

Cliente: Grenergy

País : CHILE

Proyecto: EEMT-2023-347-544

Revisión : A

Fecha : 17/07/2024

Informe de Mínimo Técnico

Parque Solar Tamango



www.estudios-electromagneticos.com





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

Lorena Otalora Ingeniera de Ensayos

lorena.otalora@estudios-electromagneticos.com

Pablo Amoedo Ingeniero de Ensayos

 $\underline{pablo.amoedo@estudios-electromagneticos.com}$

Cristian Albistur Director de Estudios cristian.albistur@estudios-electromagneticos.com

www.estudios-electromagneticos.com

Fecha	Rev.	Obs.	Preparó	Revisó	Aprobó
17/07/2024	Α	Para revisión interna	PA	PA	CA





INDICE

1	INTF	RODUCCION	4
2	VISI	TA A SITIO	5
	2.1	Fecha y personal involucrado	5
	2.2	Equipamiento utilizado	5
3	DAT	OS DE LA PLANTA	6
	3.1	Diagramas unifilares	6
	3.2	Datos de los paneles fotovoltaicos	6
	3.3	Inversores fotovoltaicos	12
	3.4	Transformador de bloque	17
	3.5	Transformador principal	18
	3.6	Control conjunto de planta (PPC, power plant controller)	18
	3.6.1	Descripción	18
	3.6.2	Pilosofía de operación	21
	3.7	Servicios auxiliares	22
	3.7.1	Parque fotovoltaico Tamango y Subestación Tamango	22
	3.7.2	Inversores fotovoltaicos	24
4	ENS	AYOS EN SITIO	25
	4.1	Pruebas de mínimo técnico a nivel de planta	25
	4.1.1	Mediciones realizadas	25
	4.1.2	Metodología de la prueba	25
	4.1.3	3 Tendencias registradas	25
	4.1.4	Cálculo de SS.AA	26
	4.1.5	Estimación de pérdidas y potencia activa bruta	27
	4.2	Pruebas de mínimo técnico a nivel de inversor fotovoltaico	29
	4.2.1	Mediciones realizadas	29
	4.2.2	Metodología de la prueba	29
	4.2.3	3 Tendencias registradas	29
	4.2.4	Cálculo de SS.AA.	30
	4.2.5	Cálculo de pérdidas en la central	30
5	RESI	UMEN DE RESULTADOS	31

Informe de Mínimo Técnico Parque Solar Tamango





5.1	A nivel de planta	31
5.2	A nivel de inversor	32
6 AN	NEXOS	33
6.1	Certificado de calibración de analizador de redes Hioki PQ3100	33
6.2	Diagrama unifilar de media tensión (23kV)	34
6.3	Diagrama unifilar de celdas de media tensión y alta tensión (66kV)	35





1 INTRODUCCIÓN

El presente reporte sirve como informe para la determinación del mínimo técnico 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: Determinación de Mínimos Técnicos 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/2015/06/Anexo-NT-Determinaci%C3%B3n-de-M%C3%ADnimos-T%C3%A9cnicos-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 6.2, Fig. 6-2. 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 6.3, Fig. 6-3 y Fig. 6-4. 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



PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 640-665W

665W MAXIMUM POWER OUTPUT

POSITIVE POWER TOLERANCE



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

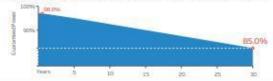
- . Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- . Ensured PID resistance through cell process and module material
- · Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- . Mechanical performance up to 5400 Pa positive 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 IS014064: Greenhouse Gases Emissions Verification IS045001: Occupational Health and Safety Management System



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





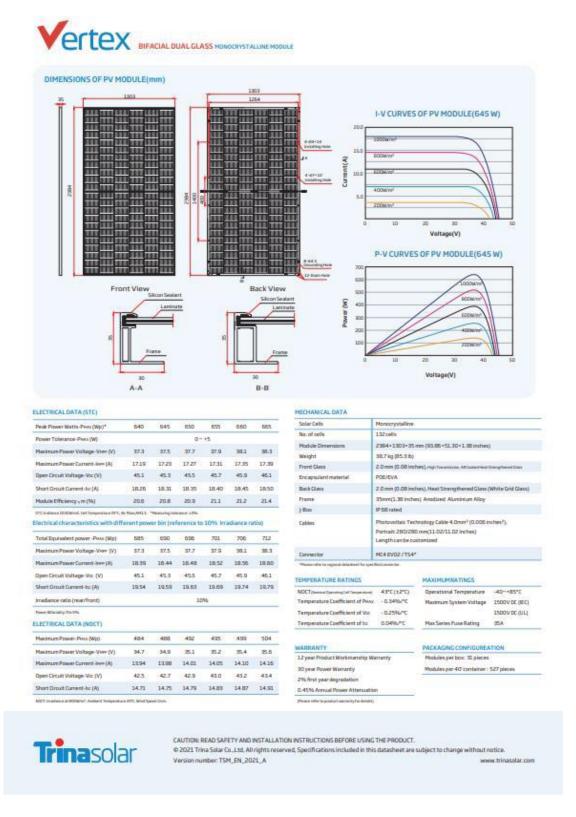


Fig. 3-2: Hoja de datos del panel fotovoltaico Trina Solar (continuación).





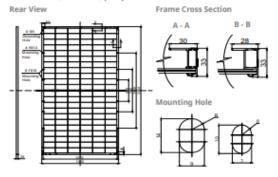


Fig. 3-3: Hoja de datos del panel fotovoltaico Canadian Solar.









ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal	Opt.	Opt.	Open	Short	
		Max.	Operating			Circuit	Module
		Power	Voltage	Current			Efficiency
		(Pmax)	(Vmp)	(Imp)	(Voc)	(Isc)	
CS7N-640N		640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
mir-al-I	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
Bifacial Gain**	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
Guill	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645N	MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
Bifacial Gain**	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
Gaiii	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650N	IB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
m161-1	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
Bifacial Gain**	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
Guiii	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655N	MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
m161-1	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
Bifacial Gain**	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
Gain	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660N	IB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
m151-1	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
Bifacial Gain**	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
Gaiii	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665N	MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
Bifacial Gain**	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
Gaill**	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670N	AB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%
	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
Bifacial Gain**	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
Gain**	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%
+ Hader Grands	and Woman A	Conditions #0	PC) of locality	on of 1000 Mile	al consessor	- ALC 1 E -	nd coll

^{*} Under Standard Test Conclisions (STC) of irradiance of 1000 Whr?, 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

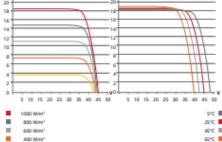
ELECTRICAL DATA

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~+10W
Power Bifaciality*	70 %
* Power Bifaciality = Pmax / Pmi	ax_{boot} both $Pmax_{boot}$ and $Pmax_{boot}$ are tested under STC, Bifaciality

^{*} The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actu-al 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

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.





ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N-650MB-AG / I-V CURVES

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)		Short Circuit Current (Isc)
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 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 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
D C	504 - 1 450 - 1 (1 150

Per Container (40' HQ) 594 pieces or 462 pieces (only for US)
* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and tech
representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



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

August 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.5_EN

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.

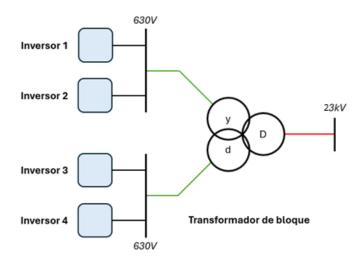


Fig. 3-5: Disposición simplificada de un centro de transformación.

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

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 ridethrough 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 the 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



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





INGECON

PowerMax Dual B Series 1,500 Vd

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.

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.

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.

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.

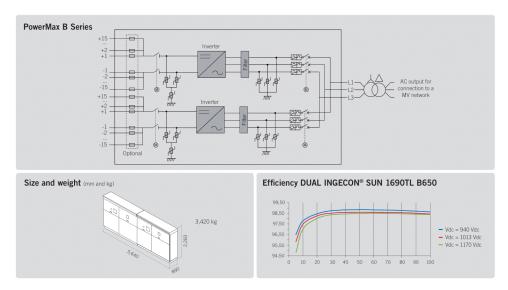
Monitoring and communication

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.

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.



Ingeteam

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





	3280 kVA DUAL INGECON® SUN 1640TL B630	3330 kVA DUAL INGECON® SUN 1665TL B640	3380 kVA DUAL INGECON® SUN 1690TL B650	3480 kVA DUAL INGECON® SUN 1740TL B670	3600 kVA DUAL INGECON® SUN 1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	3,240 - 4,256 kWp	3,292 - 4,324 kWp	3,344 - 4,392 kWp	3,446 - 4,526 kWp	3,550 - 4,660 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾			1,500 V		
Maximum current			1,850 A per power block		
Nº inputs with fuse-holders		6 up to 15 per	power block (up to 12 with the	combiner box)	
Fuse dimensions		63 A / 1,5	500 V to 500 A / 1,500 V fuses	(optional)	
Type of connection			Connection to copper bars		
Power blocks			2		
MPPT			2		
Input protections					
Overvoltage protections		Туре	II surge arresters (type I+II op	tional)	
DC switch		Mo	torized DC load break disconn	nect	
Other protections	Up to 15 pairs of DC fo	ses (optional) / Reverse polari	ty / Insulation failure monitorin	g / Anti-islanding protection /	Emergency pushbutton
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	3,274 kVA / 2,946 kVA	3,326 kVA / 2,993 kVA	3,378 kVA / 3,040 kVA	3,482 kVA / 3,134 kVA	3,586 kVA / 3,226 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	0.074.114.40.000.114		3,000 A / 2,700 A		
Power IP56 @27°C / @50°C ⁽⁶⁾	3,274 kVA / 2,898 kVA	3,326 kVA / 2,944 kVA	3,378 kVA / 2,990 kVA	3,482 kVA / 3,082 kVA	3,586 kVA / 3,174 kVA
Current IP56 @27°C / @50°C(4)			3,000 A / 2,656 A		
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency			50 / 60 Hz		
Power Factor ⁽⁶⁾	V 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1	V 0 00001114	1	V 0 0 400 114	V 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1
Power Factor adjustable THD (Total Harmonic Distortion)(7)	Yes. Smax=3,274 kVA	Yes. Smax=3,326 kVA	Yes. Smax=3,378 kVA <3%	Yes. Smax=3,482 kVA	Yes. Smax=3,589 kVA
Output protections					
Overvoltage protections			Type II surge arresters		
AC breaker		Motorize	ed AC circuit breaker with doo	r control	
Anti-islanding protection		Ye	es, with automatic disconnecti	on	
Other protections		,	AC short-circuits and overload	s	
Features					
Operating efficiency			98.9%		
CEC			98.5%		
Max. consumption aux. services			8,500 W		
Stand-by or night consumption ⁽⁸⁾			< 180 W		
Average power consumption per day			4,000 W		
General Information	Two units of the	Two units of the	Two units of the	Two units of the	Two units of the
PV inverters included			INGECON® SUN 1690TL B650		
Ambient temperature			-20 °C to +60 °C		
Relative humidity (non-condensing)			0-100% (Outdoor)		
Protection class			P54 (IP56 with the sand trap k		
Maximum altitude	4		d 1,000 m, please contact Ing		nt)
Cooling system			erature control (230 V phase+		
Air flow range		(0 - 7,800 m³/h per power bloc	k	
Average air flow			2 x 4,200 m ³ /h		
Acoustic emission (100% / 50% load)		<66	dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at	10m	
Marking			CE		
EMC and security standards			-11, EN 61000-3-12, EN 62109		
Grid connection standards	South African Grid cod	Arteté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, co le (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Penuan Grid code, Thalland PEA requirements, IEC61727, NR 16134, ABMT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE15472, IGGEXCGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code			

Ingeteam

Fig. 3-8: Hoja de datos del inversor Ingeteam 1640TL B630 (continuación).





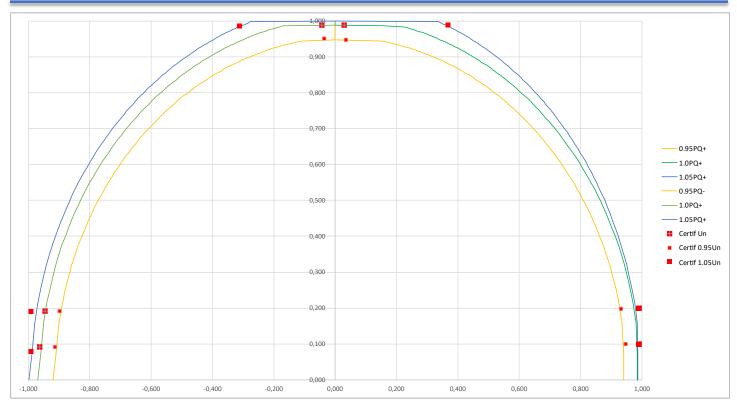


Fig. 3-9: Curva de capacidad de los inversores Ingeteam 1640TL B630.





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.

	ASTOR [®]	Tran	sformer Tech	nical Data	Sheet	Date: 5.1 Tender No: 22, Rev. No: 00	
	Project Name :				Order Code	4	
	General Characte	eristics					
<u>1.</u>	Type of Product			: Heri	netically Sealed		
2.	Tank Type			: Co	rrugated walls		
3.	Applied Standard/s			:	IEC 60076		
				6560	kVA @35°C		
				6330	kVA @ 40 °C		
				6120	kVA @45°C		
<u>5.</u>	No-Load Rated Voltag	es	(HV/LV)	: 2	3 / 0,63-0,63	kl	7
<u>6.</u>	Voltage Tapping		(@ HV)	: 5 taps ;	23 kV; (+2, -2)	x 2,5 % Off-lo	oad
<u>7.</u>	Vector Group			,	Dy11d0		
<u>8.</u>	Conductor Material		(HV/LV)	: Alumin	um / Aluminum		
9.	Rated Frequency				50	Hz	2
0.	Number of Phase			:	3	pha	se
1.	Ambient Temperature			: -25	/ 3.	5 °C	:
2.	Winding / Oil Temprai	ture Rise Limits		:	70 / 65	K	
<u>3.</u>	Cooling method			:	ONAN		
4.	Operation duty			:	Solar duty		
<u>5.</u>	Altitude			į.	≤1000	m	
6.	Oil details		Mineral oil	: Shel	l Diala S4 ZX-I or	Equiv.	
<u>7.</u>	Surface Protection & C	Outer Colour	Acc. to ISO 12944-5	:	C4H & RA	AL 7035	
	Test Voltage Levels		* Acc. to IEC 60076-3				
		Um (kV)	Full Wave Lightning Impu	lse Withstand LI (kV)	Applied Volta	ge AC Withstand AV	(kV)
8.	HV side	≤24	195			70	
9.	LV side	≤ 3,6	40			10	
	Bushing Types &	Termination	ns				
			Standard &	& Type	Placemen	nt & Protection Clas	S
0.	HV side		EN	Plug-in	On the cover	without cable be	ox
1.	LV side		EN	Busbar Bushing	On the cover	without cable be	ox
	Guaranteed Valu	es					
2.	No-Load Losses		(Po)	;	6550	Wa	tt
3.	Load Losses	@ 75°	C & Nom. Pos. (Pk)		58950	Wa	tt
4.	Short Circuit Impedan	ce @ 75°	C & Nom. Pos. (Uk)		7	%	,
6.	Noise Level (Sound Po	wer)	(L_{WA})	:	81	dB ((A)
7.	Short Circuit withstan	d Duration	(t _{sc})		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	O01 Año de fabricación 2023		Norma IEC60076		
Potencia nominal 58MVA		Frecuencia nor	nominal 50Hz Pérdida sin carga 23.41 kW		Duración del cortocircuito 3 s			
Símbolo de conexión YNd11		YNd11	Fase No.	No. 3 Corriente sin carga 0.050 %		Método de enfriamiento		
Pos. Voltaje (V) Corriente(A) @58N) @58MVA	Impedancia(%)	Pérdida de carga(kW)	ONAN/ONAF1/ONAF2(69.0%/86.2%/100%)			
-	ΑT	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				38 / LI145 AC50	Tipo de líquido aislante	e China Petro 45U		
Potencia r	Potencia máxima de cortocircuito del sistema HV/LV 5000MVA/1500M					Máx. temperatura amb	piente 40°C	
Tipo de conmutador VMS III 650Y-				VMS III 650Y	-72.5/C-12233W	Máx. elevación de tem	peratura de aceite 60K	
Zero-sequence impedance(%) 13.68				Aumento de temperat	ura del promedio de bobinado 65K			
Tanque de aceite y tanque de almacenamiento completamente vacío				ente vacío		Hottest spot of winding	g 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.

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.

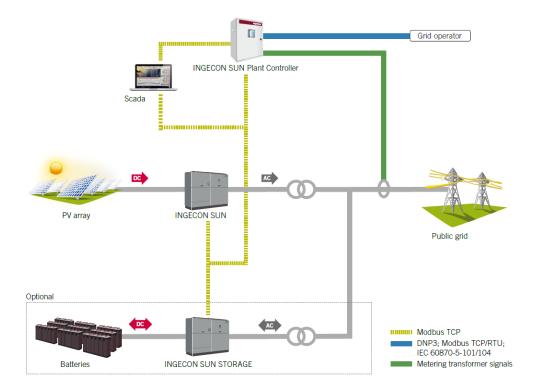


Fig. 3-12: Diagrama esquemático de la operación del PPC instalado en el PS Tamango.

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	0.5s/0.2s/0.2s		
Voltage metering accuracy	0.2% / 0.1% / 0.1%		
Current metering accuracy	0.2% / 0.2%	6/0.1%	
Frequency metering accuracy	10 mH	Z ⁽¹⁾	
Power metering accuracy	0.5% / 0.2%	6 / 0.2%	
THD metering accuracy	Class 0	.5 s	
Voltage and current harmonics metering	140 / 163	3 / 163	
Input voltage metering range	0480 V @50 Hz / 0)347 V @60 Hz	
Input current metering range	05	A	
Other measurements	Unbalances / Rotation sequence / Positive	e, negative and homopolar sequences	
Production quality registration (PQ)	Option	nal	
Redundancy	Option	nal	
Power Supply			
	95 V 354 V	EQUA COUL	
Voltage supply	85 Vac264 Vac,		
Typical consumption ⁽²⁾	75 W	225 W	
Maximum consumption ⁽²⁾	90 W	270 W	
UPS capacity ⁽³⁾	15 Wh / 21		
Redundancy	Option	nal	
Communication			
Standard protocols	Modbus / TCP (client and server), FTP (clie	ent and server), NTP (client and server)	
Compatible protocols	Modbus / RTU (Master and slave), 101 (Slave),		
Outer connectivity	10 / 100BaseT(X), 100Bas	seFX with patch panels	
Managed communication		/es, with SNMP v1/2/3, VLAN, DHCP, Flow control, NTP, MAC fi	
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-v		
On-line Tap Changer	Modbus or hard-wired interface		
Weather Stations	Mod bus in	terface	
0&M Functions			
Datalogger	4 GB Compact F	lash memory	
Equipment start up / stop	General start up or stop of the inver		
Power plant surveillance	Monitoring of the status of every s		
Others	Web se		
CPU			
Typical processing time	< 10 r	ms	
Clock	Internal RTC sinchroni	zable through NTP	
Surveillance system	Watchdog, working times surveillance, CP	U temperature and input/output status	
Redundancy	Option	nal	
General Data			
Dimensions (H/W/D)	1,005 / 860 / 360 mm	2,000 / 800 / 800 mm	
Weight [©]	120 kg	460 kg	
Protection class	IP65		
Impact resistance	IKIC		
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 ⁽⁹	2,000 m		
Marking	CE		
	IEC 61000-4-30, IEC 62586-1, IEC 61131-3, IEC 60204-1, IEC 61439		
Standards			

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.

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. 3-12 y Fig. 3-13 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:

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

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. 3-12 y Fig. 3-13, 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. 3-12: Medidor servicios esenciales.



Fig. 3-13: 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, separándose en dos categorías: ensayo sobre un inversor individual y ensayo a nivel de planta.

4.1 Pruebas de mínimo técnico a nivel de planta

4.1.1 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.

4.1.2 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 del mínimo técnico, se consigna el valor mínimo 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 al funcionamiento a mínimo técnico se calculan a partir de la operación del parque en 0,5MW. El plazo de tiempo utilizado es de quince minutos.

4.1.3 Tendencias registradas

La Fig. 4-1 constituye la tendencia registrada durante la prueba de determinación de mínimo técnico. Tal como se comentó en la sección 4.1.2, la prueba consiste en la operación del parque a 0,5MW (siendo éste el mínimo establecido en el control conjunto de planta) por el plazo de quince minutos corridos.





La tendencia presentada corresponde a la medición directa de la potencia activa neta del parque, medida en el punto de interconexión por medio del analizador de redes listado en la Tabla 2-2.

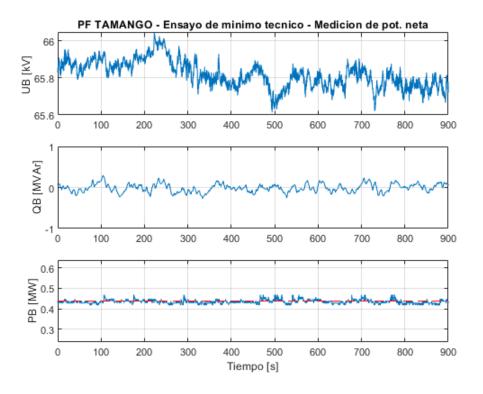


Fig. 4-1: Potencia activa neta medida en el punto de interconexión (66kV).

Parámetro	Valor [MW]
Potencia activa neta mínima, medida en Tamango 66kV	0,4380

Tabla 4-2: Valor medio de la potencia activa neta y bruta en el intervalo de prueba de mínimo técnico.

4.1.4 Cálculo de SS.AA.

El consumo de potencia consumida por los SS.AA. se computa como la suma de aquellos SS.AA. asociados a la operación de la S/E Tamango y los consumos propios para la operación de los inversores fotovoltaicos. Esto fue detallado en las secciones 3.7.1 y 3.7.2, respectivamente. Así, el consumo total de SS.AA. resulta:

$$P_{SS.AA.} = P_{SS.AA.\ S/E\ Tamango} + n.\ P_{SS.AA.\ Inversores} = 10,164\ kW + 28\ x\ 2kW = 66,164\ kW$$





4.1.5 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 mínima presentada en la Tabla 4-2. 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 mínimo obtenido. 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 4-3.

Punto	Variable	Valor
	Tensión	66 kV
Punto de interconexión (66kV)	Potencia activa	0,4380 MW
	Potencia reactiva	0,0 MVAr
Inversor (630V)	Potencia activa	20,49 kW
	Potencia reactiva	-7,25 kVAr

Tabla 4-3: Resultados del estudio de flujo basado en potencia activa neta mínima.

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 4-3) y el número total de inversores:

$$P_{Bruta} = n. P_{Inversor} = 28 \times 20,49 kW = 0,5737 MW$$

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.

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

Este valor resulta independiente de la potencia máxima declarada.

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

$$P_{P\'erdidas} = P_{Bruta} - P_{Neta} - P_{SS.AA.} = 0.5737MW - 0.4380MW - 66.164kW = 0.0695MW$$

La potencia de pérdidas en la red colectora se distribuye según lo informado en la Tabla 4-4. 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
Transformadores de bloque	0,0461
Transformador principal	0,0234
Total	0,0695

Tabla 4-4: Distribución de la potencia de pérdidas en la red colectora del PS Tamango ante condición de mínimo técnico.





4.2 Pruebas de mínimo técnico a nivel de inversor fotovoltaico

4.2.1 Mediciones realizadas

La presente sección reporta las tareas realizadas para la determinación del mínimo técnico de un inversor individual de la planta fotovoltaica Tamango.

La medición de las principales variables del inversor se realiza en sus terminales de salida, en 630V. El instrumental utilizado corresponde al analizador de redes detallado en la Tabla 2-2, el cual se conecta en forma directa a los terminales de baja tensión del inversor (sin necesidad de utilizar transformadores de medición). La operación del inversor se realiza en forma local con asistencia de personal técnico del fabricante.

Es importante resaltar que los resultados de los tiempos y/o valores obtenidos para un inversor individual son puramente informativos y que no están asociados a la forma de operación convencional o diaria con que cuenta la central. Los parámetros operacionales que corresponden al real funcionamiento de la planta según su filosofía vigente son los presentados en la sección 4.1.

4.2.2 Metodología de la prueba

La metodología de la prueba se basa en la operación individual del inversor desde su panel de control local. Para la determinación del mínimo técnico, se consigna el valor mínimo de referencia de potencia activa. El rango de ajuste de dicha variable se encuentra especificado por la Tabla 4-1. La base corresponde a la potencia nominal del inversor, siendo ésta equivalente a 1637kVA.

Parámetro	Valor [%]
Ref. mínima de potencia activa del inversor	0
Ref. máxima de potencia activa del inversor	100

Tabla 4-5: Rango de ajuste de la consigna de potencia activa de los inversores.

El plazo de tiempo establecido para esta prueba es de quince minutos.

4.2.3 Tendencias registradas

La Fig. 4-2 representa la tendencia registrada durante la prueba de determinación de mínimo técnico del inversor. La duración de la prueba es de quince minutos corridos.





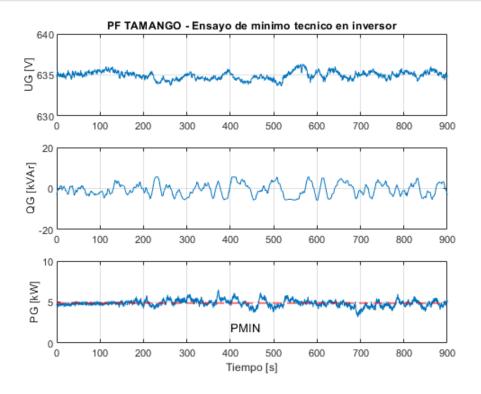


Fig. 4-2: Potencia activa bruta medida en el inversor fotovoltaico (630V).

El valor promedio de potencia activa en el plazo de duración de la prueba se reporta en la Tabla 4-6.

Parámetro	Valor [kW]
Potencia activa bruta, medida en 630V (PMIN)	4,85

Tabla 4-6: Valor medio de la potencia bruta en el intervalo de prueba de mínimo técnico.

4.2.4 Cálculo de SS.AA.

El consumo de potencia consumida por los SS.AA. del inversor corresponde al valor informado por el fabricante en su hoja de datos y detallado en la Tabla 3-3. Así, se tiene que dicho parámetro resulta:

$$P_{SSAA} = 2kW$$

4.2.5 Cálculo de pérdidas en la central

No corresponde el cómputo de pérdidas en la central para el caso de un inversor fotovoltaico ya que el análisis se realiza en terminales de baja tensión (630V). Al proceder de esta manera, las pérdidas en transformadores y en el sistema colector quedan fuera del análisis. Así, se tiene que para un inversor individual:

$$P_{P\acute{e}rdidas} = 0 \ kW$$





5 RESUMEN DE RESULTADOS

5.1 A nivel de planta

La Tabla 5-1 muestran el resumen de los parámetros determinados para la operación en mínimo técnico de la central fotovoltaica Tamango bajo su forma de operación convencional, esto es, todos sus inversores fotovoltaicos en servicios y controlados, en forma centralizada, por el PPC.

Central	Mínimo Técnico	SS/AA	Pérdidas en la	Potencia Mínima
	[MW]	[MW]	Central ⁽⁵⁾ [MW]	Neta ⁽⁶⁾ [MW]
PS Tamango	0,5737 (1)	0,0662 (2)	0,0695 (3)	0,4380 (4)

Tabla 5-1: Resumen de parámetros de mínimo técnico para el PFV Tamango.

Notas:

- (1) Considera la operación de la central en la condición mencionada en la observación 1.
- (2) Valor corresponde a la suma de los SS/AA (comunes a la central) y los consumos propios de todos los centros de transformación en operación.
- (3) Valor corresponde a la suma de las pérdidas en los transformadores elevadores de la central (MW) y a las pérdidas en el sistema colector de media tensión (MW) en la condición de mínima inyección estable.
 - (4) Potencia inyectada en el lado de alta tensión de los transformadores elevadores.
- (5) Este valor incluye las pérdidas del sistema colector de media tensión (MW) y del transformador de poder (MW). Deben considerar 4 decimales.
 - (6) Inyectada en la barra de alta tensión (66 kV) del transformador de potencia de la S/E Tamango.





5.2 A nivel de inversor

La Tabla 5-2 muestra el resumen de los parámetros determinados para la operación en mínimo técnico de uno de los inversores de la central fotovoltaica Tamango. Se aclara que los parámetros aquí reportados son a título informativo, en función de que la forma de operación convencional de la planta será por medio de su control conjunto, siendo los verdaderos parámetros operativos los que fuesen presentados en la sección 5.1.

Central	Mínimo Técnico [kW]	SS/AA [kW]	Pérdidas en la Central ⁽⁵⁾ [kW]	Potencia Mínima Neta ⁽⁶⁾ [kW]
PS Tamango	4,85 (1)	2,00 (2)	N/A (3)	2,85 (4)

Tabla 5-2: Resumen de parámetros de mínimo técnico para un inversor del PS 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



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

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

Fabián Panes L.

INTRONICA

CALIBRADO POR:

Técnico Especialistà

Sello

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

Nº Certificado: LC-31052

Página 1 de 6

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

6.2 Diagrama unifilar de media tensión (23kV)

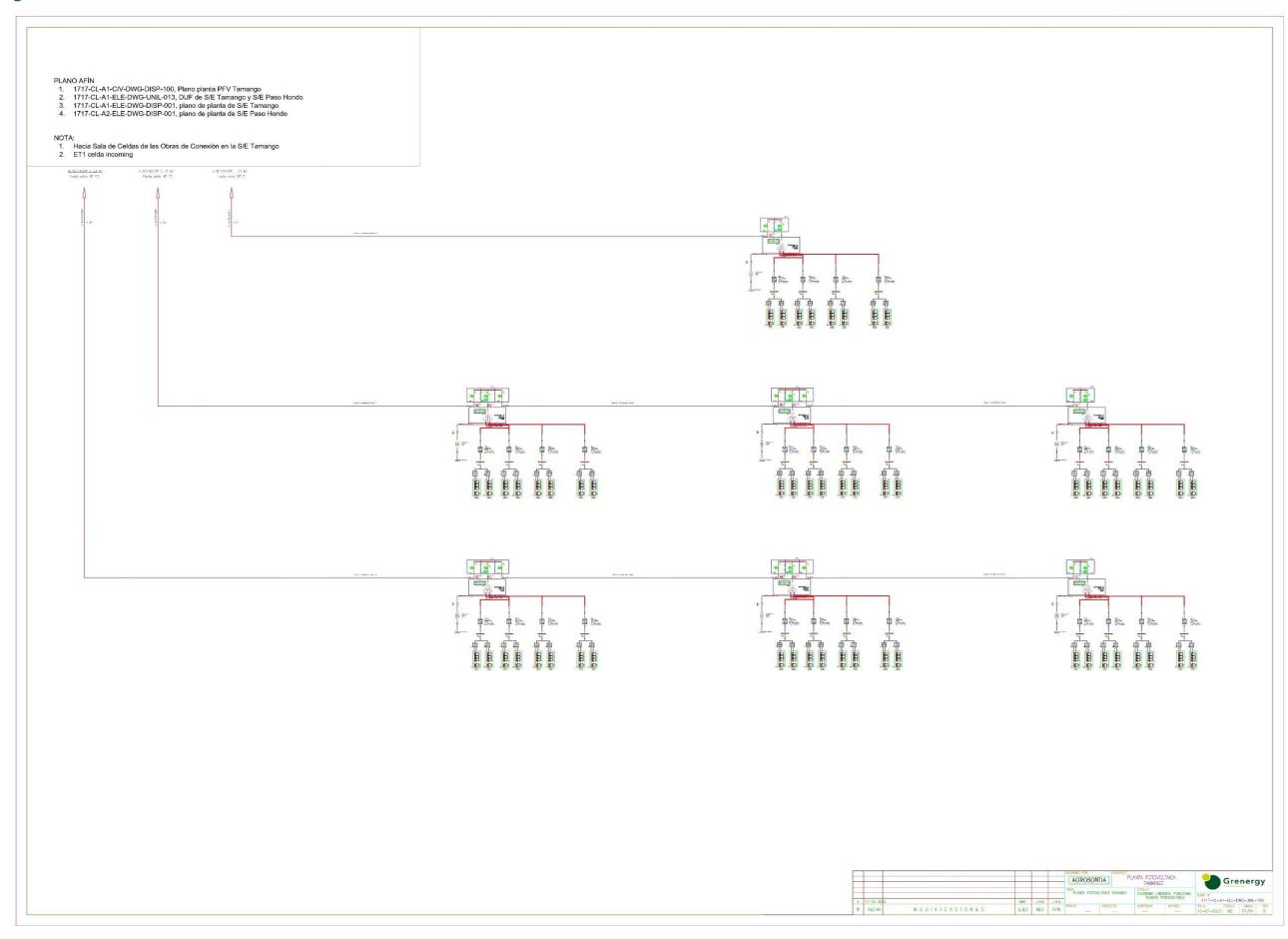


Fig. 6-2: Diagrama unifilar de media tensión, sistema colector.

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

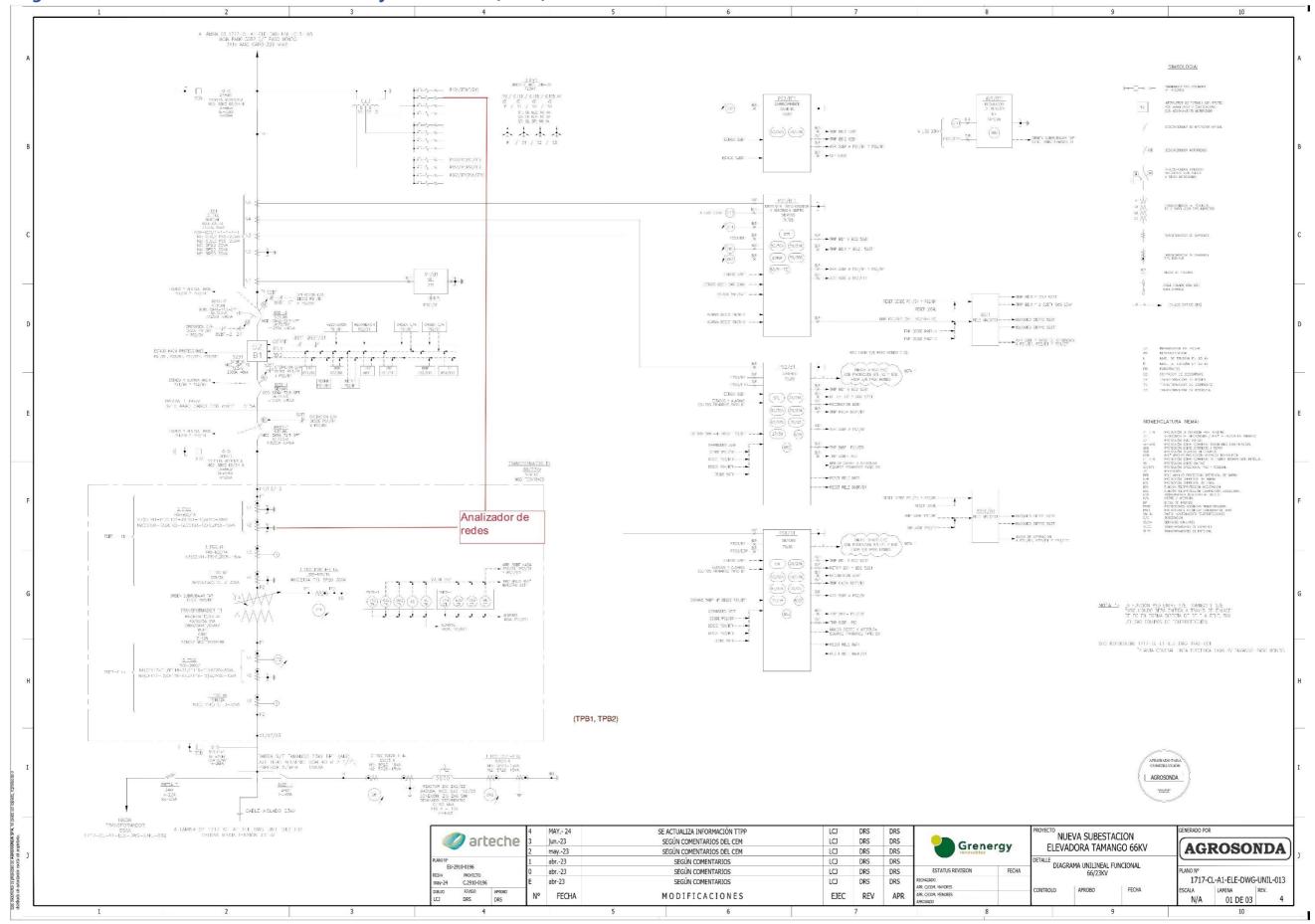


Fig. 6-3: Diagrama unifilar de alta tensión, incluyendo a la subestación elevadora Tamango.

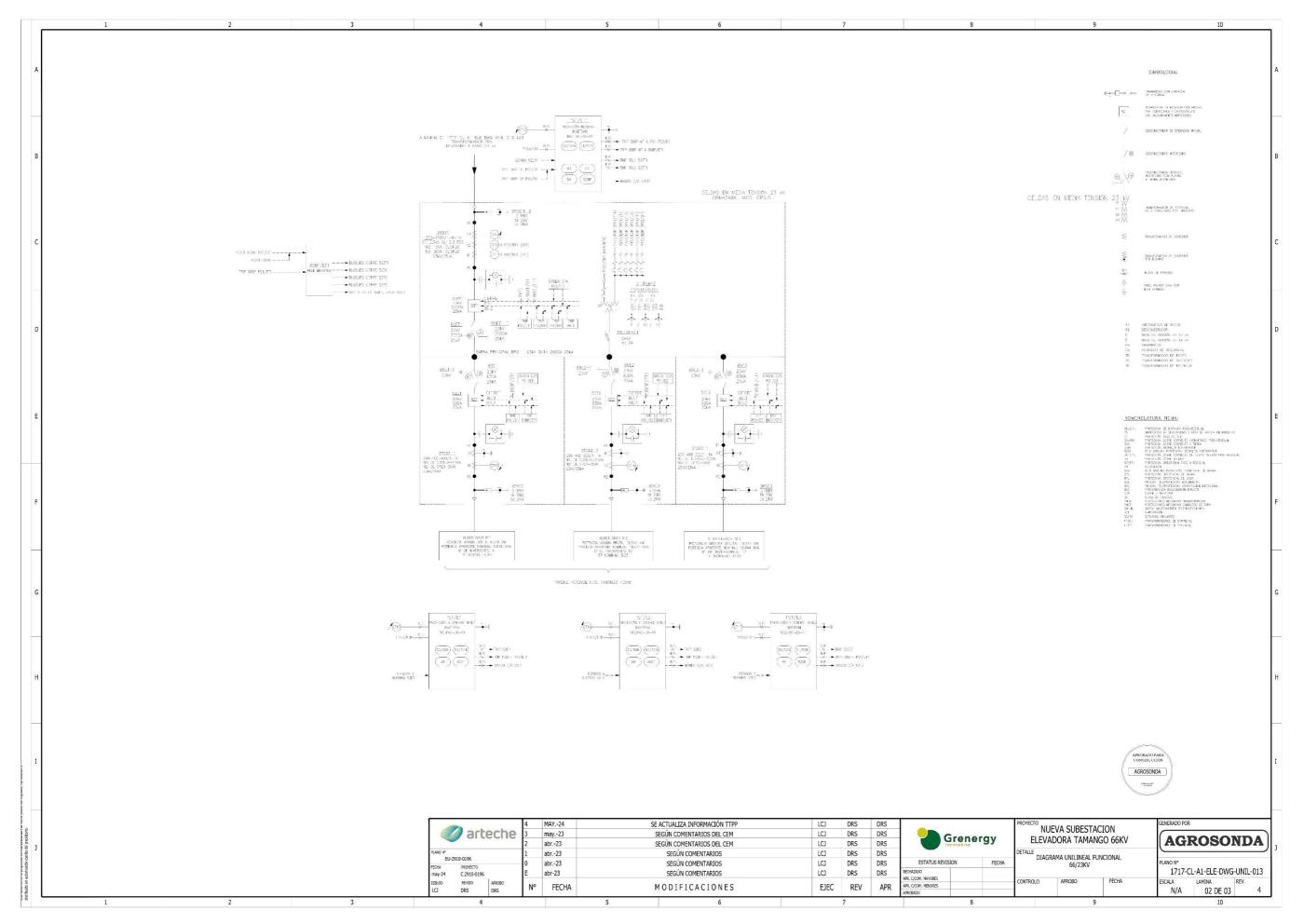


Fig. 6-4: Diagrama unifilar de celdas de media tensión.