



**Ciente** : Greenergy  
**País** : CHILE  
**Proyecto** : EEMT-2023-345-527  
**Revisión** : C  
**Fecha** : 09/07/2024

Informe de Mínimo Técnico  
Parque Solar Gran Teno



[www.estudios-electromagneticos.com](http://www.estudios-electromagneticos.com)



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

Lorena Otalora

Ingeniera de Ensayos

[lorena.otalora@estudios-electromagneticos.com](mailto:lorena.otalora@estudios-electromagneticos.com)

Pablo Amoedo

Ingeniero de Ensayos

[pablo.amoedo@estudios-electromagneticos.com](mailto:pablo.amoedo@estudios-electromagneticos.com)

Cristian Albistur

Director de Estudios

[cristian.albistur@estudios-electromagneticos.com](mailto:cristian.albistur@estudios-electromagneticos.com)

[www.estudios-electromagneticos.com](http://www.estudios-electromagneticos.com)

Fecha	Rev.	Obs.	Preparó	Revisó	Aprobó
11/06/2024	A	Para revisión interna	PA	PA	CA
12/06/2024	B	Correcciones de parte del cliente	PA	PA	CA
09/07/2024	C	Correcciones por parte del CEN	PA	PA	CA

## INDICE

1	INTRODUCCIÓN .....	4
2	VISITA A SITIO.....	5
2.1	Fecha y personal involucrado .....	5
2.2	Equipamiento utilizado.....	5
3	DATOS 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, <i>power plant controller</i> ) .....	18
3.6.1	Descripción.....	18
3.6.2	Filosofía de operación .....	21
3.7	Servicios auxiliares.....	22
3.7.1	Parque fotovoltaico Gran Teno y Subestación Solís.....	22
3.7.2	Inversores fotovoltaicos .....	23
4	ENSAYOS EN SITIO .....	24
4.1	Pruebas de mínimo técnico a nivel de planta .....	24
4.1.1	Mediciones realizadas .....	24
4.1.2	Metodología de la prueba.....	24
4.1.3	Tendencias registradas.....	25
4.1.4	Cálculo de SS.AA.....	26
4.1.5	Cálculo de pérdidas en la central .....	26
4.2	Pruebas de mínimo técnico a nivel de inversor fotovoltaico .....	27
4.2.1	Mediciones realizadas .....	27
4.2.2	Metodología de la prueba.....	27
4.2.3	Tendencias registradas.....	28
4.2.4	Cálculo de SS.AA.....	28
4.2.5	Cálculo de pérdidas en la central .....	29
5	RESUMEN DE RESULTADOS.....	29

---

5.1	A nivel de planta .....	29
5.2	A nivel de inversor .....	30
6	ANEXOS .....	31
6.1	Certificado de calibración de analizador de redes Hioki PQ3100 .....	31
6.2	Diagrama unifilar de media tensión (33kV).....	32
6.3	Diagrama unifilar de alta tensión (154kV).....	33

## 1 INTRODUCCIÓN

El presente reporte sirve como informe para la determinación del mínimo técnico del parque solar Gran Teno. 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 CEN<sup>1</sup>.

El PS Gran Teno, emplazado en la comuna de Teno (Chile), es una instalación de generación fotovoltaica con potencia declarada de 200MW en el punto de interconexión. La planta está compuesta por 136 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 Gran Teno se conectan a los devanados de baja tensión de los transformadores de bloque. Se tratan de transformadores de tres arrollamientos, cuyas especificaciones son 33kV/0.63kV/0.63kV, 6,560MVA/3,280MVA/3,280MVA, 50Hz, grupo de conexión Dy11d0d0. 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 34 centros de transformación distribuidos a lo largo de nueve alimentadores.

Una red de media tensión, en nivel de 33kV, 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 154kV/33kV, 220MVA, 50Hz, grupo de conexión YNd11.

El punto de interconexión se asume en los devanados de alta tensión del transformador principal, a nivel de 154kV. La potencia declarada para el PS Gran Teno en dicho punto corresponde a 200MW.

---

<sup>1</sup> 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
Pablo Amoedo	6 de junio de 2024	Ensayos de mínimo técnico

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

### 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 (33kV), 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 Gran Teno cuenta con nueve alimentadores de 33kV. Cada alimentador cuenta con doce o dieciséis inversores.
- Diagrama unifilar de alta tensión (154kV), en el anexo 6.3, Fig. 6-3. Este plano detalla la disposición de las celdas de media tensión (33kV) y su interconexión con el transformador principal del parque (220MVA, 154kV/33kV) y la subestación seccionadora Solís.

El punto de interconexión del parque solar Gran Teno se corresponde con los terminales de alta tensión del transformador principal (154kV/33kV), a nivel de 154kV. Este punto se encuentra ubicado en la subestación seccionadora Solís. La medición de potencia neta se lleva a cabo en dicho punto de medición.

### 3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

El parque fotovoltaico Gran Teno 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 10 strings.
- Cada inversor se compone de 9 cajas.

El parque totaliza 221.400 paneles de 655W y 145.800 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 241,245 MW.

Mono Multi Solutions

# Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 640-665W

**665W**

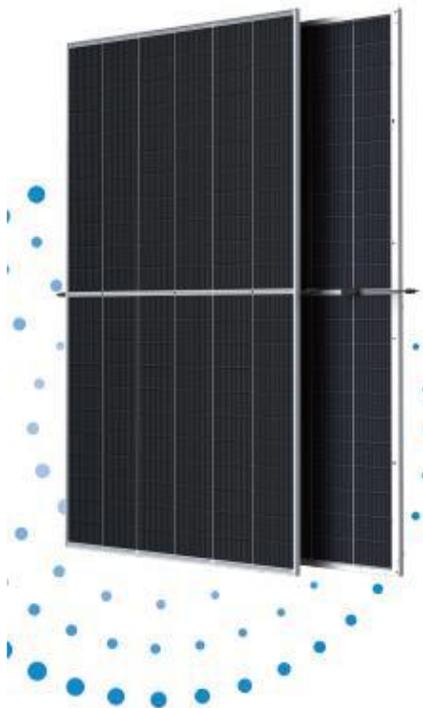
MAXIMUM POWER OUTPUT

**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

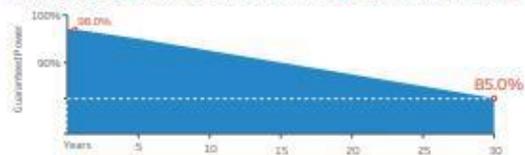
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



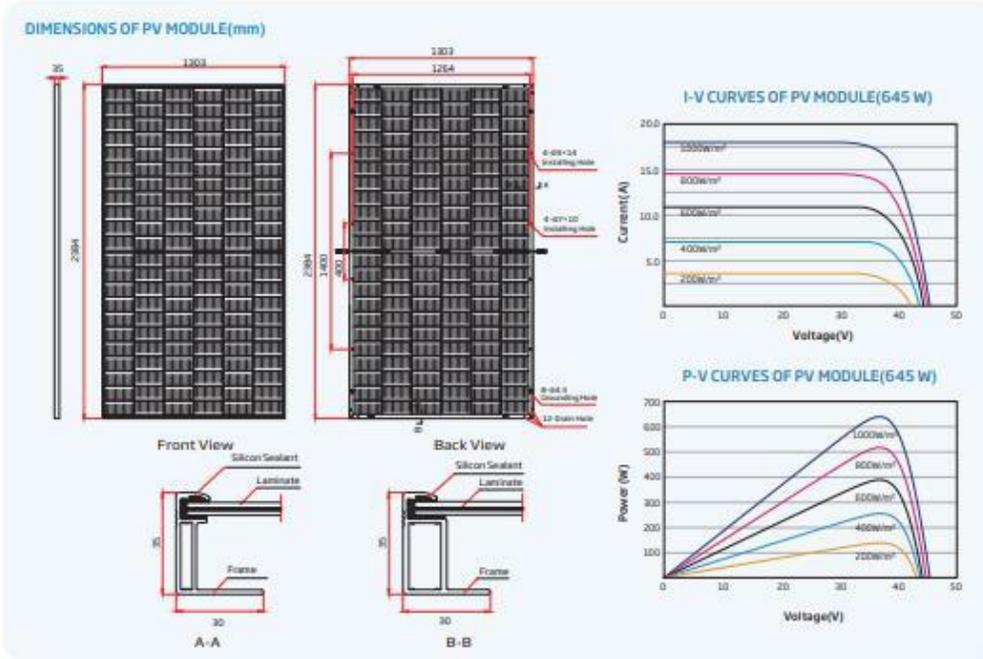
### Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

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

**Vertex** BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



**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 - $\eta_m$ (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±0.5%

**Electrical characteristics with different power bin (reference to 100% irradiance ratio)**

Total Equivalent power -Pmax (Wp)	685	690	696	701	706	712
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	14.16
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-Isc (A)	14.72	14.75	14.79	14.83	14.87	14.92

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 2m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0mm (0.08 inches), High Transmittance, All-Cast/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 Aluminum Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Photo voltaic connector should be used for the connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (12°C)	Operational Temperature	-40~+85°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C		1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C	Max. Series Fuse Rating	25A

**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).

NEW

## BiHiKu7

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

FRONT      BACK

**MORE POWER**

- 670 W 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\***

**1<sup>st</sup> 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.

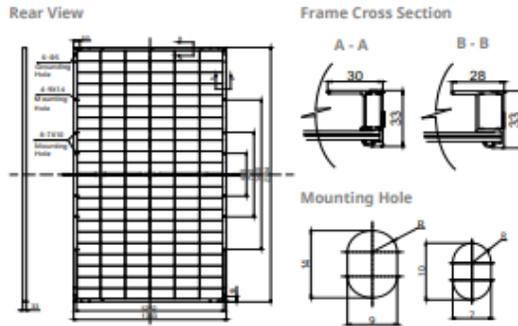
**CSI Solar Co., Ltd.** is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 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.

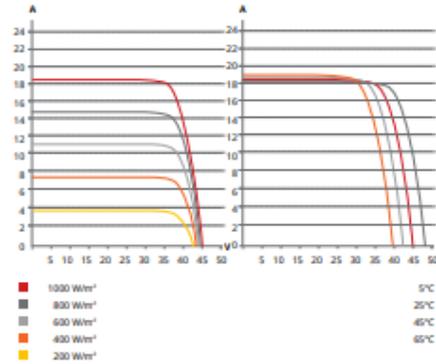
**CSI Solar Co., Ltd.**  
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

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 (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
	5% Bifacial Gain**	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10% Bifacial Gain**	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
20% Bifacial Gain**	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%	
	5% Bifacial Gain**	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10% Bifacial Gain**	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
20% Bifacial Gain**	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%	
	5% Bifacial Gain**	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10% Bifacial Gain**	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
20% Bifacial Gain**	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%	
	5% Bifacial Gain**	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10% Bifacial Gain**	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
20% Bifacial Gain**	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%	
	5% Bifacial Gain**	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10% Bifacial Gain**	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
20% Bifacial Gain**	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%	
	5% Bifacial Gain**	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10% Bifacial Gain**	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
20% Bifacial Gain**	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%	
	5% Bifacial Gain**	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10% Bifacial Gain**	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
20% Bifacial Gain**	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/m<sup>2</sup>, 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 = Pmax<sub>back</sub> / Pmax<sub>front</sub>, both Pmax<sub>back</sub> and Pmax<sub>front</sub> are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 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 (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	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/m<sup>2</sup> 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 mm <sup>2</sup> (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 (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**



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

### 3.3 Inversores fotovoltaicos

La planta está compuesta por 136 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, 33kV/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.

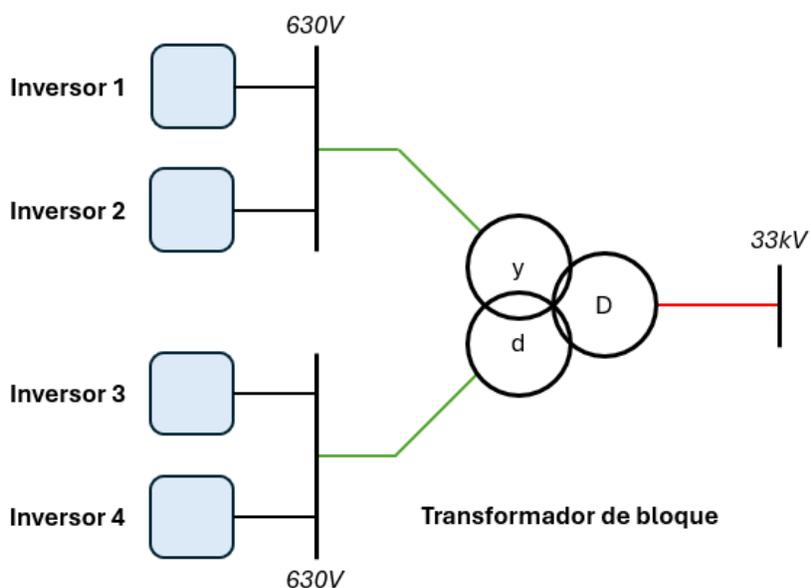


Fig. 3-5: Disposición simplificada de un centro de transformación.

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<sub>dc</sub>

**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](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

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

**INGECON SUN**

PowerMax Dual B Series 1,500 V<sub>dc</sub>

**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**

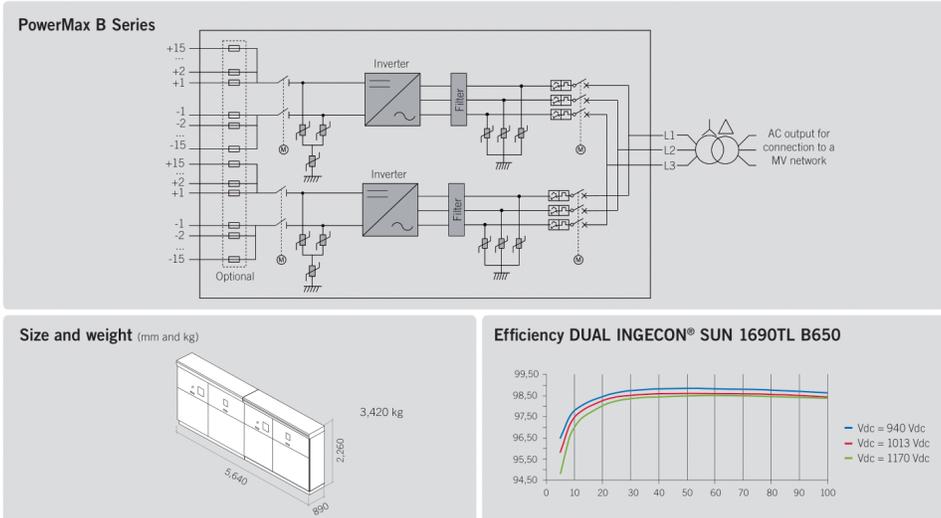
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the 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.



**Ingeteam**

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

INGECON		SUN		PowerMax Dual B Series 1,500 V <sub>dc</sub>		
	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	
<b>Input (DC)</b>						
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V	
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V					
Maximum current	1,850 A per power block					
N° inputs with fuse-holders	6 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)					
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)					
Type of connection	Connection to copper bars					
Power blocks	2					
MPPT	2					
<b>Input protections</b>						
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)					
DC switch	Motorized DC load break disconnect					
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton					
<b>Output (AC)</b>						
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	3,000 A / 2,700 A					
Power IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	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 <sup>(4)</sup>	3,000 A / 2,656 A					
Rated voltage <sup>(5)</sup>	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 <sup>(6)</sup>	1					
Power Factor adjustable	Yes, S <sub>max</sub> =3,274 kVA	Yes, S <sub>max</sub> =3,326 kVA	Yes, S <sub>max</sub> =3,378 kVA	Yes, S <sub>max</sub> =3,482 kVA	Yes, S <sub>max</sub> =3,589 kVA	
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%					
<b>Output protections</b>						
Overvoltage protections	Type II surge arresters					
AC breaker	Motorized AC circuit breaker with door control					
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection					
Other protections	AC short-circuits and overloads					
<b>Features</b>						
Operating efficiency	98.9%					
CEC	98.5%					
Max. consumption aux. services	8,500 W					
Stand-by or night consumption <sup>(8)</sup>	< 180 W					
Average power consumption per day	4,000 W					
<b>General Information</b>						
PV inverters included	Two units of the INGECON® SUN 1640TL B630	Two units of the INGECON® SUN 1665TL B640	Two units of the INGECON® SUN 1690TL B650	Two units of the INGECON® SUN 1740TL B670	Two units of the INGECON® SUN 1800TL B690	
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C					
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)					
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)					
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)					
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase+ neutral power supply)					
Air flow range	0 - 7,800 m <sup>3</sup> /h per power block					
Average air flow	2 x 4,200 m <sup>3</sup> /h					
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m					
Marking	CE					
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100					
Grid connection standards	IEC 62116, IEC 60088, IEC 60087, IEC 60086, IEC 60085, IEC 60084, IEC 60083, IEC 60082, IEC 60081, IEC 60080, IEC 60079, IEC 60078, IEC 60077, IEC 60076, IEC 60075, IEC 60074, IEC 60073, IEC 60072, IEC 60071, IEC 60070, IEC 60069, IEC 60068, IEC 60067, IEC 60066, IEC 60065, IEC 60064, IEC 60063, IEC 60062, IEC 60061, IEC 60060, IEC 60059, IEC 60058, IEC 60057, IEC 60056, IEC 60055, IEC 60054, IEC 60053, IEC 60052, IEC 60051, IEC 60050, IEC 60049, IEC 60048, IEC 60047, IEC 60046, IEC 60045, IEC 60044, IEC 60043, IEC 60042, IEC 60041, IEC 60040, IEC 60039, IEC 60038, IEC 60037, IEC 60036, IEC 60035, IEC 60034, IEC 60033, IEC 60032, IEC 60031, IEC 60030, IEC 60029, IEC 60028, IEC 60027, IEC 60026, IEC 60025, IEC 60024, IEC 60023, IEC 60022, IEC 60021, IEC 60020, IEC 60019, IEC 60018, IEC 60017, IEC 60016, IEC 60015, IEC 60014, IEC 60013, IEC 60012, IEC 60011, IEC 60010, IEC 60009, IEC 60008, IEC 60007, IEC 60006, IEC 60005, IEC 60004, IEC 60003, IEC 60002, IEC 60001, IEC 60000, IEC 59000, IEC 59001, IEC 59002, IEC 59003, IEC 59004, IEC 59005, IEC 59006, IEC 59007, IEC 59008, IEC 59009, IEC 59010, IEC 59011, IEC 59012, IEC 59013, IEC 59014, IEC 59015, IEC 59016, IEC 59017, IEC 59018, IEC 59019, IEC 59020, IEC 59021, IEC 59022, IEC 59023, IEC 59024, IEC 59025, IEC 59026, IEC 59027, IEC 59028, IEC 59029, IEC 59030, IEC 59031, IEC 59032, IEC 59033, IEC 59034, IEC 59035, IEC 59036, IEC 59037, IEC 59038, IEC 59039, IEC 59040, IEC 59041, IEC 59042, IEC 59043, IEC 59044, IEC 59045, IEC 59046, IEC 59047, IEC 59048, IEC 59049, IEC 59050, IEC 59051, IEC 59052, IEC 59053, IEC 59054, IEC 59055, IEC 59056, IEC 59057, IEC 59058, IEC 59059, IEC 59060, IEC 59061, IEC 59062, IEC 59063, IEC 59064, IEC 59065, IEC 59066, IEC 59067, IEC 59068, IEC 59069, IEC 59070, IEC 59071, IEC 59072, IEC 59073, IEC 59074, IEC 59075, IEC 59076, IEC 59077, IEC 59078, IEC 59079, IEC 59080, IEC 59081, IEC 59082, IEC 59083, IEC 59084, IEC 59085, IEC 59086, IEC 59087, IEC 59088, IEC 59089, IEC 59090, IEC 59091, IEC 59092, IEC 59093, IEC 59094, IEC 59095, IEC 59096, IEC 59097, IEC 59098, IEC 59099, IEC 59100, IEC 59101, IEC 59102, IEC 59103, IEC 59104, IEC 59105, IEC 59106, IEC 59107, IEC 59108, IEC 59109, IEC 59110, IEC 59111, IEC 59112, IEC 59113, IEC 59114, IEC 59115, IEC 59116, IEC 59117, IEC 59118, IEC 59119, IEC 59120, IEC 59121, IEC 59122, IEC 59123, IEC 59124, IEC 59125, IEC 59126, IEC 59127, IEC 59128, IEC 59129, IEC 59130, IEC 59131, IEC 59132, IEC 59133, IEC 59134, IEC 59135, IEC 59136, IEC 59137, IEC 59138, IEC 59139, IEC 59140, IEC 59141, IEC 59142, IEC 59143, IEC 59144, IEC 59145, IEC 59146, IEC 59147, IEC 59148, IEC 59149, IEC 59150, IEC 59151, IEC 59152, IEC 59153, IEC 59154, IEC 59155, IEC 59156, IEC 59157, IEC 59158, IEC 59159, IEC 59160, IEC 59161, IEC 59162, IEC 59163, IEC 59164, IEC 59165, IEC 59166, IEC 59167, IEC 59168, IEC 59169, IEC 59170, IEC 59171, IEC 59172, IEC 59173, IEC 59174, IEC 59175, IEC 59176, IEC 59177, IEC 59178, IEC 59179, IEC 59180, IEC 59181, IEC 59182, IEC 59183, IEC 59184, IEC 59185, IEC 59186, IEC 59187, IEC 59188, IEC 59189, IEC 59190, IEC 59191, IEC 59192, IEC 59193, IEC 59194, IEC 59195, IEC 59196, IEC 59197, IEC 59198, IEC 59199, IEC 59200, IEC 59201, IEC 59202, IEC 59203, IEC 59204, IEC 59205, IEC 59206, IEC 59207, IEC 59208, IEC 59209, IEC 59210, IEC 59211, IEC 59212, IEC 59213, IEC 59214, IEC 59215, IEC 59216, IEC 59217, IEC 59218, IEC 59219, IEC 59220, IEC 59221, IEC 59222, IEC 59223, IEC 59224, IEC 59225, IEC 59226, IEC 59227, IEC 59228, IEC 59229, IEC 59230, IEC 59231, IEC 59232, IEC 59233, IEC 59234, IEC 59235, IEC 59236, IEC 59237, IEC 59238, IEC 59239, IEC 59240, IEC 59241, IEC 59242, IEC 59243, IEC 59244, IEC 59245, IEC 59246, IEC 59247, IEC 59248, IEC 59249, IEC 59250, IEC 59251, IEC 59252, IEC 59253, IEC 59254, IEC 59255, IEC 59256, IEC 59257, IEC 59258, IEC 59259, IEC 59260, IEC 59261, IEC 59262, IEC 59263, IEC 59264, IEC 59265, IEC 59266, IEC 59267, IEC 59268, IEC 59269, IEC 59270, IEC 59271, IEC 59272, IEC 59273, IEC 59274, IEC 59275, IEC 59276, IEC 59277, IEC 59278, IEC 59279, IEC 59280, IEC 59281, IEC 59282, IEC 59283, IEC 59284, IEC 59285, IEC 59286, IEC 59287, IEC 59288, IEC 59289, IEC 59290, IEC 59291, IEC 59292, IEC 59293, IEC 59294, IEC 59295, IEC 59296, IEC 59297, IEC 59298, IEC 59299, IEC 59300, IEC 59301, IEC 59302, IEC 59303, IEC 59304, IEC 59305, IEC 59306, IEC 59307, IEC 59308, IEC 59309, IEC 59310, IEC 59311, IEC 59312, IEC 59313, IEC 59314, IEC 59315, IEC 59316, IEC 59317, IEC 59318, IEC 59319, IEC 59320, IEC 59321, IEC 59322, IEC 59323, IEC 59324, IEC 59325, IEC 59326, IEC 59327, IEC 59328, IEC 59329, IEC 59330, IEC 59331, IEC 59332, IEC 59333, IEC 59334, IEC 59335, IEC 59336, IEC 59337, IEC 59338, IEC 59339, IEC 59340, IEC 59341, IEC 59342, IEC 59343, IEC 59344, IEC 59345, IEC 59346, IEC 59347, IEC 59348, IEC 59349, IEC 59350, IEC 59351, IEC 59352, IEC 59353, IEC 59354, IEC 59355, IEC 59356, IEC 59357, IEC 59358, IEC 59359, IEC 59360, IEC 59361, IEC 59362, IEC 59363, IEC 59364, IEC 59365, IEC 59366, IEC 59367, IEC 59368, IEC 59369, IEC 59370, IEC 59371, IEC 59372, IEC 59373, IEC 59374, IEC 59375, IEC 59376, IEC 59377, IEC 59378, IEC 59379, IEC 59380, IEC 59381, IEC 59382, IEC 59383, IEC 59384, IEC 59385, IEC 59386, IEC 59387, IEC 59388, IEC 59389, IEC 59390, IEC 59391, IEC 59392, IEC 59393, IEC 59394, IEC 59395, IEC 59396, IEC 59397, IEC 59398, IEC 59399, IEC 59400, IEC 59401, IEC 59402, IEC 59403, IEC 59404, IEC 59405, IEC 59406, IEC 59407, IEC 59408, IEC 59409, IEC 59410, IEC 59411, IEC 59412, IEC 59413, IEC 59414, IEC 59415, IEC 59416, IEC 59417, IEC 59418, IEC 59419, IEC 59420, IEC 59421, IEC 59422, IEC 59423, IEC 59424, IEC 59425, IEC 59426, IEC 59427, IEC 59428, IEC 59429, IEC 59430, IEC 59431, IEC 59432, IEC 59433, IEC 59434, IEC 59435, IEC 59436, IEC 59437, IEC 59438, IEC 59439, IEC 59440, IEC 59441, IEC 59442, IEC 59443, IEC 59444, IEC 59445, IEC 59446, IEC 59447, IEC 59448, IEC 59449, IEC 59450, IEC 59451, IEC 59452, IEC 59453, IEC 59454, IEC 59455, IEC 59456, IEC 59457, IEC 59458, IEC 59459, IEC 59460, IEC 59461, IEC 59462, IEC 59463, IEC 59464, IEC 59465, IEC 59466, IEC 59467, IEC 59468, IEC 59469, IEC 59470, IEC 59471, IEC 59472, IEC 59473, IEC 59474, IEC 59475, IEC 59476, IEC 59477, IEC 59478, IEC 59479, IEC 59480, IEC 59481, IEC 59482, IEC 59483, IEC 59484, IEC 59485, IEC 59486, IEC 59487, IEC 59488, IEC 59489, IEC 59490, IEC 59491, IEC 59492, IEC 59493, IEC 59494, IEC 59495, IEC 59496, IEC 59497, IEC 59498, IEC 59499, IEC 59500, IEC 59501, IEC 59502, IEC 59503, IEC 59504, IEC 59505, IEC 59506, IEC 59507, IEC 59508, IEC 59509, IEC 59510, IEC 59511, IEC 59512, IEC 59513, IEC 59514, IEC 59515, IEC 59516, IEC 59517, IEC 59518, IEC 59519, IEC 59520, IEC 59521, IEC 59522, IEC 59523, IEC 59524, IEC 59525, IEC 59526, IEC 59527, IEC 59528, IEC 59529, IEC 59530, IEC 59531, IEC 59532, IEC 59533, IEC 59534, IEC 59535, IEC 59536, IEC 59537, IEC 59538, IEC 59539, IEC 59540, IEC 59541, IEC 59542, IEC 59543, IEC 59544, IEC 59545, IEC 59546, IEC 59547, IEC 59548, IEC 59549, IEC 59550, IEC 59551, IEC 59552, IEC 59553, IEC 59554, IEC 59555, IEC 59556, IEC 59557, IEC 59558, IEC 59559, IEC 59560, IEC 59561, IEC 59562, IEC 59563, IEC 59564, IEC 59565, IEC 59566, IEC 59567, IEC 59568, IEC 59569, IEC 59570, IEC 59571, IEC 59572, IEC 59573, IEC 59574, IEC 59575, IEC 59576, IEC 59577, IEC 59578, IEC 59579, IEC 59580, IEC 59581, IEC 59582, IEC 59583, IEC 59584, IEC 59585, IEC 59586, IEC 59587, IEC 59588, IEC 59589, IEC 59590, IEC 59591, IEC 59592, IEC 59593, IEC 59594, IEC 59595, IEC 59596, IEC 59597, IEC 59598, IEC 59599, IEC 59600, IEC 59601, IEC 59602, IEC 59603, IEC 59604, IEC 59605, IEC 59606, IEC 59607, IEC 59608, IEC 59609, IEC 59610, IEC 59611, IEC 59612, IEC 59613, IEC 59614, IEC 59615, IEC 59616, IEC 59617, IEC 59618, IEC 59619, IEC 59620, IEC 59621, IEC 59622, IEC 59623, IEC 59624, IEC 59625, IEC 59626, IEC 59627, IEC 59628, IEC 59629, IEC 59630, IEC 59631, IEC 59632, IEC 59633, IEC 59634, IEC 59635, IEC 59636, IEC 59637, IEC 59638, IEC 59639, IEC 59640, IEC 59641, IEC 59642, IEC 59643, IEC 59644, IEC 59645, IEC 59646, IEC 59647, IEC 59648, IEC 59649, IEC 59650, IEC 59651, IEC 59652, IEC 59653, IEC 59654, IEC 59655, IEC 59656, IEC 59657, IEC 59658, IEC 59659, IEC 59660, IEC 59661, IEC 59662, IEC 59663, IEC 59664, IEC 59665, IEC 59666, IEC 59667, IEC 59668, IEC 59669, IEC 59670, IEC 59671, IEC 59672, IEC 59673, IEC 59674, IEC 59675, IEC 59676, IEC 59677, IEC 59678, IEC 59679, IEC 59680, IEC 59681, IEC 59682, IEC 59683, IEC 59684, IEC 59685, IEC 59686, IEC 59687, IEC 59688, IEC 59689, IEC 59690, IEC 59691, IEC 59692, IEC 59693, IEC 59694, IEC 59695, IEC 59696, IEC 59697, IEC 59698, IEC 59699, IEC 59700, IEC 59701, IEC 59702, IEC 59703, IEC 59704, IEC 59705, IEC 59706, IEC 59707, IEC 59708, IEC 59709, IEC 59710, IEC 59711, IEC 59712, IEC 59713, IEC 59714, IEC 59715, IEC 59716, IEC 59717, IEC 59718, IEC 59719, IEC 59720, IEC 59721, IEC 59722, IEC 59723, IEC 59724, IEC 59725, IEC 59726, IEC 59727, IEC 59728, IEC 59729, IEC 59730, IEC 59731, IEC 59732, IEC 59733, IEC 59734, IEC 59735, IEC 59736, IEC 59737, IEC 59738, IEC 59739, IEC 59740, IEC 59741, IEC 59742, IEC 59743, IEC 59744, IEC 59745, IEC 59746, IEC 59747, IEC 59748, IEC 59749, IEC 59750, IEC 59751, IEC 59752, IEC 59753, IEC 59754, IEC 59755, IEC 59756, IEC 59757, IEC 59758, IEC 59759, IEC 59760, IEC 59761, IEC 59762, IEC 59763, IEC 59764, IEC 59765, IEC 59766, IEC 59767, IEC 59768, IEC 59769, IEC 59770, IEC 59771, IEC 59772, IEC 59773, IEC 59774, IEC 59775, IEC 59776, IEC 59777, IEC 59778, IEC 59779, IEC 59780, IEC 59781, IEC 59782, IEC 59783, IEC 59784, IEC 59785, IEC 59786, IEC 59787, IEC 59788, IEC 59789, IEC 59790, IEC 59791, IEC 59792, IEC 59793, IEC 59794, IEC 59795, IEC 59796, IEC 59797, IEC 59798, IEC 59799, IEC 59800, IEC 59801, IEC 59802, IEC 59803, IEC 59804, IEC 59805, IEC 59806, IEC 59807, IEC 59808, IEC 59809, IEC 59810, IEC 59811, IEC 59812, IEC 59813, IEC 59814, IEC 59815, IEC 59816, IEC 59817, IEC 59818, IEC 59819, IEC 59820, IEC 59821, IEC 59822, IEC 59823, IEC 59824, IEC 59825, IEC 59826, IEC 59827, IEC 59828, IEC 59829, IEC 59830, IEC 59831, IEC 59832, IEC 59833, IEC 59834, IEC 59835, IEC 59836, IEC 59837, IEC 59838, IEC 59839, IEC 59840, IEC 59841, IEC 59842, IEC 59843, IEC 59844, IEC 59845, IEC 59846, IEC 59847, IEC 59848, IEC 59849, IEC 59850, IEC 59851, IEC 59852, IEC 59853, IEC 59854, IEC 59855, IEC 59856, IEC 59857, IEC 59858, IEC 59859, IEC 59860, IEC 59861, IEC 59862, IEC 59863, IEC 59864, IEC 59865, IEC 59866, IEC 59867, IEC 59868, IEC 59869, IEC 59870, IEC 59871, IEC 59872, IEC 59873, IEC 59874, IEC 59875, IEC 59876, IEC 59877, IEC 59878, IEC 59879, IEC 59880, IEC 59881, IEC 59882, IEC 59883, IEC 59884, IEC 59885, IEC 59886, IEC 59887, IEC 59888, IEC 59889, IEC 59890, IEC 59891, IEC 59892, IEC 59893, IEC 59894, IEC 59895, IEC 59896, IEC 59897, IEC 59898, IEC 59899, IEC 59900, IEC 59901, IEC 59902, IEC 59903, IEC 59904, IEC 59905, IEC 59906, IEC 59907, IEC 59908, IEC 59909, IEC 59910, IEC 59911, IEC 59912, IEC 59913, IEC 59914, IEC 59915, IEC 59916, IEC 59917, IEC 59918, IEC 59919, IEC 59920, IEC 59921, IEC 59922, IEC 59923, IEC 59924, IEC 59925, IEC 59926, IEC 59927, IEC 59928, IEC 59929, IEC 59930, IEC 59931, IEC 59932, IEC 59933, IEC 59934, IEC 59935, IEC 59936, IEC 59937, IEC 59938, IEC 59939, IEC 59940, IEC 59941, IEC 59942, IEC 59943, IEC 59944, IEC 59945, IEC 59946, IEC 59947, IEC 59948, IEC 59949, IEC 59950, IEC 59951, IEC 59952, IEC 59953, IEC 59954, IEC 59955, IEC 59956, IEC 59957, IEC 59958, IEC 59959, IEC 59960, IEC 59961, IEC 59962, IEC 59963, IEC 59964, IEC 59965, IEC 59966, IEC 59967, IEC 59968, IEC 59969, IEC 59970, IEC 59971, IEC 59972, IEC 59973, IEC 59					

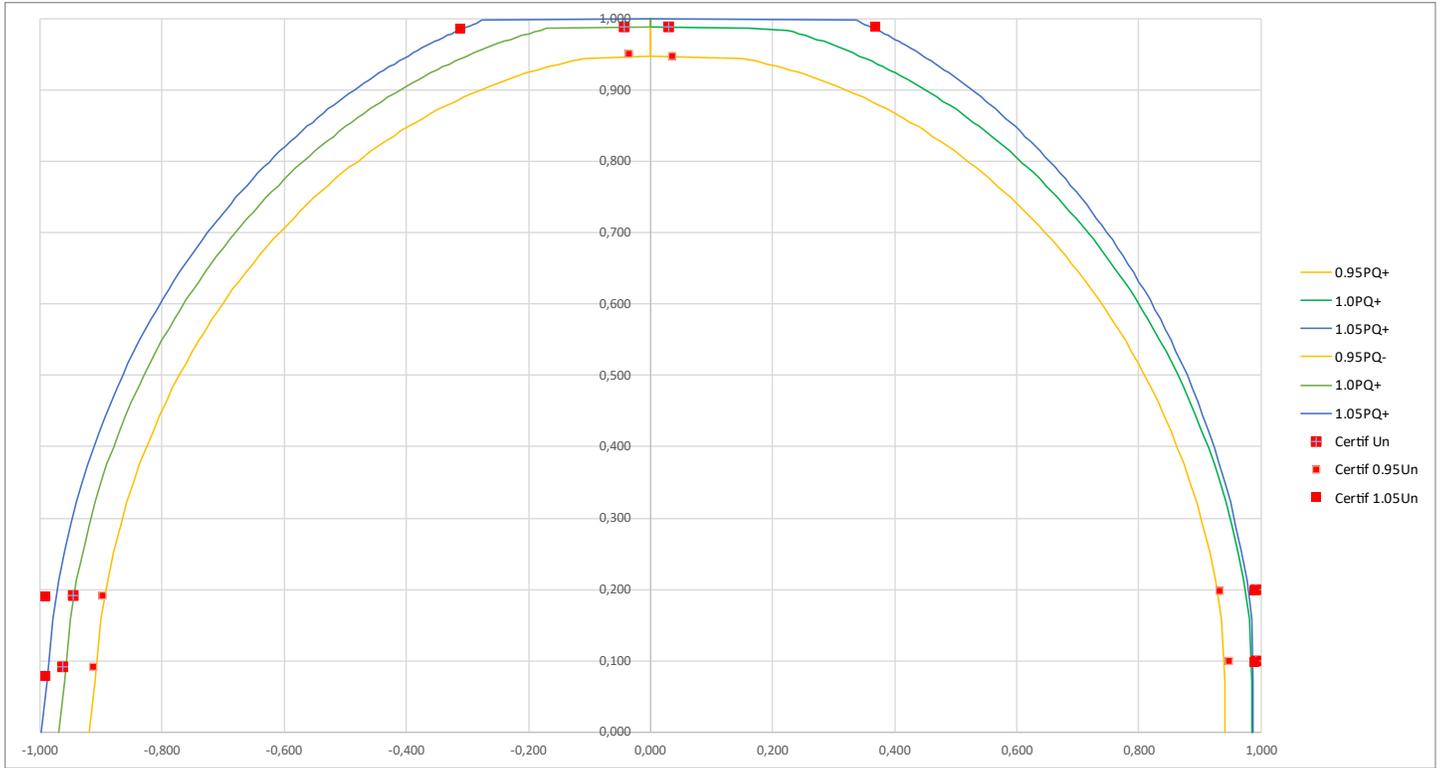


Fig. 3-9: Curva de capacidad de los inversores Ingteam 1640TL B630.

### 3.4 Transformador de bloque

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

		<b>Transformer Technical Data Sheet</b>		Date : 5.10.2022	
Project Name :		Order Code :		Tender No : 22/4375	
				Rev. No : 00	
<b>General Characteristics</b>					
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)	:	33 / 0,63-0,63		kV
6.	Voltage Tapping (@ HV)	:	5 taps; 33 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		
<b>Test Voltage Levels</b> * Acc. to IEC 60076-3					
		Um (kV)	Full Wave Lightning Impulse Withstand LI (kV)	Applied Voltage AC Withstand AV (kV)	
18.	HV side	≤ 36	200	70	
19.	LV side	≤ 3,6	40	10	
<b>Bushing Types &amp; Terminations</b>					
		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
<b>Guaranteed Values</b>					
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) (L <sub>WA</sub> )	:	81		dB (A)
27.	Short Circuit withstand Duration (t <sub>sc</sub> )	:	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 Gran Teno.



NÚMERO DE SERIE	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		NORMAS	
812642			IEC 60076	
DEV.	HV	LV	NÚMERO DE FASES	
			3	
CAPACIDAD NOMINAL (MVA)	220	220	FRECUENCIA	
			50 Hz	
TENSIÓN NOMINAL (kV)	154	33	GRUPO DE CONEXION	
			YNd11	
CORRIENTE NOMINAL (A)	824.8	3849.0	MÁXIMO NIVEL DE PRESIÓN DE SONIDO	
			80 dB(A)	
NIVELES DE AISLAMIENTO(kV)	Um 170kV	Um 36kV	ENFRIAMIENTO	
	LI 750kV	LI 170kV		ONAN/ONAF1/ONAF2 (68.2%/81.8%/100%)
	AC 325kV	AC 70kV		TEMP. AMBIENTE MIN./MAX.
			-10/+40°C	
NIVELES DE AISLAMIENTO NEUTRO (kV)	LI 170kV/AC 70kV	—————	REACTANCIA DE SECUENCIA CERO (%) 220MVA HV/LV	
			<input type="text"/>	
CORRIENTE DE CORTO DEL SISTEMA (kA)	40	31.5		

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

### 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 reducida<sup>2</sup>, los inversores fotovoltaicos operan realizando MPPT (máximo 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.

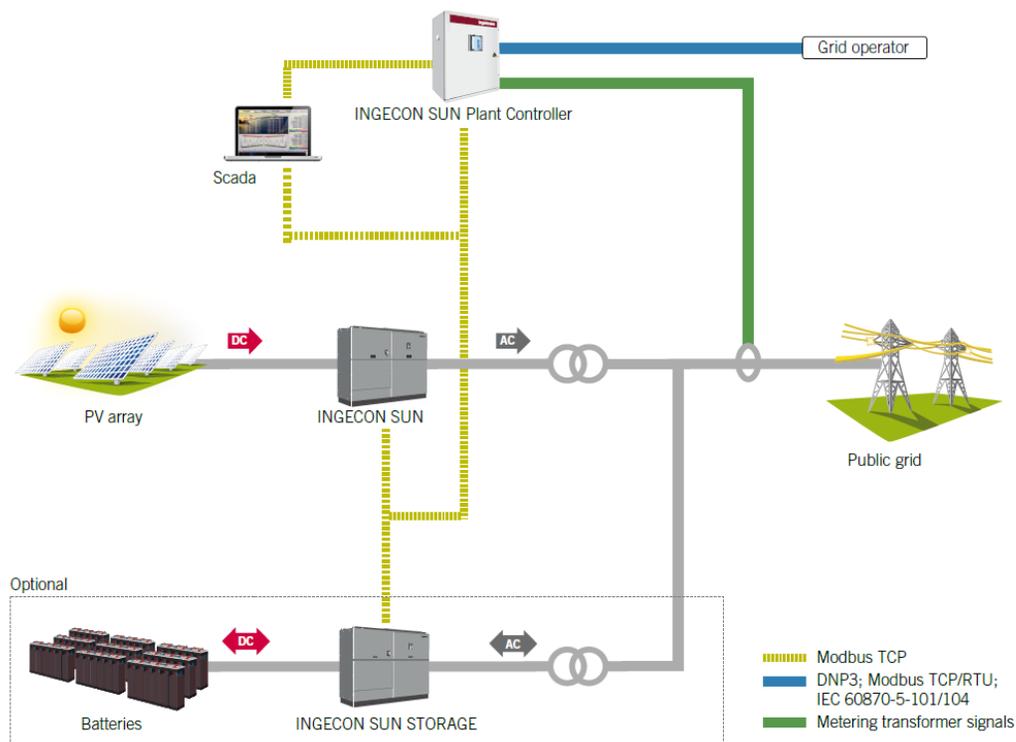


Fig. 3-12: Diagrama esquemático de la operación del PPC instalado en el PS Gran Teno.

<sup>2</sup> 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
<b>Power Analyzer</b>		
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 <sup>(1)</sup>	
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	
<b>Power Supply</b>		
Voltage supply	85 Vac..264 Vac, 50 Hz..60 Hz	
Typical consumption <sup>(2)</sup>	75 W	225 W
Maximum consumption <sup>(2)</sup>	90 W	270 W
UPS capacity <sup>(3)</sup>	15 Wh / 288 Wh	
Redundancy	Optional	
<b>Communication</b>		
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	
<b>Compatibility</b>		
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	
<b>O&amp;M Functions</b>		
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	
<b>CPU</b>		
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	
<b>General Data</b>		
Dimensions (H/W/D)	1,005 / 860 / 360 mm	2,000 / 800 / 800 mm
Weight <sup>(2)</sup>	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 <sup>(4)</sup>	2,000 m	
Marking	CE	
Standards	IEC 61000-4-30, IEC 62586-1, IEC 61131-3, IEC 60204-1, IEC 61439	
<p><b>Notes:</b> <sup>(1)</sup> For voltages greater than 30% of the nominal voltage. <sup>(2)</sup> Values measured with the highest possible number of hardware elements inside. <sup>(3)</sup> If the installation does not feature an energy storage system, the autonomy will be 2 seconds. <sup>(4)</sup> For other configurations, please contact Ingeteam's solar sales department. <sup>(5)</sup> For installations beyond the maximum altitude, please contact Ingeteam's solar sales department.</p>		

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 PCC 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 Gran Teno 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 Gran Teno y Subestación Solís

Los servicios auxiliares de la planta fotovoltaica Gran Teno y la S/E seccionadora Solís se toman de un transformador de servicios auxiliares 33kV/400V, 150kVA. Este transformador se alimenta desde una derivación en 33kV que se encuentra conectada a los devanados de baja tensión del transformador principal 220MVA, 154kV/33kV.

Los consumos de servicios auxiliares son medidos por un plazo de tiempo razonable a través del analizador de redes. La Fig. 3-14 muestra su tendencia a lo largo del intervalo de tiempo en que se llevó a cabo el registro. Los valores promedio que arrojan dichas tendencias se presentan en la Tabla 3-2.

<b>Consumo promedio de servicios auxiliares</b>	
<b>Tensión</b>	391 V
<b>Potencia reactiva</b>	5,61 kVAr
<b>Potencia activa</b>	6,25 kW

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

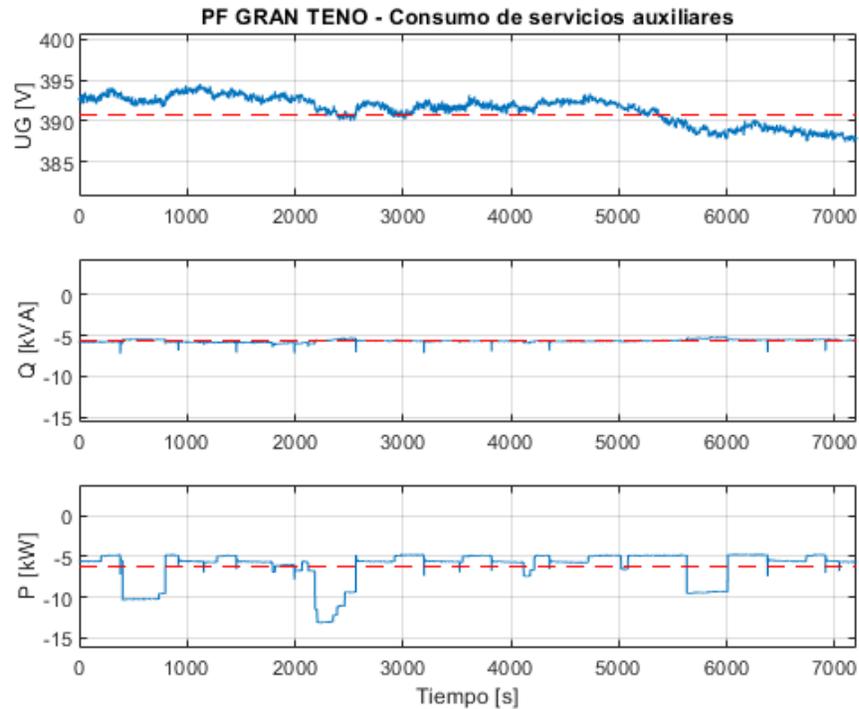


Fig. 3-14: Evolución del consumo de servicios auxiliares en el plazo de tiempo considerado.

### 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 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 Gran Teno, en alta tensión (154kV). 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.

La medición de la potencia activa de los inversores se realiza por medio del sistema SCADA existente en la central. Esta medición corresponde al terminal de salida (en 630V) de cada inversor, entendiéndose a la suma de la totalidad de estas variables como la potencia bruta de generación.

#### 4.1.2 Metodología de la prueba

La metodología de la prueba se basa en la operación centralizada del parque solar Gran Teno 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, la Tabla 4-1 especifica el rango de valores permitidos de potencia neta generada por el parque solar Gran Teno, medido en su punto de interconexión con el SEN (en la S/E Solís, 154kV)

Parámetro	Valor [MW]
Ref. mínima de potencia activa del PPC	1,00
Ref. máxima de potencia activa del PPC	200,00

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

Así, la determinación de los parámetros asociados al funcionamiento a mínimo técnico se calculan a partir de la operación del parque en 1MW. El plazo de tiempo utilizado es de una hora.

### 4.1.3 Tendencias registradas

La Fig. 4-1 y Fig. 4-2 constituyen las tendencias registradas 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 1MW (siendo éste el mínimo establecido en el control conjunto de planta) por el plazo de sesenta minutos corridos.

La Fig. 4-1 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. Por otra parte, la Fig. 4-2 presenta la suma de la potencia activa bruta generada por todos los inversores de la planta. Se decide presentar la suma de las potencias individuales de cada inversor en lugar de cada potencia activa en forma individual por la extensa cantidad de inversores con que cuenta el parque fotovoltaico Gran Teno. Las mediciones de potencia activa de todos los inversores son extraídas del sistema SCADA con la máxima tasa de muestreo posible (1 muestra cada 15 minutos).

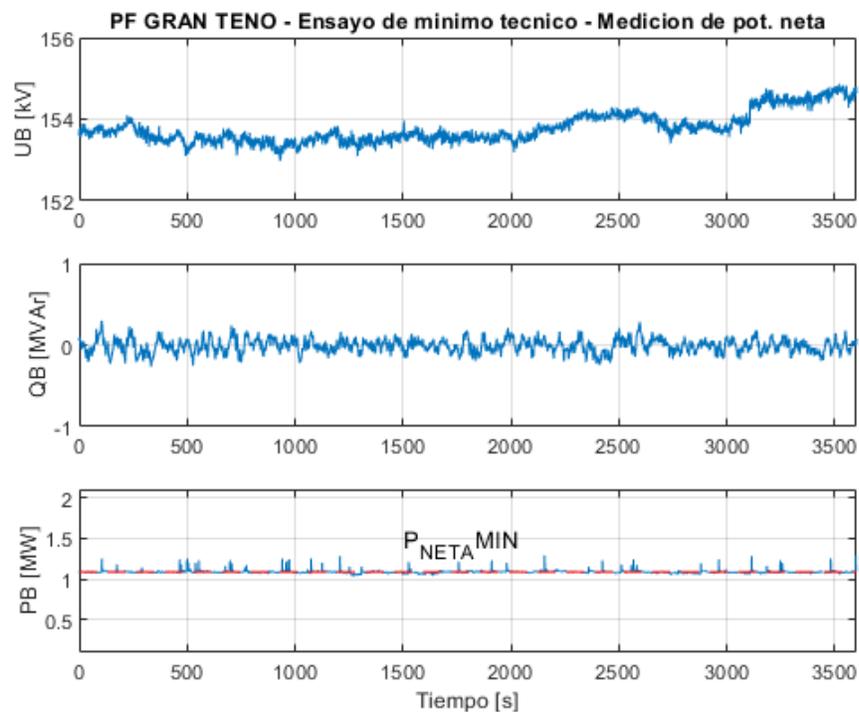


Fig. 4-1: Potencia activa neta medida en el punto de interconexión (154kV).

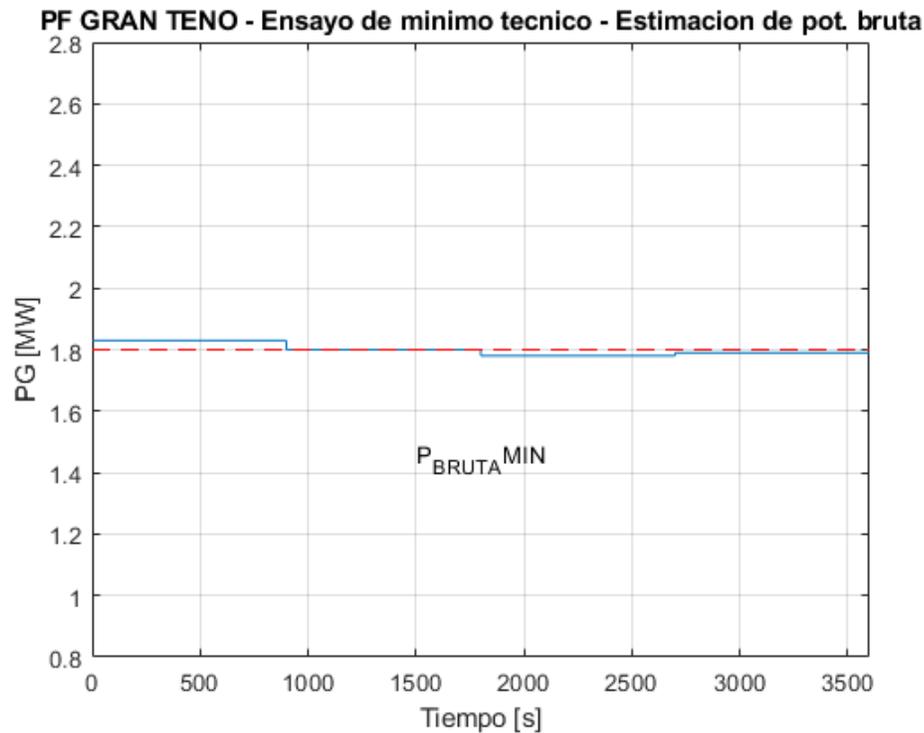


Fig. 4-2: Potencia activa bruta estimada en los inversores fotovoltaicos (630V).

El valor medio de la potencia activa neta y bruta en el intervalo de prueba se muestra en la Tabla 4-2.

Parámetro	Valor [MW]
Potencia activa neta mínima, medida en Solís 154kV	1,0860
Potencia activa bruta, estimada en 630V	1,8000

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 Solís 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:

$$P_{SS.AA.} = P_{SS.AA. S/E Solís} + n \cdot P_{SS.AA. Inversores} = 6,25kW + 136 \times 2kW = 278,25kW$$

#### 4.1.5 Cálculo de pérdidas en la central

El cálculo de las pérdidas en la central (sistema colector de media tensión, transformadores de bloque y transformador principal) se determina a partir de la resolución de la siguiente ecuación algebraica, en donde la

variable  $P_{Pérdidas}$  es la incógnita y el resto de las variables han sido determinadas por medio de mediciones y/o cálculos.

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

Así, se tiene que:

$$P_{Pérdidas} = P_{Bruta} - P_{Neta} - P_{SS.AA.} = 1,8MW - 1,086MW - 0,278MW = 0,436MW$$

## 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 Gran Teno.

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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

### 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 4-3: 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. 4-3 representa la tendencia registrada durante la prueba de determinación de mínimo técnico del inversor. La duración de la prueba es de cinco minutos corridos.

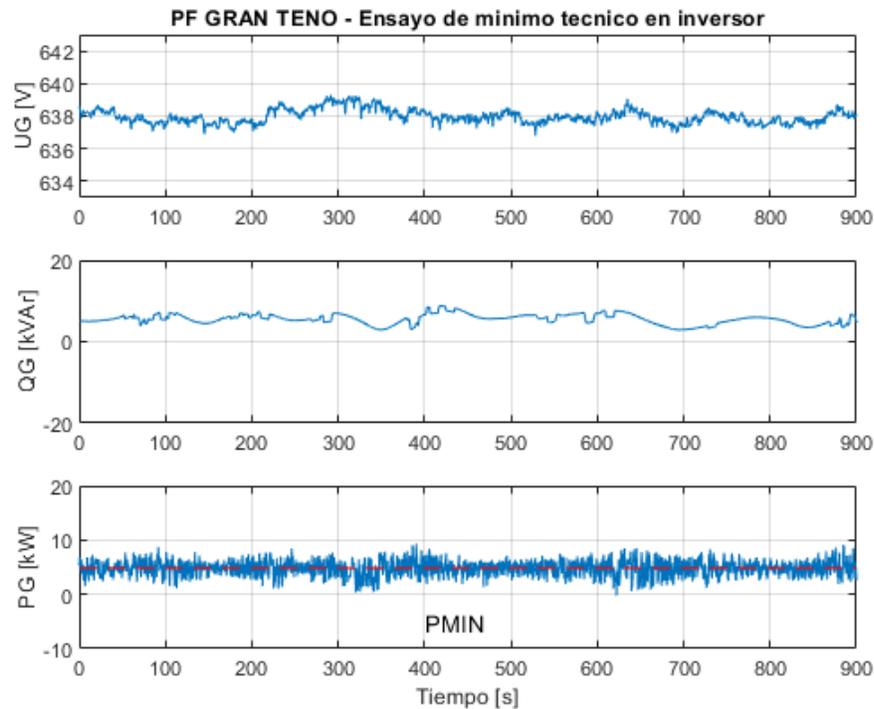


Fig. 4-3: Potencia activa bruta medida en el inversor fotovoltaico (630V).

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

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

Tabla 4-4: 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:

$$P_{SS.AA.} = 2kW$$

## 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:

$$P_{Pérdidas} = 0 \text{ kW}$$

# 5 RESUMEN DE RESULTADOS

## 5.1 A nivel de planta

La Tabla 5-1 muestra el resumen de los parámetros determinados para la operación en mínimo técnico de la central fotovoltaica Gran Teno 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 [MW]	SS/AA [MW]	Pérdidas en la central <sup>(5)</sup> [MW]	Potencia Mínima Neta <sup>(6)</sup> [MW]
PS Gran Teno	1,8000 <sup>(1)</sup>	0,2783 <sup>(2)</sup>	0,4357 <sup>(3)</sup>	1,0860 <sup>(4)</sup>

Tabla 5-1: Resumen de parámetros de mínimo técnico para el PS Gran Teno.

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.

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 (154 kV) del transformador de potencia de la S/E Solís.

## 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 Gran Teno. 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 [kW]	Potencia Mínima Neta [kW]
PS Gran Teno	4,85 <sup>(1)</sup>	2,00 <sup>(2)</sup>	N/A	2,85

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

## 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
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.



