potencia Máxima de la Central PS Tamango.

(1) La potencia máxima bruta no puede ser superior a la capacidad técnica disponible definitiva aprobada por el Coordinador para la central PS Tamango.

(2) Este valor corresponde a la suma de los SS.AA. comunes a la central.

(3) Valor incluye las pérdidas del sistema colector de media tensión (MW) y del transformador de poder (MW), las que adicionalmente deberán ser informadas por separado en el cuerpo del informe.

(4) Potencia inyectada en la barra de alta tensión (66 kV) del transformador elevador de la S/E Tamango.

6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración de analizador de redes Hioki PQ3100



Centro de Servicio Autorizado Fluke

Certificado de Calibración

Laboratorio de Calibración de Magnitudes Eléctricas

N° Certificado: LC-31052

FLUKE

Calibration

Trazabilidad a Fluke Corp.- NIST- SI

Fecha de Emisión: 14-mayo-2024

INSTRUMENTO:	HIOKI PQ3100 ANALIZADOR DE CALIDAD DE ENERGIA
N° DE SERIE:	220225325
N° INVENTARIO:	220225325
PROPIETARIO:	ESTUDIOS ELECTROMAGNETICOS SPA
DIRECCION:	O' HIGGINS 770, OF. 33
CIUDAD:	CONCEPCION
FECHA DE CALIBRACION:	14-05-2024
ORDEN DE TRABAJO:	22074
SOFTWARE DE CALIBRACION:	MET/CAL PLUS V8.3.2
PROCEDIMIENTO DE CALIBRACION:	HIOKI PQ3100 CT7045: CAL VER /5560A
TEMPERATURA:	23 °C
HUMEDAD:	39 %
ESTADO:	FOUND-LEFT
RESULTADO:	PASS
CALIBRADO POR:	Fabián Panes L.

INTRONICA :Certifica que este instrumento, ha sido calibrado siguiendo los procedimientos entregados por el fabricante para este modelo, para tal efecto, se han utilizado Standards de calibración (patrones) , que cuentan con certificados vigentes y trazables a FLUKE Corporation y al Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) de los Estados Unidos de Norteamérica.
Este certificado no puede ser reproducido, excepto en su totalidad y con la previa autorización escrita del Laboratorio de Calibración INTRONICA


Fabián Panes L.
Técnico Especialista

Sello


Roberto Caballero R.
Jefe de Laboratorio

Nueva de Lyon 072 of. 1201. Providencia. Santiago. Chile
Tel.: (56 2) 2927 4400 - Directo Laboratorio: (56 2) 29274460
servicio@intronica.com - www.intronica.com

N° Certificado: LC-31052

Página 1 de 6

Fig. 6-1: Certificado de calibración de instrumental utilizado.

6.2 Registro histórico de valores máximos por inversor

Se agrega como sustento adicional al presente informe el registro de máximos históricos relevados para cada inversor del parque. Esta información corresponde al valor de potencia máximo medido en cada inversor individual, siendo así una potencia bruta medida individual.

Los registros se corresponden a períodos registrados en el mes de julio. Se aclara que los valores alcanzados no son simultáneos, quedando aclarado – en cada caso – el día y horario de la medición. A su vez, cada registro de potencia máxima es acompañado por el valor de irradiación solar con el cual se alcanzó la prueba.

El valor de potencia activa máxima por inversor es referido a un valor promedio de irradiación solar de 784W/m². Este valor surge del promedio de irradiación solar entre los meses de octubre de 2023 y marzo de 2024 para la zona de emplazamiento del parque.

El total de potencia activa bruta referido a la irradiación solar de 784W/m² arroja un total de 45,836MW. El cálculo se repite, contemplando un aporte máximo de 20%. En dicho caso, la potencia bruta medida estimada alcanza un valor de 40,801MW. Estos valores no son usados para ningún tipo de cálculo en el presente informe, sino que sirven para demostrar que, bajo condiciones de irradiación solar adecuadas, el PS Tamango puede operar a su potencia declarada (en el punto de interconexión) de 40MW.

CT	INVERSORES	POT. MÁXIMA (kW)	FECHA	HORA	IRRAD. PROM. MEDIDA (W/m2)	POT. NORM. (kW)	POT. NORM. CON LIM. DE CORREC. 20%(kW)
1	IN-01.01_TAM	1268,8	08/07/2024	11:45:00	432,67	1637	1522,56
1	IN-01.02_TAM	1221,1	08/07/2024	11:45:00	432,67	1637	1465,32
1	IN-01.03_TAM	1145,5	10/07/2024	15:20:00	425,25	1637	1374,6
1	IN-01.04_TAM	1242,1	08/07/2024	11:50:00	439,18	1637	1490,52
2	IN-02.01_TAM	1135,9	08/07/2024	11:55:00	404,05	1637	1363,08
2	IN-02.02_TAM	1035,5	08/07/2024	11:45:00	432,67	1637	1242,6
2	IN-02.03_TAM	1286,6	08/07/2024	11:45:00	432,67	1637	1543,92
2	IN-02.04_TAM	1240,1	08/07/2024	11:55:00	404,05	1637	1488,12
3	IN-03.01_TAM	1099,2	03/07/2024	10:15:00	263,63	1637	1319,04
3	IN-03.02_TAM	1120,7	03/07/2024	10:15:00	263,63	1637	1344,84
3	IN-03.03_TAM	1119,9	03/07/2024	10:15:00	263,63	1637	1343,88
3	IN-03.04_TAM	1121,2	03/07/2024	10:15:00	263,63	1637	1345,44
4	IN-04.01_TAM	1269,1	08/07/2024	11:45:00	432,67	1637	1522,92
4	IN-04.02_TAM	1176,2	08/07/2024	11:50:00	439,18	1637	1411,44
4	IN-04.03_TAM	1282,8	08/07/2024	11:55:00	404,05	1637	1539,36
4	IN-04.04_TAM	1280,9	08/07/2024	11:55:00	404,05	1637	1537,08
5	IN-05.01_TAM	1257,2	08/07/2024	11:45:00	432,67	1637	1508,64
5	IN-05.02_TAM	1272,1	08/07/2024	11:50:00	439,18	1637	1526,52
5	IN-05.03_TAM	1301,7	08/07/2024	11:50:00	439,18	1637	1562,04
5	IN-05.04_TAM	1252	08/07/2024	11:50:00	439,18	1637	1502,4
6	IN-06.01_TAM	1307,3	08/07/2024	11:50:00	439,18	1637	1568,76
6	IN-06.02_TAM	1203,7	07/07/2024	10:40:00	355,03	1637	1444,44
6	IN-06.03_TAM	1200,1	07/07/2024	10:40:00	355,03	1637	1440,12
6	IN-06.04_TAM	1326,5	08/07/2024	11:35:00	349,23	1637	1591,8
7	IN-07.01_TAM	1205,2	08/07/2024	11:50:00	439,18	1637	1446,24
7	IN-07.02_TAM	1203,6	10/07/2024	15:15:00	446,42	1637	1444,32
7	IN-07.03_TAM	1216,2	07/07/2024	10:40:00	355,03	1637	1459,44
7	IN-07.04_TAM	1210,2	07/07/2024	10:40:00	355,03	1637	1452,24
		34001,4				45836	40801,68

Fig. 6-2: Registro de potencia máxima por inversor del PS Tamango.

6.3 Registro de prueba de potencia máxima

Se anexan al presente informe los archivos TAM33 y SCADA33, ambos en formato *.csv. Los mismos son compartidos en una carpeta comprimida denominada 'PS Tamango – Registro Potencia Maxima'.

6.4 Diagrama unifilar de media tensión (23kV)

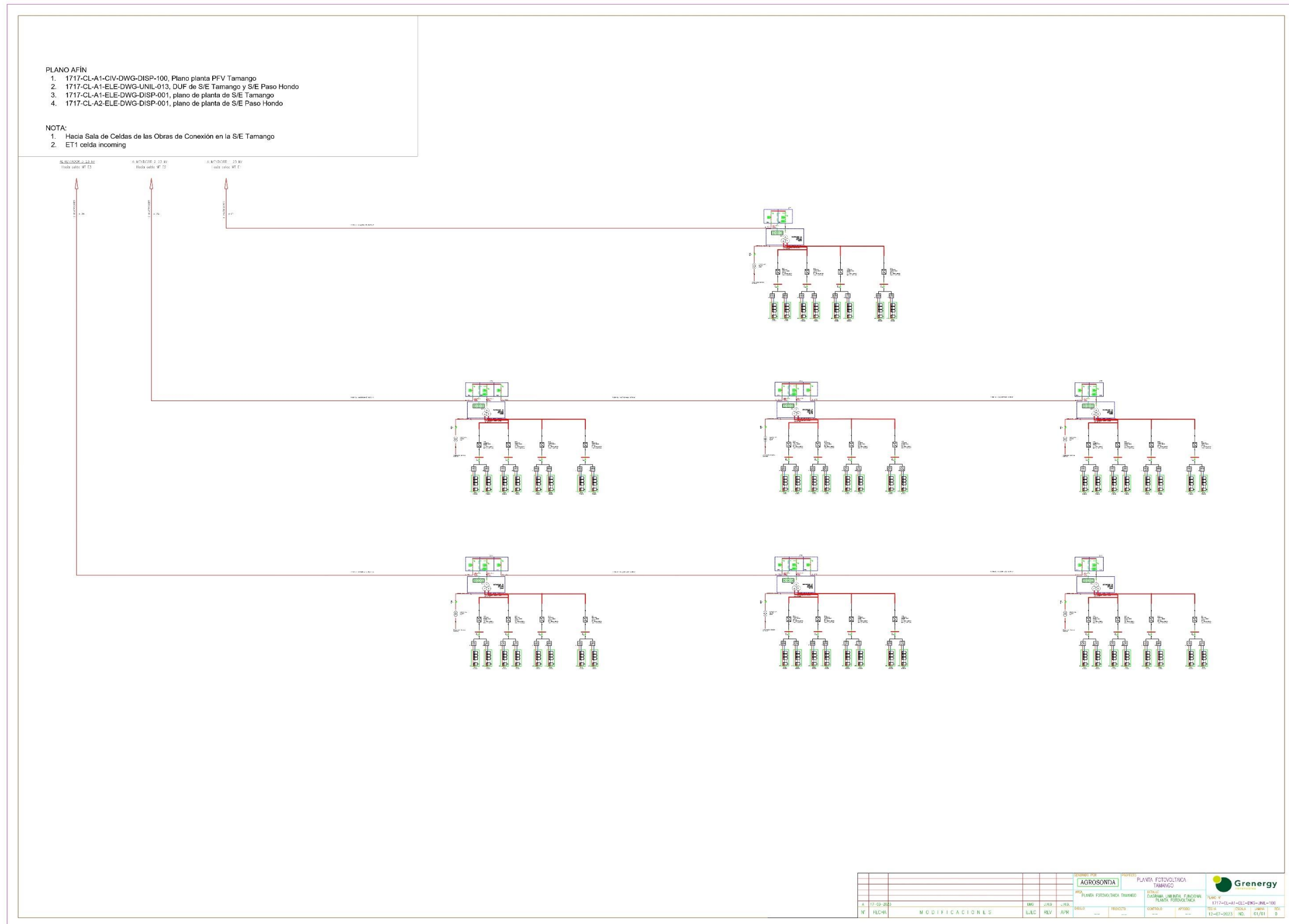


Fig. 6-3: Diagrama unifilar de media tensión, sistema colector.

6.5 Diagrama unifilar de celdas de media tensión y alta tensión (66kV)

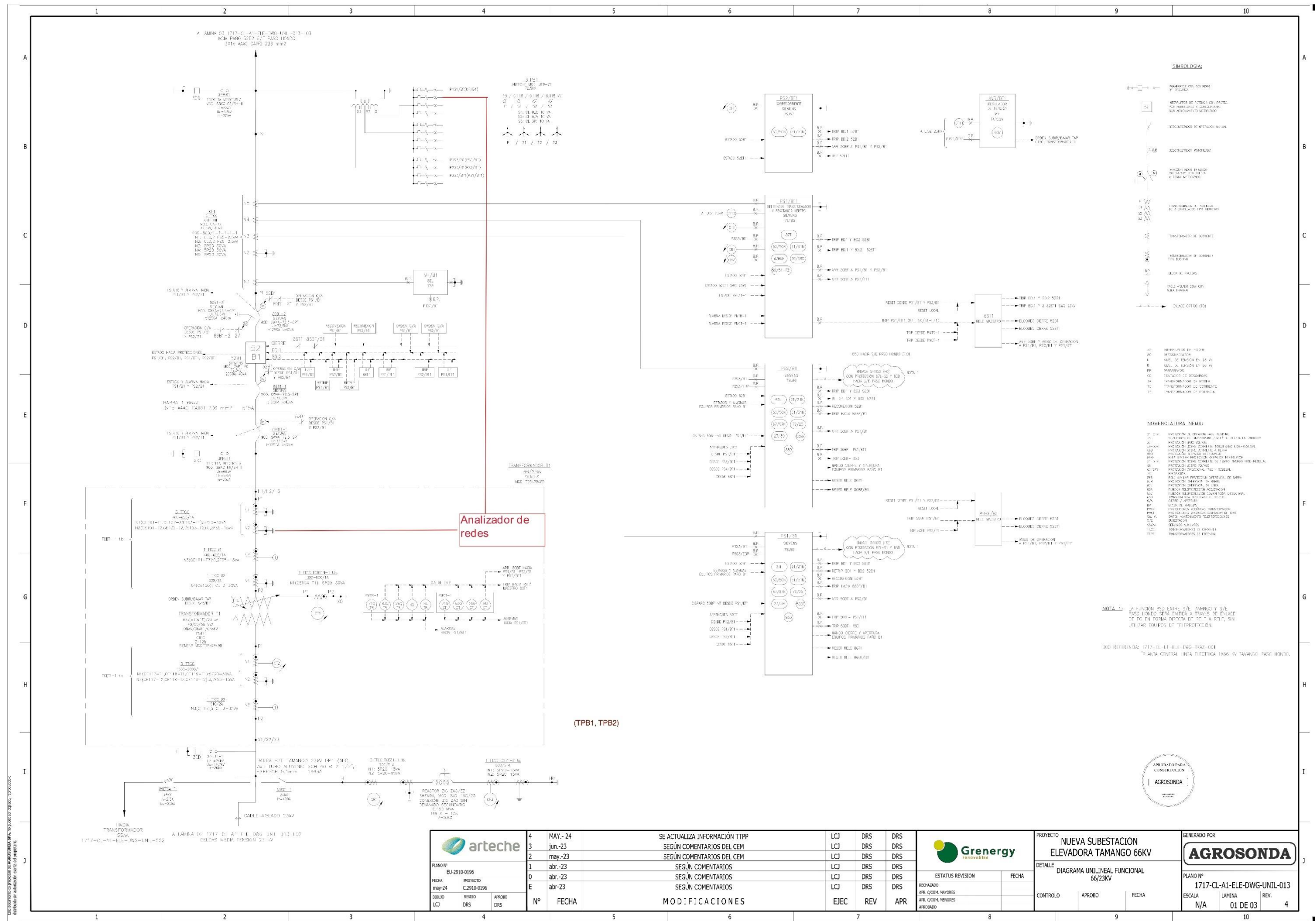


Fig. 6-4: Diagrama unifilar de alta tensión, incluyendo a la subestación elevadora Tamango.

