



Ciente : Greenergy
País : CHILE
Proyecto : EEMT-2023-345-527
Revisión : E
Fecha : 30/09/2024

Informe de Mínimo Técnico
Parque Solar Gran Teno



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

Pablo Amoedo

Ingeniero de Ensayos

pablo.amoedo@estudios-electromagneticos.com

Cristian Albistur

Director de Estudios

cristian.albistur@estudios-electromagneticos.com

www.estudios-electromagneticos.com

| Fecha | Rev. | Obs. | Preparó | Revisó | Aprobó |
|------------|------|-----------------------------------|---------|--------|--------|
| 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 |
| 30/09/2024 | D | Correcciones por parte del CEN | PA | PA | CA |
| 05/03/2025 | E | 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 | Diagrama unifilar simplificado | 6 |
| 3.3 | Puntos de medición | 7 |
| 3.3.1 | Potencia activa neta (P1)..... | 8 |
| 3.3.2 | Servicios auxiliares | 9 |
| 3.3.3 | Potencia activa bruta (P2) | 10 |
| 3.4 | Datos de los paneles fotovoltaicos..... | 11 |
| 3.5 | Inversores fotovoltaicos | 16 |
| 3.6 | Transformador de bloque..... | 21 |
| 3.7 | Transformador principal | 22 |
| 3.8 | Control conjunto de planta (PPC, <i>power plant controller</i>) | 22 |
| 3.8.1 | Descripción..... | 22 |
| 3.8.2 | Filosofía de operación | 25 |
| 3.9 | Servicios auxiliares..... | 26 |
| 3.9.1 | Parque fotovoltaico Gran Teno y Subestación Solís..... | 26 |
| 3.9.2 | Inversores fotovoltaicos..... | 27 |
| 4 | ENSAYOS EN SITIO | 28 |
| 4.1 | Pruebas de mínimo técnico a nivel de planta | 28 |
| 4.1.1 | Mediciones realizadas | 28 |
| 4.1.2 | Metodología de la prueba | 28 |
| 4.1.3 | Tendencias registradas..... | 29 |
| 4.1.4 | Cálculo de SS.AA..... | 30 |
| 4.1.5 | Cálculo de pérdidas en la central | 30 |
| 4.2 | Pruebas de mínimo técnico sobre un inversor fotovoltaico individual..... | 31 |
| 4.2.1 | Mediciones realizadas | 31 |
| 4.2.2 | Metodología de la prueba | 32 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.2.3 | Tendencias registradas..... | 33 |
| 4.2.4 | Cálculo de SS.AA..... | 34 |
| 4.2.5 | Cálculo de pérdidas en la central | 34 |
| 5 | RESUMEN DE RESULTADOS..... | 36 |
| 5.1 | A nivel de planta | 36 |
| 5.2 | A nivel de inversor | 37 |
| 6 | ANEXOS | 38 |
| 6.1 | Certificado de calibración de analizador de redes Hioki PQ3100 | 38 |
| 6.2 | Analizador de potencia activa existente en planta | 39 |

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 CEN¹.

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.

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 |
|--------------------------------------|--------------------------|---|
| Pablo Amoedo | 6 de junio de 2024 | Ensayos de mínimo técnico |
| Lorena Otalora / Sebastian Fredes | 26 de septiembre de 2024 | Ensayo de mínimo técnico sobre inversor individual |

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 sobre el final del informe e incluyen:

- Diagrama unifilar de media tensión (33kV). 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). 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.
- Diagrama unifilar de los servicios auxiliares de la S/E Solís, de donde se derivan los consumos correspondientes para la operación del PFV Gran Teno.
- Diagrama unifilar de un centro de transformación (transformador de bloque y cuatro inversores fotovoltaicos).

Los planos son adjuntados en su tamaño original para asegurar la legibilidad de su información.

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, tal como se presentará en las secciones posteriores.

3.2 Diagrama unifilar simplificado

La Fig. 3-1 muestra el diagrama unifilar simplificado sobre el cual se establecerá la nomenclatura correspondiente al presente informe. Dicho diagrama permite la representación simplificada de cualquier central basada en fuentes de generación de energía renovables.

La descripción de sus componentes se detalla a continuación, de acuerdo con su enumeración.

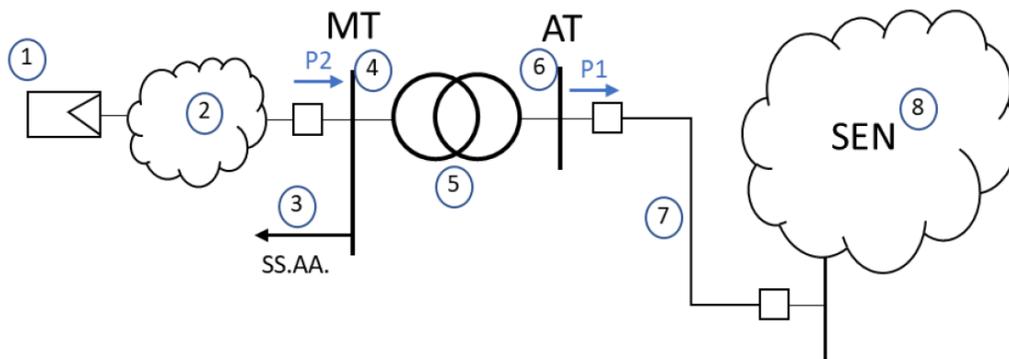


Fig. 3-1: Diagrama unifilar simplificado para el establecimiento de la nomenclatura.

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
2. **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
3. Servicios Auxiliares de la central (**SS.AA.**).
4. Barra de media tensión (**MT**): Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
5. **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
6. Barra de alta tensión (**AT**): Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
7. **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.
8. Sistema Eléctrico Nacional (**SEN**).

3.3 Puntos de medición

Para el desarrollo de las actividades y ensayos asociados al presente informe, se llevaron a cabo distintas mediciones en sitio. A continuación, se presentan cada una de ellas junto con un recorte del diagrama unifilar correspondiente. Tal como fuese detallado en la sección 3.1, todos los diagramas unifilares se incluyen al final del informe.

3.3.1 Potencia activa neta (P1)

La potencia activa neta, correspondiente a la variable P1 identificada en la Fig. 3-1, se mide a través de los transformadores de corriente y potencial dispuestos en el punto de interconexión del PFV Gran Teno con la S/E Solís, en 154kV. La Fig. 3-2 muestra un recorte del diagrama unifilar en donde se resalta el punto de medida.

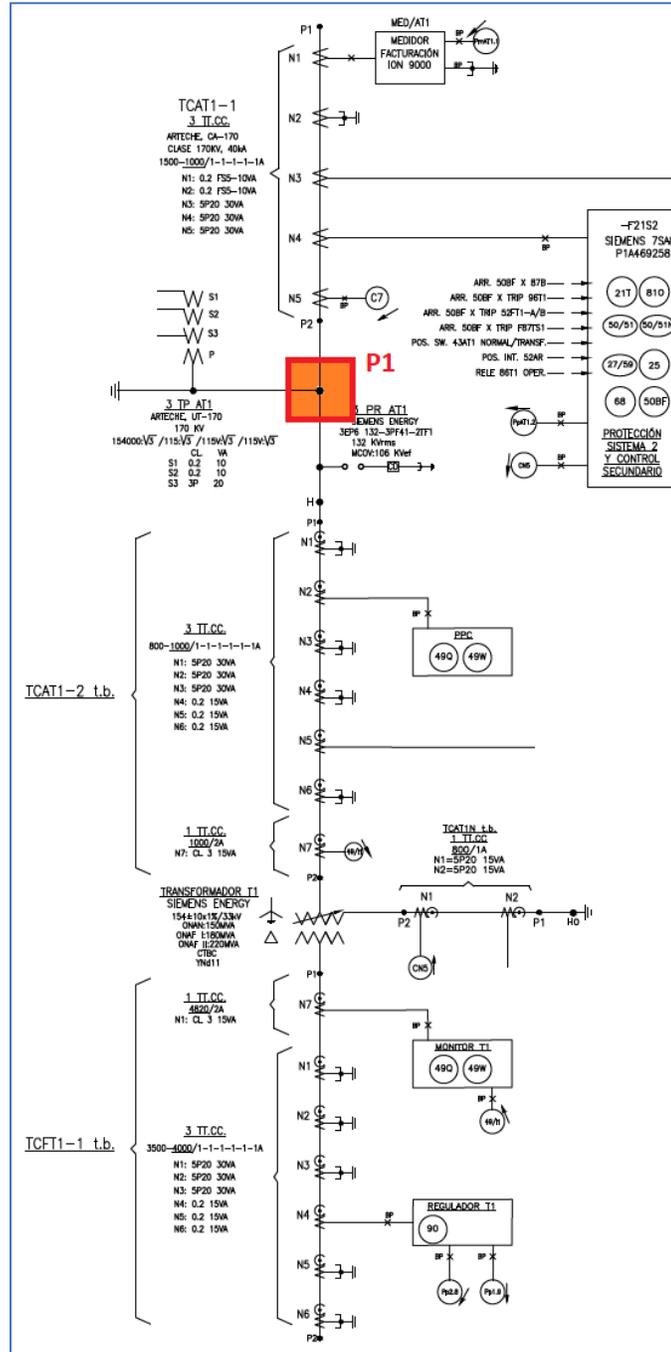


Fig. 3-2: Punto de medición para la potencia activa neta (P1).

3.3.2 Servicios auxiliares

Los consumos de servicios auxiliares son medidos en la acometida del tablero de servicios auxiliares disponible en la S/E Solís. Esta alimentación, de baja tensión (3x380V + neutro), proviene de un transformador de servicios auxiliares (33kV/380V, 150kVA) montado en la S/E Solís.

Los servicios auxiliares son comunes a la S/E Solís y el PFV Gran Teno. No resulta posible desagregar, dada la distribución del tablero, los consumos de la subestación de los del parque fotovoltaico. En tal sentido, los valores medidos serán afectados por un índice calculado a través de la segregación de las cargas según su clasificación.

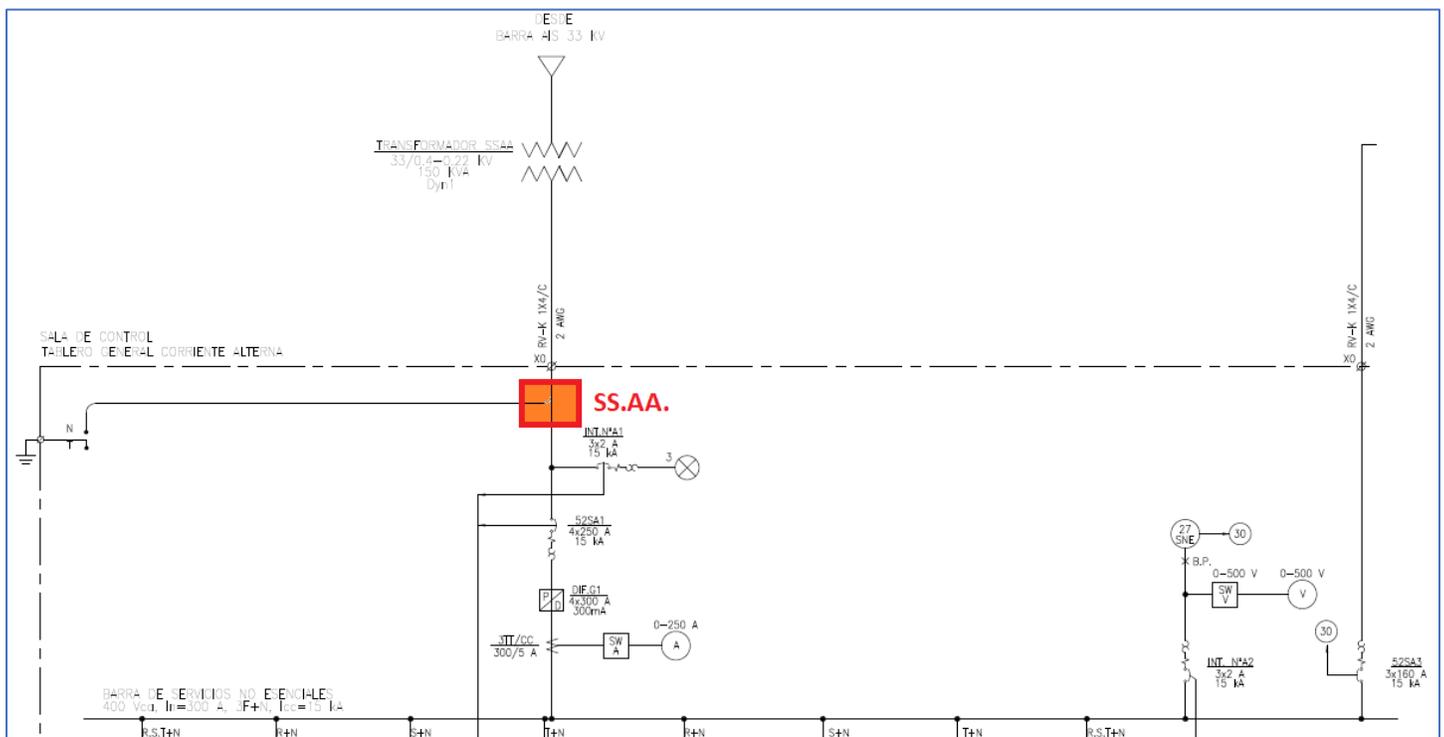


Fig. 3-3: Punto de medición para los servicios auxiliares.

3.3.3 Potencia activa bruta (P2)

La potencia activa bruta de un inversor fotovoltaico, correspondiente a la variable P2 identificada en la Fig. 3-1, se mide en la salida de CA de este, a nivel de 630V. La Fig. 3-4 muestra un recorte del diagrama unifilar de los inversores instalados en sitio en donde se resalta el punto de medida.

Se aclara que la potencia activa bruta total del parque es, a los fines prácticos, imposible de medir por el considerable número de unidades existentes en este tipo de centrales de generación renovable. En tal sentido, dicha variable será estimada utilizando la base de datos del parque fotovoltaico en el software DigSilent Power Factory. Esta observación será repetida en el informe a los efectos de dejar en claro que se trata de una estimación, y no de una medición.

La medición de la potencia activa bruta de un inversor es utilizada como variable de registro en aquellas pruebas realizadas sobre un inversor individual.

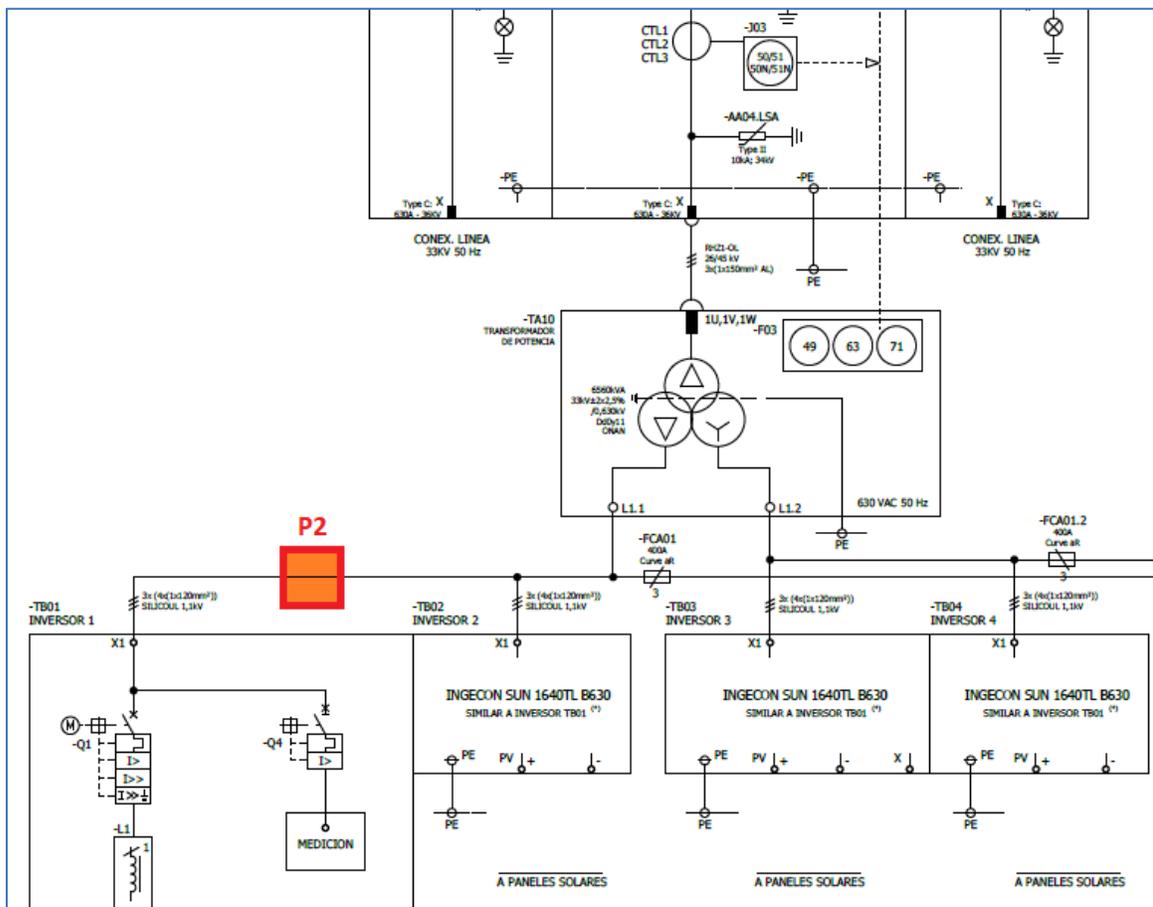


Fig. 3-4: Medición de la potencia activa bruta de un inversor.

3.4 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. 3-5 y Fig. 3-6, mientras que las de los paneles Canadian Solar se presentan en la Fig. 3-7 y Fig. 3-8.

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

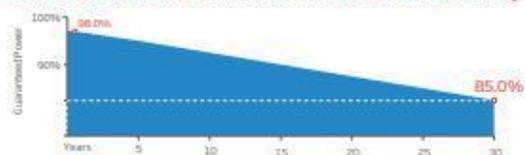
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



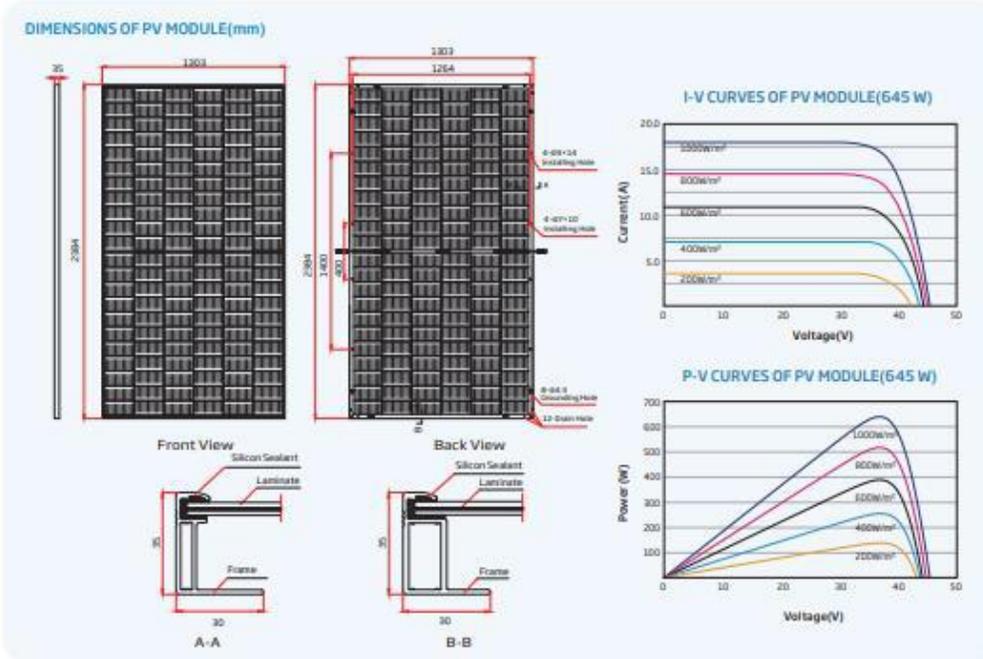
Comprehensive Products and System Certificates



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. 3-5: 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 - η_m (%) | 20.6 | 20.8 | 20.9 | 21.1 | 21.2 | 21.4 |

STC Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±0.6%

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% | | | | | |

Power tolerance: ±0.5%

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/m², Ambient Temperature 25°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 ² (0.006 inches ²), 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. 3-6: Hoja de datos del panel fotovoltaico Trina Solar (continuación).

FRONT BACK

BiHiKu7

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

MORE POWER

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

MORE RELIABLE

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

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

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

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

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

PRODUCT CERTIFICATES*

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

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

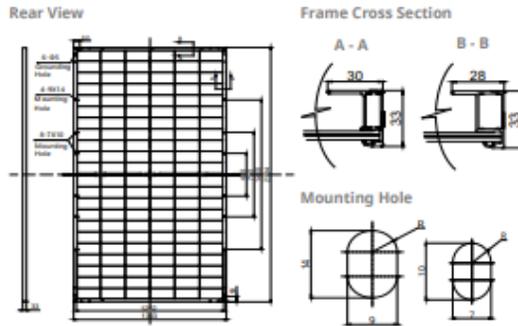
CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years,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

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

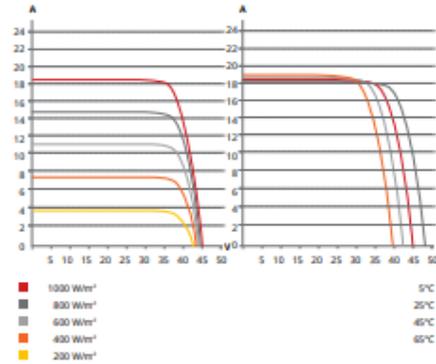
CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Fig. 3-7: 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/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

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

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{front} 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/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

| Specification | Data |
|------------------------------------|---|
| Cell Type | Mono-crystalline |
| Cell Arrangement | 132 [2 x (11 x 6)] |
| Dimensions | 2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in) |
| Weight | 37.8 kg (83.3 lbs) |
| Front Glass | 2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating |
| Back Glass | 2.0 mm heat strengthened glass |
| Frame | Anodized aluminium alloy |
| J-Box | IP68, 3 bypass diodes |
| Cable | 4.0 mm ² (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. 3-8: Hoja de datos del panel fotovoltaico Canadian Solar (continuación).

3.5 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. 3-9. Las especificaciones del transformador de bloque son presentadas en la sección 3.6.

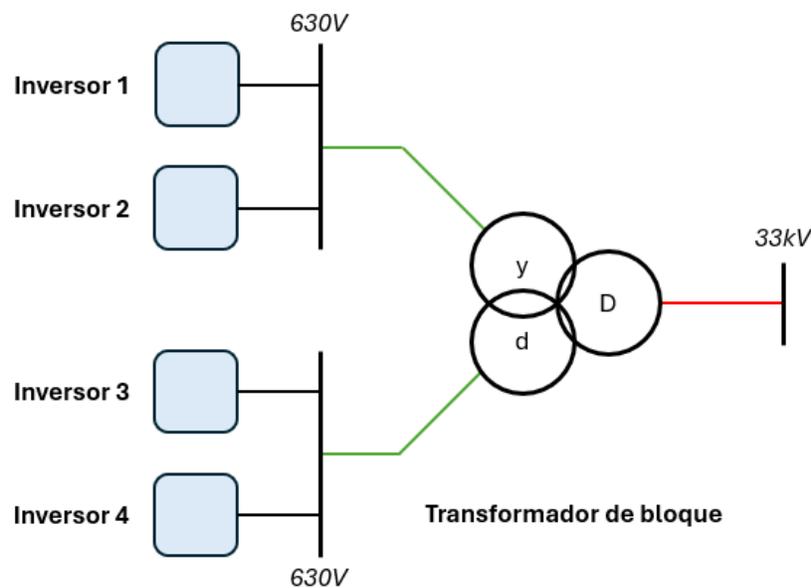


Fig. 3-9: Disposición simplificada de un centro de transformación.

La hoja de datos del inversor fotovoltaico se presenta en la Fig. 3-10, Fig. 3-11 y Fig. 3-12. 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. 3-13. A partir de esta última es posible indicar que el rango de potencia bruta para la operación de estos inversores fotovoltaicos es la siguiente:

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

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

INGECON

SUN

PowerMax Dual B Series
1,500 V_{dc}

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

Up to 3.6 MVA at 1500 V

Maximum power density

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

Latest generation electronics

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

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

Integrated AC connections

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

Maximum protection

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

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

Maximum efficiency values

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

Enhanced functionality

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



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

Ingeteam

Fig. 3-10: Hoja de datos del inversor Ingeteam 1640TL B630.

INGECON SUN

PowerMax Dual B Series 1,500 V_{dc}

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

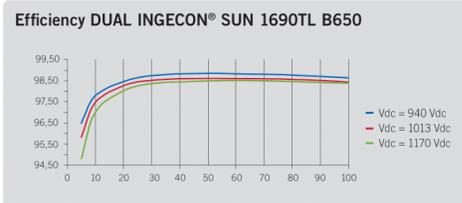
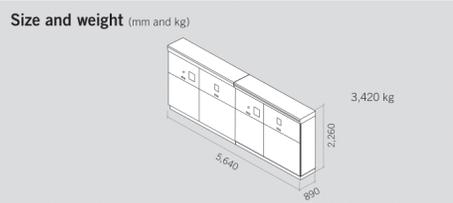
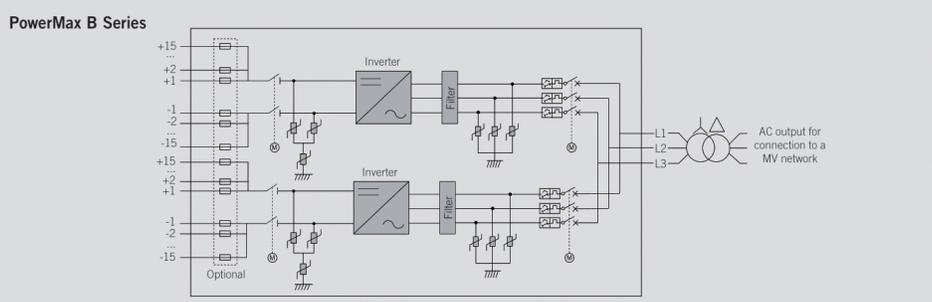
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the 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. 3-11: Hoja de datos del inversor Ingeteam 1640TL B630 (continuación).

| INGECON | | SUN | | PowerMax Dual B Series | | 1,500 V _{dc} | |
|---|---|---|---|---|---|-----------------------|--|
| | 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 | | | | | | |
| 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 | | | | | | |
| Input protections | | | | | | | |
| 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 | | | | | | |
| 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 | 3,000 A / 2,700 A | | | | | | |
| Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾ | 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⁾ | 1 | | | | | | |
| Power Factor adjustable | Yes. S _{max} =3,274 kVA | Yes. S _{max} =3,326 kVA | Yes. S _{max} =3,378 kVA | Yes. S _{max} =3,482 kVA | Yes. S _{max} =3,589 kVA | | |
| THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾ | <3% | | | | | | |
| Output protections | | | | | | | |
| 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 | | | | | | |
| 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 | | | | | | | |
| 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 ³ /h per power block | | | | | | |
| 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 | 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 61683, IEC 60099-2, IEC 60099-3, IEC 60099-4, IEC 60099-5, IEC 60099-6, IEC 60099-7, IEC 60099-8, IEC 60099-9, IEC 60099-10, IEC 60099-11, IEC 60099-12, IEC 60099-13, IEC 60099-14, IEC 60099-15, IEC 60099-16, IEC 60099-17, IEC 60099-18, IEC 60099-19, IEC 60099-20, IEC 60099-21, IEC 60099-22, IEC 60099-23, IEC 60099-24, IEC 60099-25, IEC 60099-26, IEC 60099-27, IEC 60099-28, IEC 60099-29, IEC 60099-30, IEC 60099-31, IEC 60099-32, IEC 60099-33, IEC 60099-34, IEC 60099-35, IEC 60099-36, IEC 60099-37, IEC 60099-38, IEC 60099-39, IEC 60099-40, IEC 60099-41, IEC 60099-42, IEC 60099-43, IEC 60099-44, IEC 60099-45, IEC 60099-46, IEC 60099-47, IEC 60099-48, IEC 60099-49, IEC 60099-50, IEC 60099-51, IEC 60099-52, IEC 60099-53, IEC 60099-54, IEC 60099-55, IEC 60099-56, IEC 60099-57, IEC 60099-58, IEC 60099-59, IEC 60099-60, IEC 60099-61, IEC 60099-62, IEC 60099-63, IEC 60099-64, IEC 60099-65, IEC 60099-66, IEC 60099-67, IEC 60099-68, IEC 60099-69, IEC 60099-70, IEC 60099-71, IEC 60099-72, IEC 60099-73, IEC 60099-74, IEC 60099-75, IEC 60099-76, IEC 60099-77, IEC 60099-78, IEC 60099-79, IEC 60099-80, IEC 60099-81, IEC 60099-82, IEC 60099-83, IEC 60099-84, IEC 60099-85, IEC 60099-86, IEC 60099-87, IEC 60099-88, IEC 60099-89, IEC 60099-90, IEC 60099-91, IEC 60099-92, IEC 60099-93, IEC 60099-94, IEC 60099-95, IEC 60099-96, IEC 60099-97, IEC 60099-98, IEC 60099-99, IEC 60099-100, IEC 60099-101, IEC 60099-102, IEC 60099-103, IEC 60099-104, IEC 60099-105, IEC 60099-106, IEC 60099-107, IEC 60099-108, IEC 60099-109, IEC 60099-110, IEC 60099-111, IEC 60099-112, IEC 60099-113, IEC 60099-114, IEC 60099-115, IEC 60099-116, IEC 60099-117, IEC 60099-118, IEC 60099-119, IEC 60099-120, IEC 60099-121, IEC 60099-122, IEC 60099-123, IEC 60099-124, IEC 60099-125, IEC 60099-126, IEC 60099-127, IEC 60099-128, IEC 60099-129, IEC 60099-130, IEC 60099-131, IEC 60099-132, IEC 60099-133, IEC 60099-134, IEC 60099-135, IEC 60099-136, IEC 60099-137, IEC 60099-138, IEC 60099-139, IEC 60099-140, IEC 60099-141, IEC 60099-142, IEC 60099-143, IEC 60099-144, IEC 60099-145, IEC 60099-146, IEC 60099-147, IEC 60099-148, IEC 60099-149, IEC 60099-150, IEC 60099-151, IEC 60099-152, IEC 60099-153, IEC 60099-154, IEC 60099-155, IEC 60099-156, IEC 60099-157, IEC 60099-158, IEC 60099-159, IEC 60099-160, IEC 60099-161, IEC 60099-162, IEC 60099-163, IEC 60099-164, IEC 60099-165, IEC 60099-166, IEC 60099-167, IEC 60099-168, IEC 60099-169, IEC 60099-170, IEC 60099-171, IEC 60099-172, IEC 60099-173, IEC 60099-174, IEC 60099-175, IEC 60099-176, IEC 60099-177, IEC 60099-178, IEC 60099-179, IEC 60099-180, IEC 60099-181, IEC 60099-182, IEC 60099-183, IEC 60099-184, IEC 60099-185, IEC 60099-186, IEC 60099-187, IEC 60099-188, IEC 60099-189, IEC 60099-190, IEC 60099-191, IEC 60099-192, IEC 60099-193, IEC 60099-194, IEC 60099-195, IEC 60099-196, IEC 60099-197, IEC 60099-198, IEC 60099-199, IEC 60099-200, IEC 60099-201, IEC 60099-202, IEC 60099-203, IEC 60099-204, IEC 60099-205, IEC 60099-206, IEC 60099-207, IEC 60099-208, IEC 60099-209, IEC 60099-210, IEC 60099-211, IEC 60099-212, IEC 60099-213, IEC 60099-214, IEC 60099-215, IEC 60099-216, IEC 60099-217, IEC 60099-218, IEC 60099-219, IEC 60099-220, IEC 60099-221, IEC 60099-222, IEC 60099-223, IEC 60099-224, IEC 60099-225, IEC 60099-226, IEC 60099-227, IEC 60099-228, IEC 60099-229, IEC 60099-230, IEC 60099-231, IEC 60099-232, IEC 60099-233, IEC 60099-234, IEC 60099-235, IEC 60099-236, IEC 60099-237, IEC 60099-238, IEC 60099-239, IEC 60099-240, IEC 60099-241, IEC 60099-242, IEC 60099-243, IEC 60099-244, IEC 60099-245, IEC 60099-246, IEC 60099-247, IEC 60099-248, IEC 60099-249, IEC 60099-250, IEC 60099-251, IEC 60099-252, IEC 60099-253, IEC 60099-254, IEC 60099-255, IEC 60099-256, IEC 60099-257, IEC 60099-258, IEC 60099-259, IEC 60099-260, IEC 60099-261, IEC 60099-262, IEC 60099-263, IEC 60099-264, IEC 60099-265, IEC 60099-266, IEC 60099-267, IEC 60099-268, IEC 60099-269, IEC 60099-270, IEC 60099-271, IEC 60099-272, IEC 60099-273, IEC 60099-274, IEC 60099-275, IEC 60099-276, IEC 60099-277, IEC 60099-278, IEC 60099-279, IEC 60099-280, IEC 60099-281, IEC 60099-282, IEC 60099-283, IEC 60099-284, IEC 60099-285, IEC 60099-286, IEC 60099-287, IEC 60099-288, IEC 60099-289, IEC 60099-290, IEC 60099-291, IEC 60099-292, IEC 60099-293, IEC 60099-294, IEC 60099-295, IEC 60099-296, IEC 60099-297, IEC 60099-298, IEC 60099-299, IEC 60099-300, IEC 60099-301, IEC 60099-302, IEC 60099-303, IEC 60099-304, IEC 60099-305, IEC 60099-306, IEC 60099-307, IEC 60099-308, IEC 60099-309, IEC 60099-310, IEC 60099-311, IEC 60099-312, IEC 60099-313, IEC 60099-314, IEC 60099-315, IEC 60099-316, IEC 60099-317, IEC 60099-318, IEC 60099-319, IEC 60099-320, IEC 60099-321, IEC 60099-322, IEC 60099-323, IEC 60099-324, IEC 60099-325, IEC 60099-326, IEC 60099-327, IEC 60099-328, IEC 60099-329, IEC 60099-330, IEC 60099-331, IEC 60099-332, IEC 60099-333, IEC 60099-334, IEC 60099-335, IEC 60099-336, IEC 60099-337, IEC 60099-338, IEC 60099-339, IEC 60099-340, IEC 60099-341, IEC 60099-342, IEC 60099-343, IEC 60099-344, IEC 60099-345, IEC 60099-346, IEC 60099-347, IEC 60099-348, IEC 60099-349, IEC 60099-350, IEC 60099-351, IEC 60099-352, IEC 60099-353, IEC 60099-354, IEC 60099-355, IEC 60099-356, IEC 60099-357, IEC 60099-358, IEC 60099-359, IEC 60099-360, IEC 60099-361, IEC 60099-362, IEC 60099-363, IEC 60099-364, IEC 60099-365, IEC 60099-366, IEC 60099-367, IEC 60099-368, IEC 60099-369, IEC 60099-370, IEC 60099-371, IEC 60099-372, IEC 60099-373, IEC 60099-374, IEC 60099-375, IEC 60099-376, IEC 60099-377, IEC 60099-378, IEC 60099-379, IEC 60099-380, IEC 60099-381, IEC 60099-382, IEC 60099-383, IEC 60099-384, IEC 60099-385, IEC 60099-386, IEC 60099-387, IEC 60099-388, IEC 60099-389, IEC 60099-390, IEC 60099-391, IEC 60099-392, IEC 60099-393, IEC 60099-394, IEC 60099-395, IEC 60099-396, IEC 60099-397, IEC 60099-398, IEC 60099-399, IEC 60099-400, IEC 60099-401, IEC 60099-402, IEC 60099-403, IEC 60099-404, IEC 60099-405, IEC 60099-406, IEC 60099-407, IEC 60099-408, IEC 60099-409, IEC 60099-410, IEC 60099-411, IEC 60099-412, IEC 60099-413, IEC 60099-414, IEC 60099-415, IEC 60099-416, IEC 60099-417, IEC 60099-418, IEC 60099-419, IEC 60099-420, IEC 60099-421, IEC 60099-422, IEC 60099-423, IEC 60099-424, IEC 60099-425, IEC 60099-426, IEC 60099-427, IEC 60099-428, IEC 60099-429, IEC 60099-430, IEC 60099-431, IEC 60099-432, IEC 60099-433, IEC 60099-434, IEC 60099-435, IEC 60099-436, IEC 60099-437, IEC 60099-438, IEC 60099-439, IEC 60099-440, IEC 60099-441, IEC 60099-442, IEC 60099-443, IEC 60099-444, IEC 60099-445, IEC 60099-446, IEC 60099-447, IEC 60099-448, IEC 60099-449, IEC 60099-450, IEC 60099-451, IEC 60099-452, IEC 60099-453, IEC 60099-454, IEC 60099-455, IEC 60099-456, IEC 60099-457, IEC 60099-458, IEC 60099-459, IEC 60099-460, IEC 60099-461, IEC 60099-462, IEC 60099-463, IEC 60099-464, IEC 60099-465, IEC 60099-466, IEC 60099-467, IEC 60099-468, IEC 60099-469, IEC 60099-470, IEC 60099-471, IEC 60099-472, IEC 60099-473, IEC 60099-474, IEC 60099-475, IEC 60099-476, IEC 60099-477, IEC 60099-478, IEC 60099-479, IEC 60099-480, IEC 60099-481, IEC 60099-482, IEC 60099-483, IEC 60099-484, IEC 60099-485, IEC 60099-486, IEC 60099-487, IEC 60099-488, IEC 60099-489, IEC 60099-490, IEC 60099-491, IEC 60099-492, IEC 60099-493, IEC 60099-494, IEC 60099-495, IEC 60099-496, IEC 60099-497, IEC 60099-498, IEC 60099-499, IEC 60099-500, IEC 60099-501, IEC 60099-502, IEC 60099-503, IEC 60099-504, IEC 60099-505, IEC 60099-506, IEC 60099-507, IEC 60099-508, IEC 60099-509, IEC 60099-510, IEC 60099-511, IEC 60099-512, IEC 60099-513, IEC 60099-514, IEC 60099-515, IEC 60099-516, IEC 60099-517, IEC 60099-518, IEC 60099-519, IEC 60099-520, IEC 60099-521, IEC 60099-522, IEC 60099-523, IEC 60099-524, IEC 60099-525, IEC 60099-526, IEC 60099-527, IEC 60099-528, IEC 60099-529, IEC 60099-530, IEC 60099-531, IEC 60099-532, IEC 60099-533, IEC 60099-534, IEC 60099-535, IEC 60099-536, IEC 60099-537, IEC 60099-538, IEC 60099-539, IEC 60099-540, IEC 60099-541, IEC 60099-542, IEC 60099-543, IEC 60099-544, IEC 60099-545, IEC 60099-546, IEC 60099-547, IEC 60099-548, IEC 60099-549, IEC 60099-550, IEC 60099-551, IEC 60099-552, IEC 60099-553, IEC 60099-554, IEC 60099-555, IEC 60099-556, IEC 60099-557, IEC 60099-558, IEC 60099-559, IEC 60099-560, IEC 60099-561, IEC 60099-562, IEC 60099-563, IEC 60099-564, IEC 60099-565, IEC 60099-566, IEC 60099-567, IEC 60099-568, IEC 60099-569, IEC 60099-570, IEC 60099-571, IEC 60099-572, IEC 60099-573, IEC 60099-574, IEC 60099-575, IEC 60099-576, IEC 60099-577, IEC 60099-578, IEC 60099-579, IEC 60099-580, IEC 60099-581, IEC 60099-582, IEC 60099-583, IEC 60099-584, IEC 60099-585, IEC 60099-586, IEC 60099-587, IEC 60099-588, IEC 60099-589, IEC 60099-590, IEC 60099-591, IEC 60099-592, IEC 60099-593, IEC 60099-594, IEC 60099-595, IEC 60099-596, IEC 60099-597, IEC 60099-598, IEC 60099-599, IEC 60099-600, IEC 60099-601, IEC 60099-602, IEC 60099-603, IEC 60099-604, IEC 60099-605, IEC 60099-606, IEC 60099-607, IEC 60099-608, IEC 60099-609, IEC 60099-610, IEC 60099-611, IEC 60099-612, IEC 60099-613, IEC 60099-614, IEC 60099-615, IEC 60099-616, IEC 60099-617, IEC 60099-618, IEC 60099-619, IEC 60099-620, IEC 60099-621, IEC 60099-622, IEC 60099-623, IEC 60099-624, IEC 60099-625, IEC 60099-626, IEC 60099-627, IEC 60099-628, IEC 60099-629, IEC 60099-630, IEC 60099-631, IEC 60099-632, IEC 60099-633, IEC 60099-634, IEC 60099-635, IEC 60099-636, IEC 60099-637, IEC 60099-638, IEC 60099-639, IEC 60099-640, IEC 60099-641, IEC 60099-642, IEC 60099-643, IEC 60099-644, IEC 60099-645, IEC 60099-646, IEC 60099-647, IEC 60099-648, IEC 60099-649, IEC 60099-650, IEC 60099-651, IEC 60099-652, IEC 60099-653, IEC 60099-654, IEC 60099-655, IEC 60099-656, IEC 60099-657, IEC 60099-658, IEC 60099-659, IEC 60099-660, IEC 60099-661, IEC 60099-662, IEC 60099-663, IEC 60099-664, IEC 60099-665, IEC 60099-666, IEC 60099-667, IEC 60099-668, IEC 60099-669, IEC 60099-670, IEC 60099-671, IEC 60099-672, IEC 60099-673, IEC 60099-674, IEC 60099-675, IEC 60099-676, IEC 60099-677, IEC 60099-678, IEC 60099-679, IEC 60099-680, IEC 60099-681, IEC 60099-682, IEC 60099-683, IEC 60099-684, IEC 60099-685, IEC 60099-686, IEC 60099-687, IEC 60099-688, IEC 60099-689, IEC 60099-690, IEC 60099-691, IEC 60099-692, IEC 60099-693, IEC 60099-694, IEC 60099-695, IEC 60099-696, IEC 60099-697, IEC 60099-698, IEC 60099-699, IEC 60099-700, IEC 60099-701, IEC 60099-702, IEC 60099-703, IEC 60099-704, IEC 60099-705, IEC 60099-706, IEC 60099-707, IEC 60099-708, IEC 60099-709, IEC 60099-710, IEC 60099-711, IEC 60099-712, IEC 60099-713, IEC 60099-714, IEC 60099-715, IEC 60099-716, IEC 60099-717, IEC 60099-718, IEC 60099-719, IEC 60099-720, IEC 60099-721, IEC 60099-722, IEC 60099-723, IEC 60099-724, IEC 60099-725, I | | | | | | |

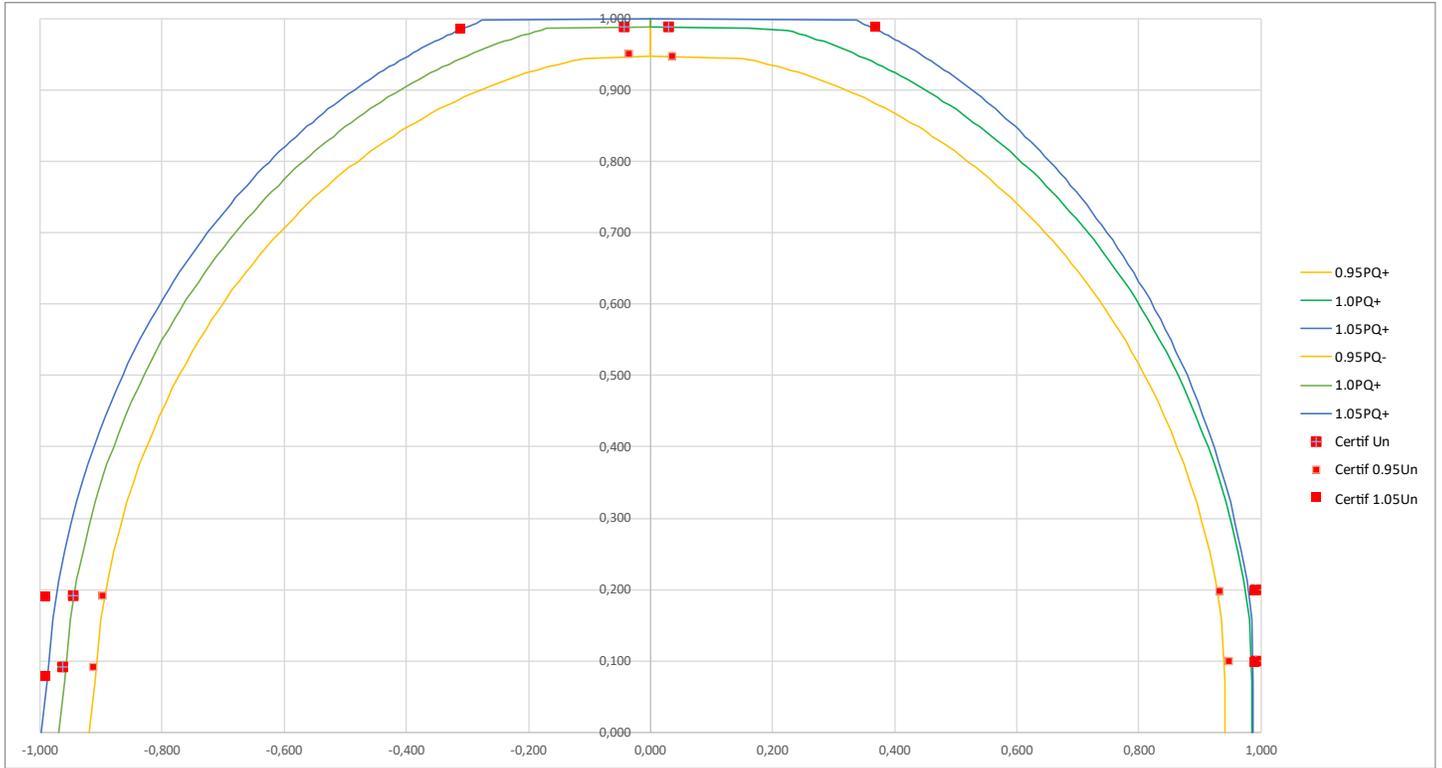


Fig. 3-13: Curva de capacidad de los inversores Ingeteam 1640TL B630.

3.6 Transformador de bloque

La Fig. 3-14 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.

|  | | Transformer Technical Data Sheet | | Date : 5.10.2022 | |
|---|---|---|---|--------------------------------------|-------------------|
| Project Name : | | Order Code : | | Tender No : 22/4375 | |
| | | | | Rev. No : 00 | |
| General Characteristics | | | | | |
| 1. | Type of Product | : | Hermetically Sealed | | |
| 2. | Tank Type | : | Corrugated walls | | |
| 3. | Applied Standard/s | : | IEC 60076 | | |
| | | | 6560 kVA @ 35 °C | | |
| | | | 6330 kVA @ 40 °C | | |
| | | | 6120 kVA @ 45 °C | | |
| 5. | No-Load Rated Voltages (HV/LV) | : | 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 | | |
| Test Voltage Levels * Acc. to IEC 60076-3 | | | | | |
| | | Um (kV) | Full Wave Lightning Impulse Withstand LI (kV) | Applied Voltage AC Withstand AV (kV) | |
| 18. | HV side | ≤ 36 | 200 | 70 | |
| 19. | LV side | ≤ 3,6 | 40 | 10 | |
| Bushing Types & Terminations | | | | | |
| | | Standard & Type | | Placement & Protection Class | |
| 20. | HV side | EN | Plug-in | On the cover | without cable box |
| 21. | LV side | EN | Busbar Bushing | On the cover | without cable box |
| Guaranteed Values | | | | | |
| 22. | No-Load Losses (Po) | : | 6550 | | Watt |
| 23. | Load Losses @ 75 °C & Nom. Pos. (Pk) | : | 58950 | | Watt |
| 24. | Short Circuit Impedance @ 75 °C & Nom. Pos. (Uk) | : | 7 | | % |
| 26. | Noise Level (Sound Power) (L _{WA}) | : | 81 | | dB (A) |
| 27. | Short Circuit withstand Duration (t _{sc}) | : | 2 | | s |

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

Fig. 3-14: Hoja de datos del transformador de bloque.

3.7 Transformador principal

La Fig. 3-15 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. 3-15: Datos de placa del transformador principal del parque fotovoltaico Gran Teno.

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

3.8.1 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. 3-16, mientras que sus especificaciones generales pueden encontrarse en la Fig. 3-17.

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

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

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

En lo que respecta a la potencia activa, el operador de la planta consigna un valor de potencia (en MW) que normalmente es indicado por su Centro de Control o de Despacho. Ante condiciones de irradiación solar

suficiente, el PPC limita la potencia activa generada al valor consignado por el operador. Si la irradiación solar fuese reducida², los inversores fotovoltaicos operan realizando MPPT (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.

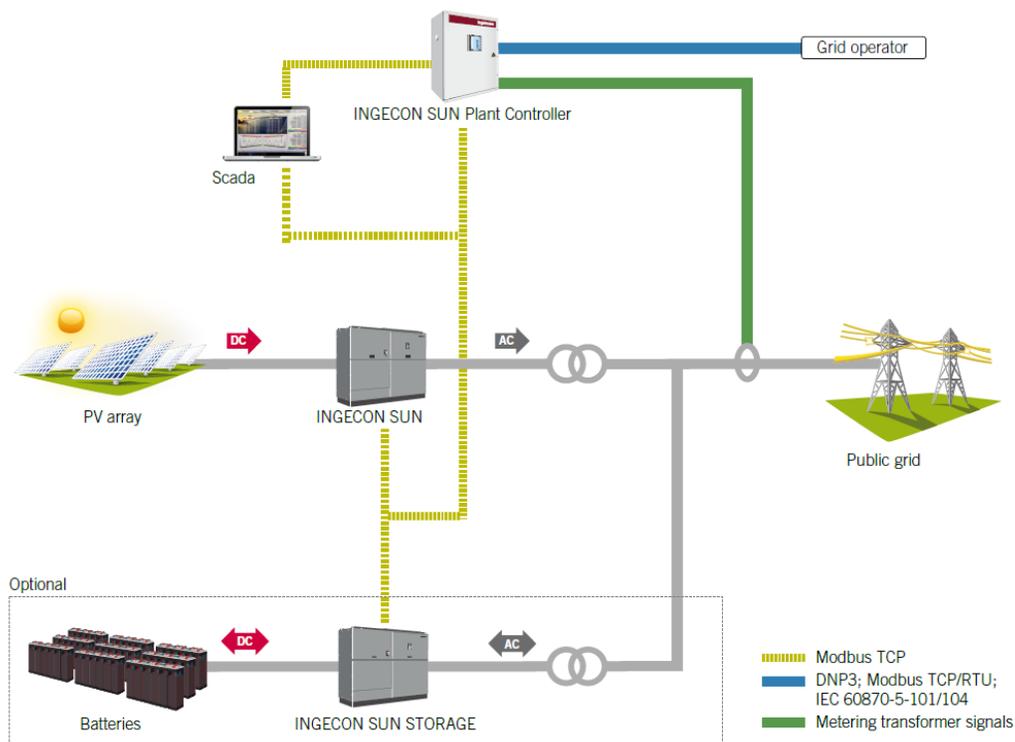


Fig. 3-16: Diagrama esquemático de la operación del PPC instalado en el PS Gran Teno.

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

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

Fig. 3-17: Especificaciones del PPC desarrollado por Ingeteam.

3.8.2 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 MVA_r.
- 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.

3.9 Servicios auxiliares

3.9.1 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. 3-18 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.

| Consumo promedio de servicios auxiliares | |
|---|-----------|
| Tensión media | 391 V |
| Potencia reactiva | 5,61 kVAr |
| Potencia activa | 6,25 kW |

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

El consumo de servicios auxiliares del PFV Gran Teno es estimado a partir de la segregación de cargas conforme a la identificación de estas en el plano unifilar 1013-CL-A1-ELE-DWG-UNIL-003, adjunto al presente informe. A partir de la potencia aparente requerida para cada carga listada, se calcula el factor de ajuste tal como se muestra en la Tabla 3-3. El factor de ajuste calculado incluye tanto las cargas esenciales como las no esenciales.

| | Potencia total [W] | Factor de ajuste (sobre el total de SS.AA.) |
|---------------------|---------------------------|--|
| PS Gran Teno | 35710 | 35,2% |
| S/E Solís | 65772 | 64,8% |
| Total | 101482 | 100% |

Tabla 3-3: Factor de ajuste para estimación de consumos del PS Gran Teno.

En función de lo anterior, se estima el consumo de SS.AA. del PFV Gran Teno como el equivalente al 35,2% de la potencia activa media medida reportada en la Tabla 3-2. El valor resultante se presenta en la Tabla 3-4, siendo este el que se utilice de aquí en más para los cálculos de determinación de los parámetros operacionales del PFV Gran Teno.

| Consumo promedio de servicios auxiliares | |
|--|--------|
| Potencia activa | 2,2 kW |

Tabla 3-4: Valor promedio de consumo de servicios auxiliares para el PS Gran Teno estimado a través del factor de ajuste.

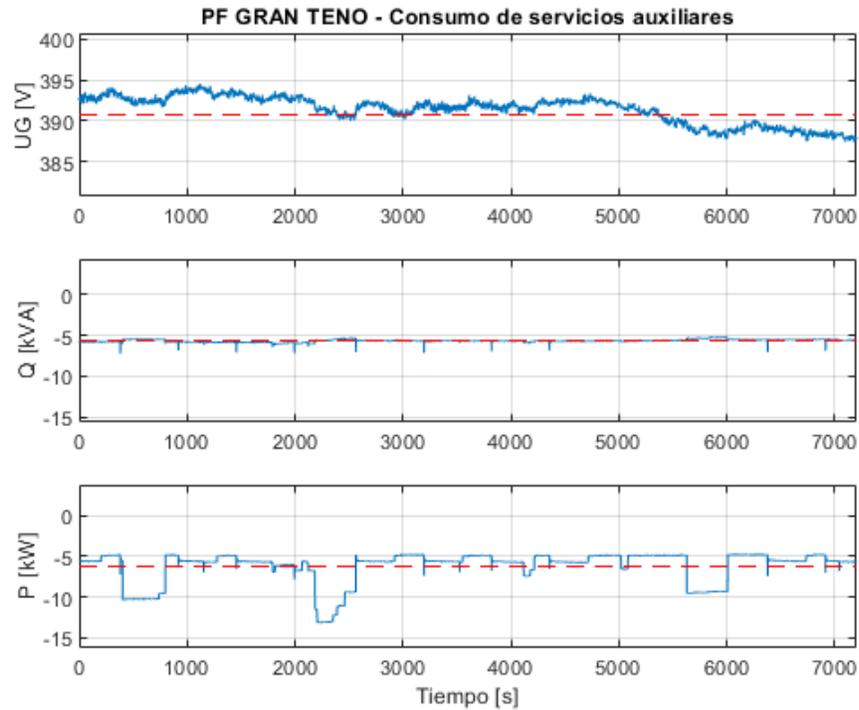


Fig. 3-18: Evolución del consumo de servicios auxiliares en el plazo de tiempo considerado (PFV Gran Teno y S/E Solís)..

3.9.2 Inversores fotovoltaicos

De acuerdo con lo informado por el fabricante Ingeteam en su hoja de datos (ver Fig. 3-12), 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 3-5: 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 a nivel de planta y ensayo a nivel de inversor individual.

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), tal como fuese presentado en la sección 3.3.1. 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).

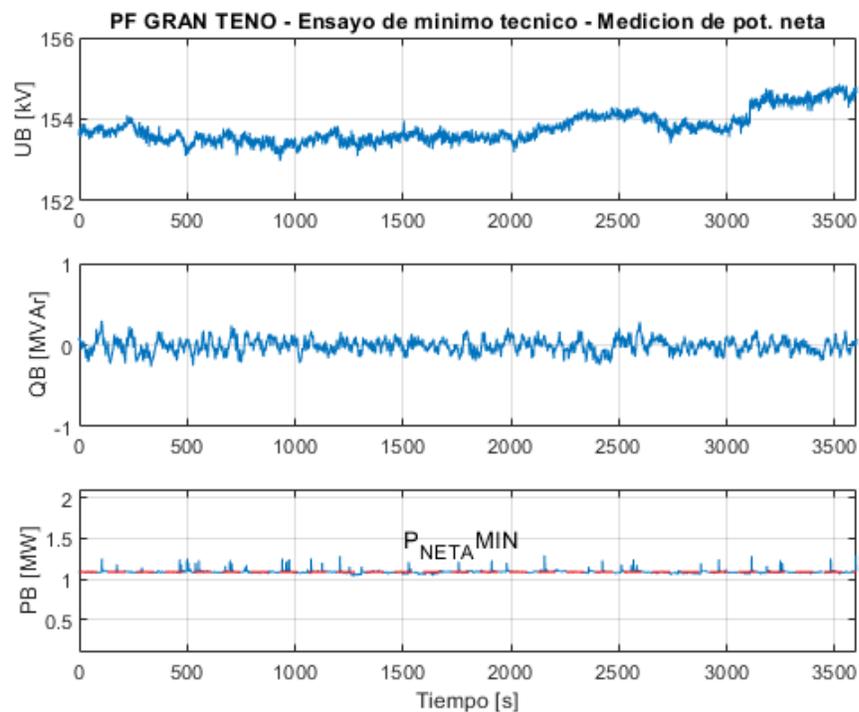


Fig. 4-1: Potencia activa neta medida en el punto de interconexión (154kV).

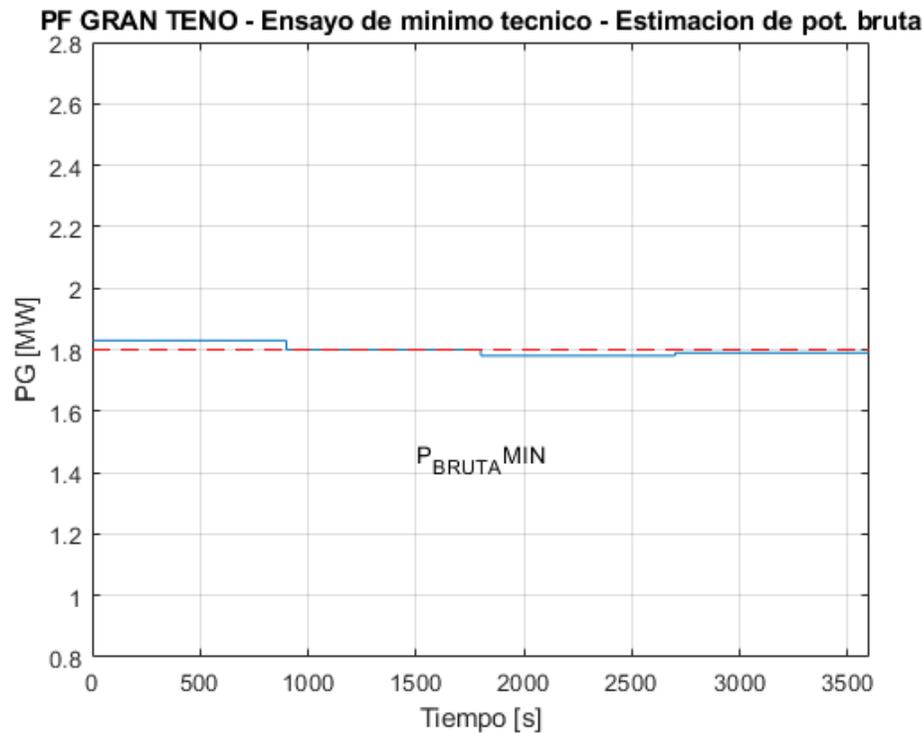


Fig. 4-2: Potencia activa bruta estimada en los inversores fotovoltaicos (630V).

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 por los SS.AA. se computa como la suma de aquellos SS.AA. asociados a la operación del PFV Gran Teno y los consumos propios para la operación de los inversores fotovoltaicos. Esto fue detallado en las secciones 3.9.1 y 3.9.2, respectivamente. Así, el consumo total de SS.AA. resulta:

$$P_{SS.AA.} = P_{SS.AA. PFV Gran Teno} + n. P_{SS.AA. Inversores} = 2,2kW + 136 \times 2kW = 274,2kW$$

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:

$$P_{Pérdidas} = P_{Bruta} - P_{Neta} - P_{SS.AA.} = 1,8000MW - 1,0860MW - 0,2742MW = 0,4398MW$$

La potencia de pérdidas en la central se compone de dos componentes:

- Las pérdidas en el transformador principal, P_{Trafo} .
- Las pérdidas en la red colectora, $P_{colector}$.

La suma de estas dos componentes resulta igual a la potencia de pérdidas estimada, $P_{Pérdidas}$.

La baja potencia aparente procesada por el transformador principal para este escenario (menor al 0,66% de su potencia nominal) avala aproximar que el mismo se encuentra en condiciones de vacío, permitiendo así utilizar la potencia de pérdidas en vacío como valor asumido para P_{Trafo} . Dicho valor está informado por el fabricante del transformador en 0,083 MW.

A partir de lo anterior, es posible obtener las pérdidas en la red colectora como $P_{Colector} = P_{Pérdidas} - P_{Trafo}$, lo que arroja un valor de 0,3568MW. Este valor, para condiciones de mínimo técnico, se corresponde mayoritariamente a las pérdidas en los transformadores de bloque³. Las pérdidas por circulación de corriente en la red colectora son prácticamente nulas por la baja generación.

4.2 Pruebas de mínimo técnico sobre un inversor fotovoltaico individual

4.2.1 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), tal como fuese presentado en la sección 3.3.1. Este ensayo se lleva a cabo en forma remota bajo la supervisión del auditor, utilizando el instrumental existente en planta para la grabación de todas las variables involucradas. Dicho medidor se conecta a los lazos secundarios de los transformadores de potencial y corriente existentes en la subestación.

³ Este escenario contempla la operación de todos los transformadores de bloque del parque.

De esta forma, el instrumental se usa para la medición en forma directa de la potencia activa neta del parque. Los datos del analizador de potencia utilizado se presentan en el anexo 6.2.

La medición de la potencia activa del inversor ensayado se toma por medio del sistema SCADA existente en la central. Esta medición corresponde al terminal de salida (en 630V) del inversor, definiéndose a esta como la potencia bruta de generación.

4.2.2 Metodología de la prueba

La metodología de la prueba se basa en la operación individual de un inversor desde la estación de control del parque. En esta prueba, el inversor 3 del centro de transformación 2 es mantenido en servicio mientras que todos los demás inversores han sido detenidos y el PPC deshabilitado. El setpoint de potencia activa del inversor es manipulado por el operador hasta alcanzar una potencia activa neta (medida en el punto de interconexión, en 154kV) apenas superior a 0MW. El valor de la consigna de potencia activa del inversor en servicio es manipulado hasta asegurar la adecuada constancia y estabilidad de las variables eléctricas medidas en el punto de interconexión. En lo que respecta a la operación del inversor bajo prueba, se asume operación a factor de potencia unitario durante el transcurso del ensayo.

La operación en mínimo técnico bajo la presente forma de operación implica:

- La orden de detención manual de 135 inversores por parte del operador, lo que consume una significativa cantidad de tiempo.
- La inhabilitación del PPC, el cual funciona como un automatismo de ayuda al operador.
- La desconexión del 99,3% de los MVA que aporta el PFV Gran Teno al SEN, causando significativas diferencias con su representación en la base de datos sistémica, donde el parque se modela como una entidad de 222,632MVA.
- El no cumplimiento de distintos artículos de la NTSyCS, como ser aquellos asociados a:
 - Curva de capacidad (Art. 3-9).
 - Ausencia de un control conjunto (Art. 3-13).
 - Control de frecuencia (Art. 3-17).
 - Rampa de toma de carga (Art. 3-17).
- Inhabilitación de servicios complementarios que sean provistos por el parque.

Por todo lo anteriormente expresado, se deja aclarado que esta forma de trabajo del PFV Gran Teno no resulta beneficiosa para el sistema ni para la operación de la planta y, por lo tanto, no debiera ser considerada por el CEN en la operación diaria de la central. Se recomienda la forma de operación convencional por medio del PPC, tal como se presentó en la sección 4.1. Como podrá compararse al momento de la presentación de los resultados, la diferencia entre los valores correspondientes al mínimo técnico en ambos casos resulta a los fines prácticos imperceptible.

4.2.3 Tendencias registradas

La Fig. 4-3 representa la tendencia registrada durante la prueba de determinación de mínimo técnico sobre un inversor individual. La duración de la prueba es de sesenta minutos corridos. La prueba fue realizada el día jueves 26 de septiembre de 2024 cerca del mediodía.

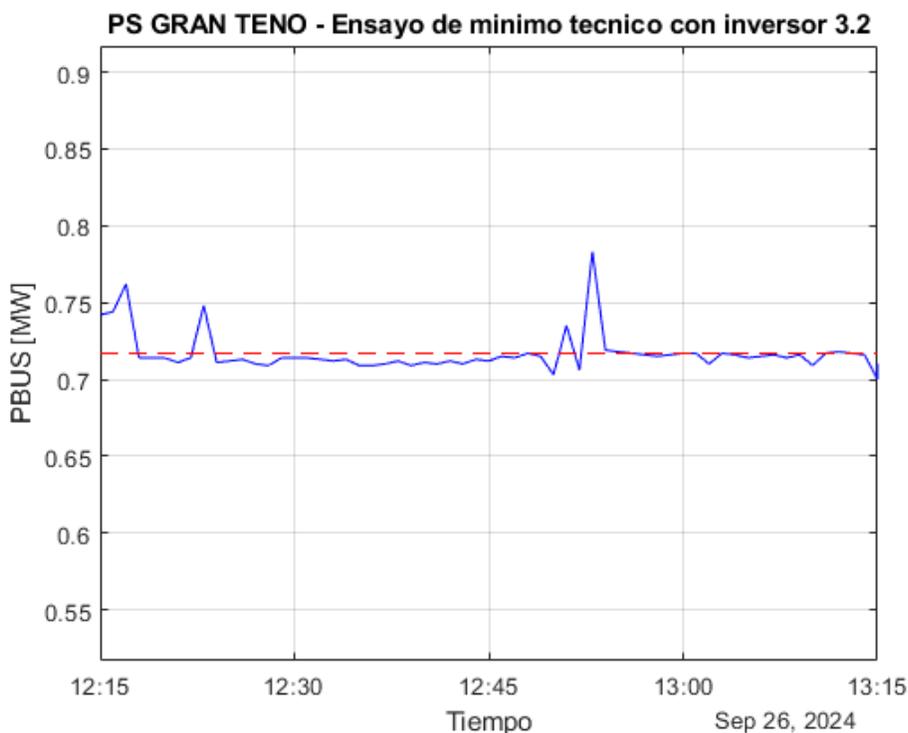


Fig. 4-3: Potencia activa neta medida en el punto de interconexión (154kV).

El valor promedio de potencia activa neta y bruta en el plazo de duración de la prueba se reporta en la Tabla 4-3. El valor medio de la potencia activa bruta (medida en 630V, en el inversor 3.2) surge del relevamiento visual de dicha variable ante la imposibilidad de generar una tendencia de esta al momento de los ensayos.

| Parámetro | Valor [MW] |
|---------------------------------------|------------|
| Potencia activa neta, medida en 154kV | 0,7169 |
| Potencia activa bruta, medida en 630V | 0,9840 |

Tabla 4-3: Valor medio de la potencia activa neta y bruta en el intervalo de prueba de mínimo técnico.

4.2.4 Cálculo de SS.AA.

El consumo de potencia por los SS.AA. se computa como la suma de aquellos SS.AA. asociados a la operación del PFV Gran Teno y los consumos propios para la operación del inversor fotovoltaico operativo. Esto fue detallado en las secciones 3.9.1 y 3.9.2, respectivamente. Así, el consumo total de SS.AA. resulta:

$$P_{SS.AA.} = P_{SS.AA. \text{ PFV Gran Teno}} + P_{SS.AA. \text{ Inversores}} = 2,2kW + 2kW = 4,2kW$$

4.2.5 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:

$$P_{Pérdidas} = P_{Bruta} - P_{Neta} - P_{SS.AA.} = 0,9840MW - 0,7169MW - 0,0042MW = 0,2269MW$$

La potencia de pérdidas en la central se compone de dos componentes:

- Las pérdidas en el transformador principal, $P_{Trafo.}$
- Las pérdidas en la red colectora, $P_{colector.}$

La suma de estas dos componentes resulta igual a la potencia de pérdidas estimada, $P_{Pérdidas}$.

La baja potencia aparente procesada por el transformador principal para este escenario (menor al 0,66% de su potencia nominal) avala aproximar que el mismo se encuentra en condiciones de vacío, permitiendo así utilizar la potencia de pérdidas en vacío como valor asumido para $P_{Trafo.}$. Dicho valor está informado por el fabricante del transformador en 0,083 MW.

A partir de lo anterior, es posible obtener las pérdidas en la red colectora como $P_{Colector} = P_{Pérdidas} - P_{Trafo}$, lo que arroja un valor de 0,1439MW. Esta potencia engloba las pérdidas en la red colectora de media tensión y las pérdidas del transformador de bloque del inversor. Se resalta que, para esta forma de operación, todos los transformadores de bloque, con excepción de aquel conectado al inversor en servicio, se encuentran desconectados.

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. Esta es la forma recomendada de operación para cualquier planta de generación renovable.

| Central | Mínimo Técnico [MW] | SS/AA [MW] | Pérdidas en la central ⁽⁵⁾ [MW] | Potencia Mínima Neta ⁽⁶⁾ [MW] |
|---------------|-----------------------|-----------------------|--|--|
| PFV Gran Teno | 1,8000 ⁽¹⁾ | 0,2742 ⁽²⁾ | 0,4398 ⁽³⁾ | 1,0860 ⁽⁴⁾ |

Tabla 5-1: Resumen de parámetros de mínimo técnico para el PS Gran Teno, bajo operación con PPC.

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 estable⁴.

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

⁴ Las pérdidas en el transformador principal (P_{Trafo}) y la red colectora (P_{colector}) se encuentran discriminadas en la sección 4.1.5.

5.2 A nivel de inversor

La Tabla 5-2 muestra el resumen de los parámetros determinados para la operación en mínimo técnico a partir de uno de los inversores de la central fotovoltaica Gran Teno. Ante lo anteriormente expuesto, no se recomienda que la planta opere bajo esta filosofía de operación.

| Central | Mínimo Técnico [MW] | SS/AA [MW] | Pérdidas en la central ⁽⁵⁾ [MW] | Potencia Mínima Neta ⁽⁶⁾ [MW] |
|---------------|-----------------------|-----------------------|--|--|
| PFV Gran Teno | 0,9840 ⁽¹⁾ | 0,0042 ⁽²⁾ | 0,2269 ⁽³⁾ | 0,7169 ⁽⁴⁾ |

Tabla 5-2: Resumen de parámetros de mínimo técnico para el PS Gran Teno, bajo operación con PPC.

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 estable⁵.

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

⁵ Las pérdidas en el transformador principal (P_{Trafo}) y la red colectora ($P_{colector}$) se encuentran discriminadas en la sección 4.2.5.

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.

6.2 Analizador de potencia activa existente en planta

Los datos registrados de la potencia activa durante la prueba de mínimo técnico del 26 de septiembre de 2024 utilizan instrumental existente en la planta. Para la generación de dicha tendencia se usa un analizador de calidad de energía, fabricante Elspec, modelo G4430, que sirve para la estimación de las principales variables eléctricas medidas en el punto de interconexión, haciendo así de *feedback* para los distintos sistemas de control que implementa el PPC.

La Fig. 6-2 muestra la disposición del analizador de red en el tablero del PPC, mientras que la Fig. 6-3 detalla las principales especificaciones del equipo.



Fig. 6-2: Disposición del medidor de calidad de energía en el PPC.

| Product Series | G4410 | G4420 | G4430 |
|--|------------------------|--|-----------------------------------|
| Voltage Sampling Rate, Maximum Samples/Cycle | 256 | 512 | 1024 |
| Voltage Harmonics (Individual, Even, Odd, Total) Up to - | 127 TH | 255 TH | 511 TH |
| Type of Analog to Digital Converter | 16/20 ¹ bit | 16/20 ¹ bit | 16/20 ¹ bit |
| Storage Capacity w | | | |
| Internal Memory | 128 MB | 4 GB | 16 GB |
| Power Quality Analysis | | | |
| Transient Detection, Microseconds (50Hz/60Hz) | 78.1/65.1µs | 39/32.5µs | 19.5/16.3µs |
| Communication Ports | | | |
| Ethernet Ports | 1 | 2 | 2 |
| Power Over Ethernet (PoE- Out) | - | 1 | 1 |
| Voltage Ride Through on Power Loss (up to) | 10 sec. | 25 sec. | 25 sec. |
| Specifications | | | |
| Applicable Measurement Standards | | Control | |
| EN50160, IEEE1159, IEEE519, IEC61000-4-15, IEC61000-4-7, IEC61000-4-30 Class A, IEC62053-22/23 Class 0.2 | | Comprehensive web server for local and remote real-time monitoring and control | |
| Applicable EMC Standards | | Applicable Environmental Standards | |
| EN55011 Group 1 Class A, EN60439-1 (clauses 7.9.1, 7.9.3, 7.9.4, 7.10.3, 7.10.4), FCC Part 15 Subpart B Class A, IEC61000-3-3, EN61000-6-2, IEC60255 | | IEC60068-2-1, 2, 6, 11, 27, 30, 75 | |
| Voltage | | Applicable Safety Standards | |
| Channels | 3 Phase + Neutral | EN61010-1:2001 2 nd Edition | |
| Nominal Full Scale | 1000V | Power Supply | |
| Maximum Peak Measurement | 8kV | Auxiliary Supply – PoE In | According to 802.3af |
| Input Impedance | 3MΩ | Auxiliary DC Supply | 48 Vdc |
| Uncertainty | 0.1% of Nominal | Operating Range | 100-260 VAC: 50/60 Hz 100-300 VDC |
| Current | | Time | |
| Channels | 3 Phase + Neutral | Real Time Clock | 20ppm |
| Nominal Full Scale | 5A | Synchronization Device | Accuracy |
| Maximum Peak Measurement | 50A | GPS | 100-200µs |
| Burden | 0.0001VA@5A | IRIG B | 100-200µs |
| Phase | ±0.42°@3A ±0.17°@5A | SNTP Server | 50-100µs |
| Uncertainty | 0.1% of Nominal | DCF-77 | ±15ms |
| Frequency | | Communication Protocols | |
| Fundamental Frequency | 42.5 Hz to 69 Hz | Modbus TCP, Modbus RTU, OPC, DNP3 SMTP Client | |
| Frequency Resolution | 10 mHz | RS-485/422 | |
| Frequency Accuracy | ±10 mHz | | |
| Physical | | Environmental Conditions | |
| Dimensions | 175mm x 232mm x 138mm | Operation Temperature | -20°C to 70°C(-4°F to 158°F) |
| Weight | 1.7Kg | Storage Temperature | -40°C to 85°C(-40°F to 185°F) |

Fig. 6-3: Especificaciones del analizador de energía utilizado para la registraci3n de la potencia activa.

