



**estudios energéticos consultores.**  
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

# **INFORME DE DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA**

## **Parque Solar Fotovoltaico Granja Solar**



Mayo 2020

A0488 / R1101-19

## Tabla de contenido

<b>REGISTRO DE COMUNICACIONES.....</b>	<b>5</b>
<b>SECCIÓN PRINCIPAL.....</b>	<b>6</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
1.1. Marco normativo .....	6
1.2. Descripción de la planta .....	6
1.3. Descripción de las pruebas.....	10
<b>2. RESULTADOS OBTENIDOS.....</b>	<b>10</b>
2.1. Registros .....	10
2.2. Pérdidas y consumos propios .....	12
2.3. Correcciones por irradiancia y temperatura.....	13
<b>3. CONCLUSIONES.....</b>	<b>14</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>15</b>
<b>1. REGISTROS OBTENIDOS.....</b>	<b>15</b>
<b>2. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL EQUIPAMIENTO DE LA PLANTA .....</b>	<b>17</b>
2.1. Sistema de medición y adquisición de datos .....	17
2.2. Inversor INGETEAM DUAL INGECON SUN Serie B (1740TL B670) .....	19
2.3. Transformador de unidad.....	20
2.4. Transformador de potencia .....	22
<b>3. INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>24</b>

## Índice de tablas y gráficos

Tabla 1 – Detalle de los componentes DC.....	6
Tabla 2 – Parámetros de potencia máxima obtenidos. ....	14
Tabla 3 – Registro del día 13/04/2020 – Potencias e irradiancia .....	15
Tabla 4 – Registro del día 13/04/2020 – Temperatura ambiente .....	16
Gráfico 1. Ubicación aproximada y vista satelital de la FV Granja Solar.....	7
Gráfico 2. Esquema Unilineal simplificado de la planta solar. ....	7
Gráfico 3. Esquema del inversor DUAL INGECON SUN Serie B (1740TL B670). ....	8
Gráfico 4. Curva de capacidad DUAL INGECON SUN Serie B (1740TL B670) de 3,482 kVA. ....	8
Gráfico 5. Esquema del EMS Plant Controller de INGECON. ....	9
Gráfico 6. Pantalla de comandos del PPC. ....	9
Gráfico 7. Potencia activa en punto de conexión (Potencia Neta medida). ....	11
Gráfico 8. Potencia activa suma de los 33 módulos inversores (Potencia Bruta medida).....	11
Gráfico 9. Irradiancia solar en los paneles. ....	11
Gráfico 10. Temperatura ambiente en la planta.....	12
Gráfico 11. Potencia de pérdidas en equipos de transformación, cables y consumos propios. ....	12
Gráfico 12. Potencia en inversores en función de la Irradiancia incidente. ....	13



## Abreviaturas y acrónimos

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CNE	Comisión Nacional de Energía
ERNC	Energía Renovables No Convencional
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
FV	Parque Solar Fotovoltaico
SE	Subestación Eléctrica
AT	Alta tensión
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
CTIN	Centro de Transformación e Inversión
STC	Standard Testing Conditions
NOCT	Normal Operation Cell Temperature



## REGISTRO DE COMUNICACIONES

Registro de las actividades, comunicaciones y aprobación de informes.

---

Número	Fecha dd/mm/año	Objeto	Ref	Observaciones	Responsable
1	27/04/2020	Emisión original	V1	Preparó FM	CJ
2	15/05/2020	Correcciones	V2	Preparó FM	CJ

---

## SECCIÓN PRINCIPAL

### 1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados obtenidos en los ensayos de campo realizados en el Parque Solar Fotovoltaico Granja Solar, durante el día 13 de abril de 2020, en relación al proceso de determinación de los parámetros de potencia máxima. Los ensayos fueron realizados encontrándose en servicio la totalidad de los inversores que conforman el parque.

#### 1.1. Marco normativo

Las pruebas realizadas se programaron en base al ANEXO TÉCNICO de la NTSyCS “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”. En particular es de aplicación el Artículo 39 “Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación” del TÍTULO VIII – CENTRALES CUYA FUENTE ES RENOVABLE NO CONVENCIONAL” al tratarse de una planta de ERNC sin capacidad de almacenamiento de energía. En tal sentido, el valor de Potencia Máxima se obtiene a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.

#### 1.2. Descripción de la planta

La planta FV Granja Solar tiene una potencia instalada de 105 MW, distribuida en 33 módulos de generación marca Ingeteam y modelo DUAL INGECON SUN Serie B (1740TL B670), los cuales se componen de dos inversores de 1,741 MVA a 30 °C.

Tabla 1 – Detalle de los componentes DC.

Elemento	Descripción
Paneles solares	Monocristalinos, 332.456 x 370 Wp (STC)
Potencia DC	123,01 MW
Inversores	33x2x1740TL B670, 1.741 kVA @ 30 °C
Potencia AC	114,91 MVA

La FV Granja Solar evacuará su generación a través de un transformador elevador de dos devanados de razón 33/220 kV y una potencia nominal de 120 MVA (capacidad ONAF).

A partir de la barra de 220 kV de la subestación elevadora, la FV Granja Solar se interconecta con la SE Lagunas mediante una línea de aproximadamente 24 km de longitud.

El lado de media tensión (33 kV) del transformador elevador se conecta a una barra colectora, la cual es el punto común de conexión de 6 alimentadores. Los centros de transformación e inversión (CTIN) del parque fotovoltaico (17 módulos que suman 66 inversores en total) se conectan a dichos alimentadores a través de los devanados de baja tensión de 16 transformadores de doble secundario de razón 33/0,67/0,67 kV de 6,964 MVA y un transformador de devanado secundario

simple de razón 33/0,67 kV de 3,482 MVA.

En el Gráfico 1 se muestra una vista satelital de la ubicación del parque solar y en el Gráfico 2 se muestra el diagrama unilineal de la subestación elevadora.

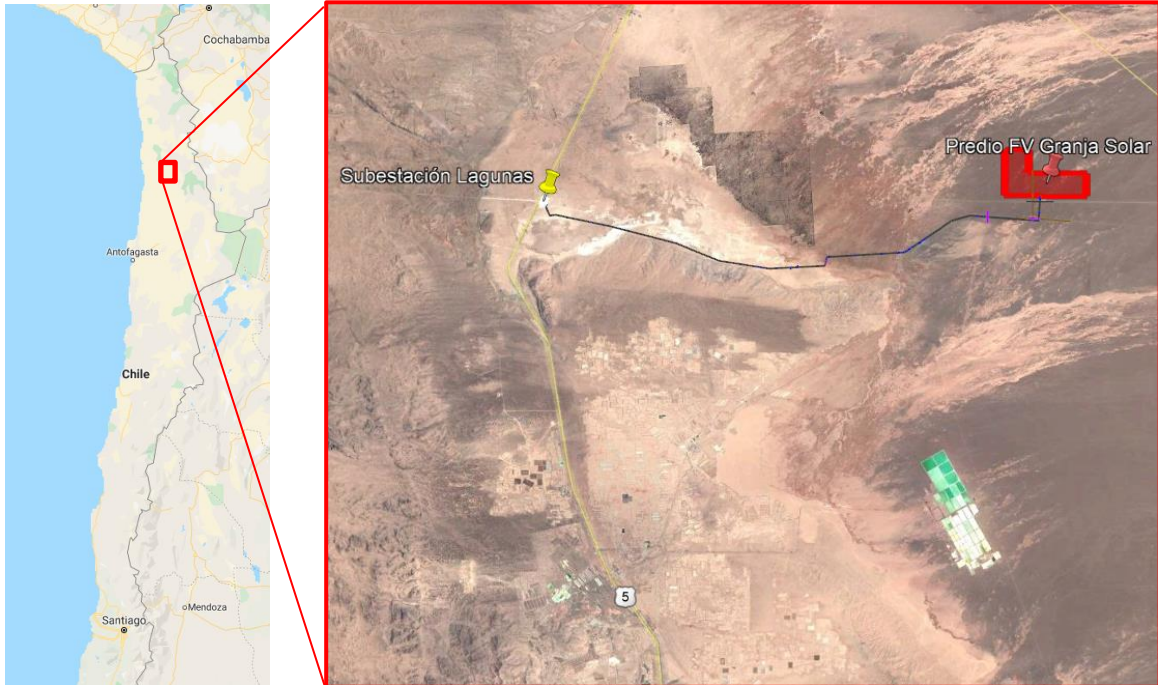


Gráfico 1. Ubicación aproximada y vista satelital de la FV Granja Solar.

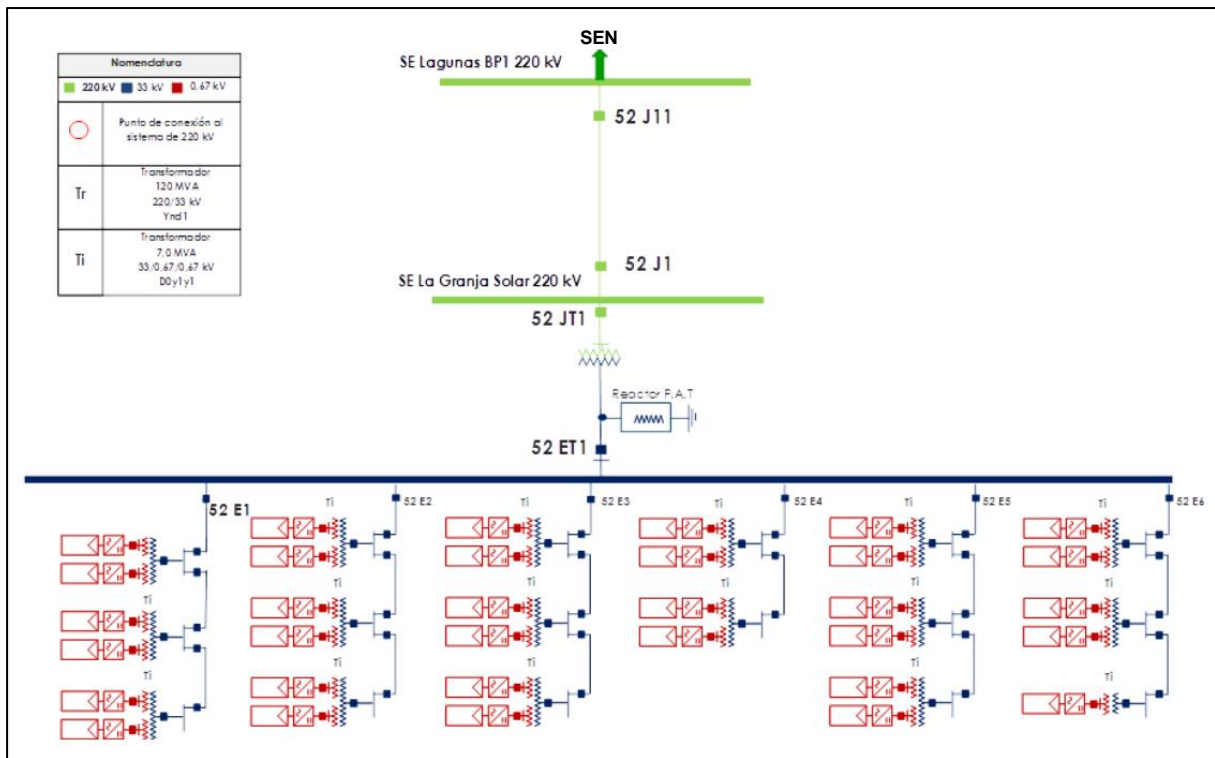


Gráfico 2. Esquema Unilineal simplificado de la planta solar.

Los inversores duales se conectan en paralelo en el lado de baja tensión de cada CTIN, mediante filtros inductivos (Gráfico 3). El aporte de potencia activa y reactiva de cada uno es función de la tensión en sus terminales y se encuentra limitada a  $\pm 1$  pu (Gráfico 4).

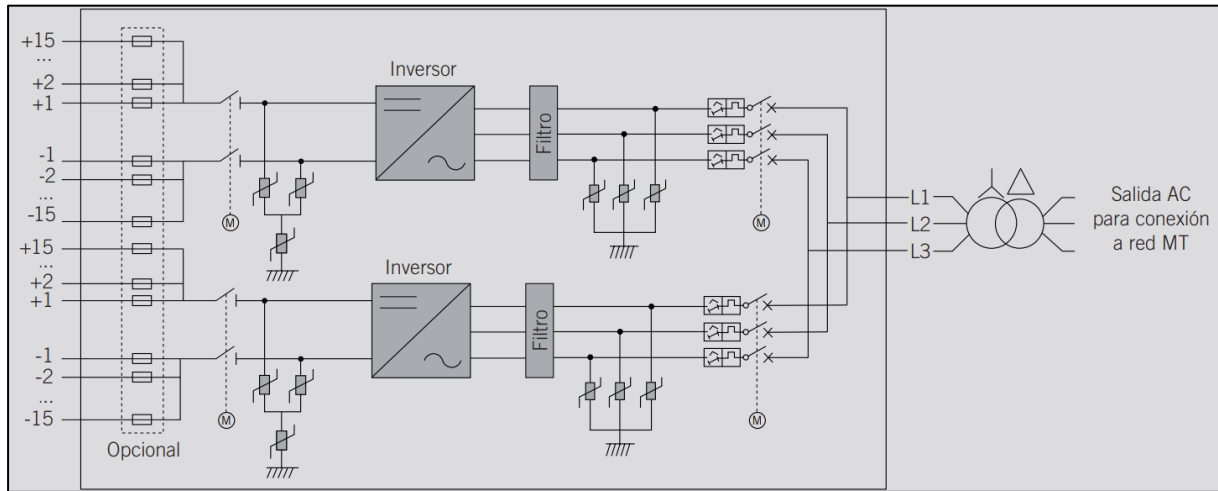


Gráfico 3. Esquema del inversor DUAL INGECON SUN Serie B (1740TL B670).

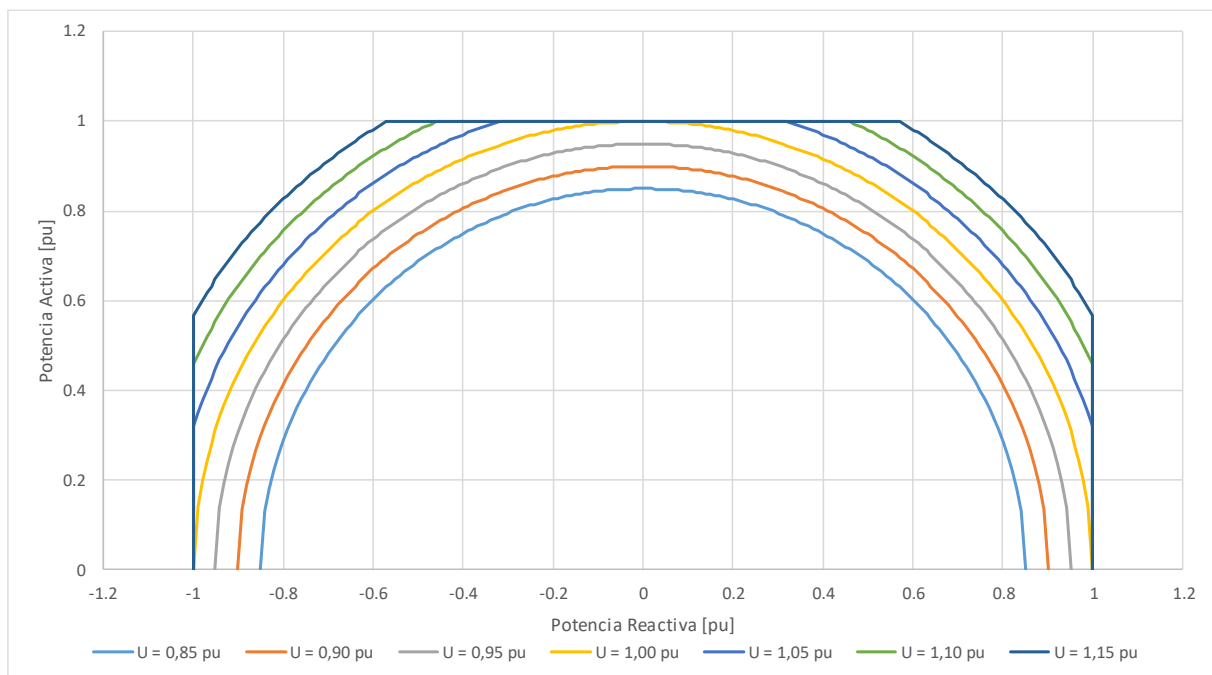


Gráfico 4. Curva de capacidad DUAL INGECON SUN Serie B (1740TL B670) de 3,482 kVA.

Todos los controles del parque solar fotovoltaico Granja Solar son realizados desde el PPC (Power Plant Controller) de Ingeteam mediante el sistema SCADA (Gráfico 6). Como se mencionó previamente, la barra de control del parque está situada eléctricamente en la barra de 220 kV de la SE Granja Solar.

Para realizar el control, el INGECON® SUN EMS Plant Controller toma los siguientes datos:

- Potencia activa, potencia reactiva, tensión y frecuencia del punto de conexión, proporcionados por la unidad de medida integrada en el propio equipo.



- Requerimientos del operador de red. Establece las referencias de parámetros como tensión del punto de conexión, potencia activa y reactiva, rampas de variación de potencia, reserva de potencia activa, etc. Estos requerimientos pueden ser predeterminados por el operador de red o el operador de la planta o modificarse de manera dinámica mediante una consigna externa.
- Valores instantáneos de inyección de potencia activa y reactiva de los diferentes inversores. Con todos estos datos la unidad de control determina las consignas de funcionamiento para cada uno de los inversores que forman la instalación y la transmite a través de la red de comunicaciones.

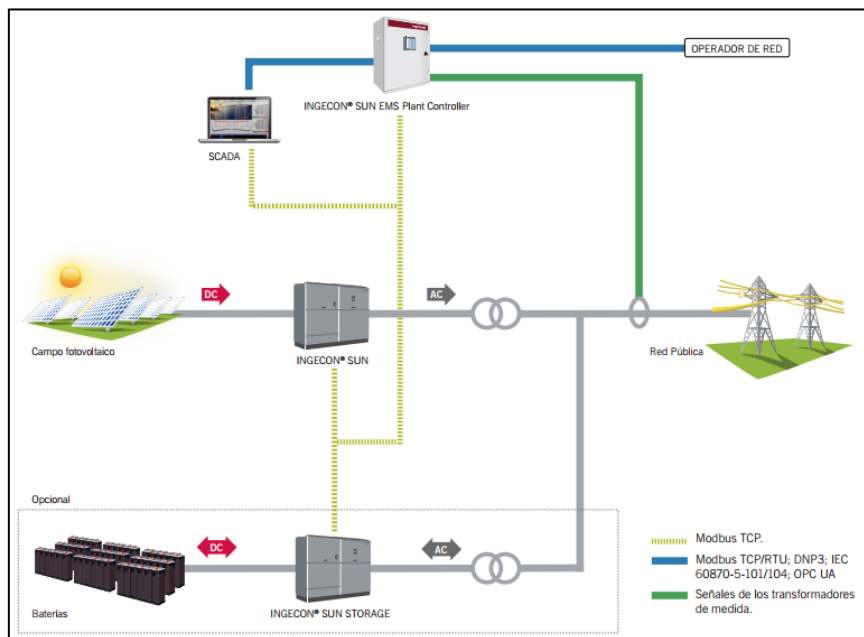


Gráfico 5. Esquema del EMS Plant Controller de INGECON.



Gráfico 6. Pantalla de comandos del PPC.

El control de planta tiene las siguientes funcionalidades:

- **Control de limitación de potencia activa (Control P).** Permite definir un valor de consigna (o setpoint) de potencia activa entre el 1 y 105 MW, la cual es distribuida entre todos los inversores del parque. Las rampas de subida y bajada de potencia activa pueden activarse o desactivarse y se encuentran configuradas en 18% por minuto respecto a la potencia nominal del parque. En cumplimiento con el Art. 3-17 de la NTSyCS, ambas rampas, subida y bajada, se encuentran configuradas en un valor inferior a 20% por minuto de la potencia nominal.
- **Control de potencia reactiva (Control Q).** Permite definir un valor de referencia (o setpoint) de potencia reactiva, la cual es distribuida entre todas las unidades.
- **Control de factor de potencia (Control FP).** Permite configurar un valor de consigna (o setpoint) de factor de potencia en el punto de conexión y mantenerlo constante durante variaciones del punto operativo del parque.
- **Control de tensión (Control VQ).** Permite definir un valor de consigna de tensión, controlando la inyección de reactivo según una recta VQ predefinida (estatismo V/Q).
- **Control de reducción de potencia por sobrefrecuencia.** La reducción de potencia para cada valor de frecuencia mostrado en el gráfico se aplica respecto a la potencia disponible al momento de la reducción por sobrefrecuencia.

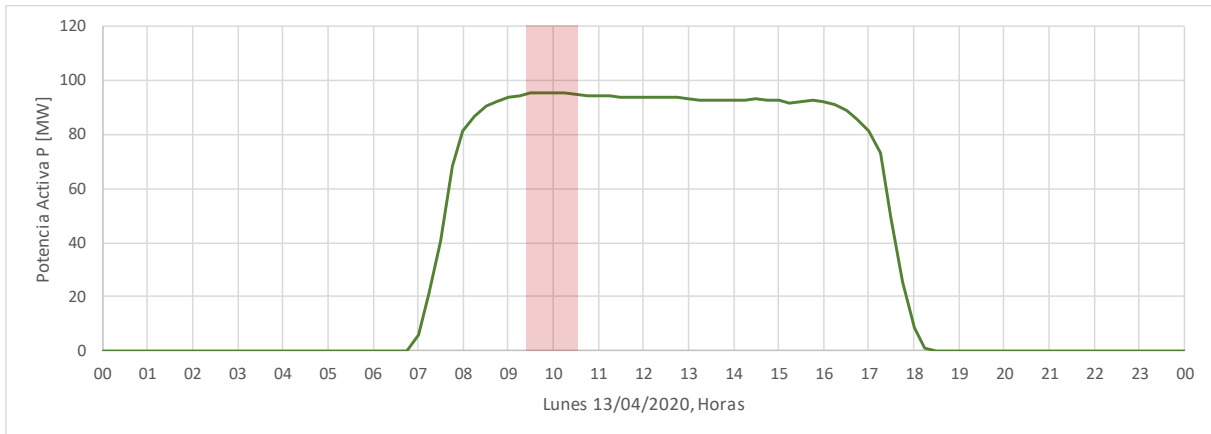
### 1.3. Descripción de las pruebas

La prueba se realizó en un lapso en el cual el recurso primario se mantuvo aproximadamente invariable, en las condiciones más cercanas a las nominales posibles, en cumplimiento con el Artículo 39 “Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación” al tratarse de una planta de ERNC sin capacidad de almacenamiento de energía. La potencia máxima se obtuvo a partir de registros de operación y mediciones del recurso natural que incide en esta tecnología durante el día 13 de abril de 2020, incluyendo los antecedentes técnicos y los cálculos usados para obtener el valor. En el Anexo se detallan los valores registrados. Se realizaron correcciones de la potencia medida por irradiancia, temperatura ambiente y adicionar los consumos de servicios auxiliares y pérdidas de la red con el fin de verificar la potencia bruta y neta de la planta.

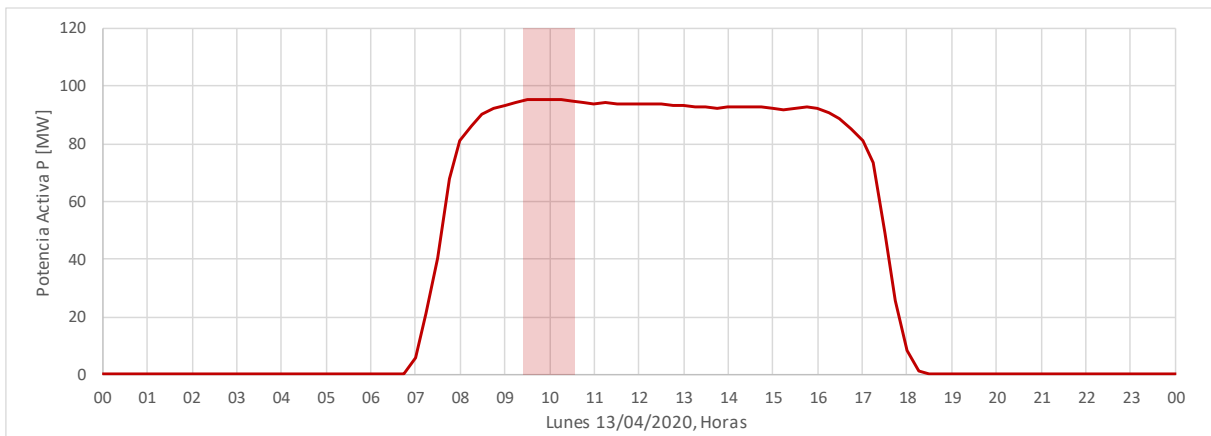
## 2. RESULTADOS OBTENIDOS

### 2.1. Registros

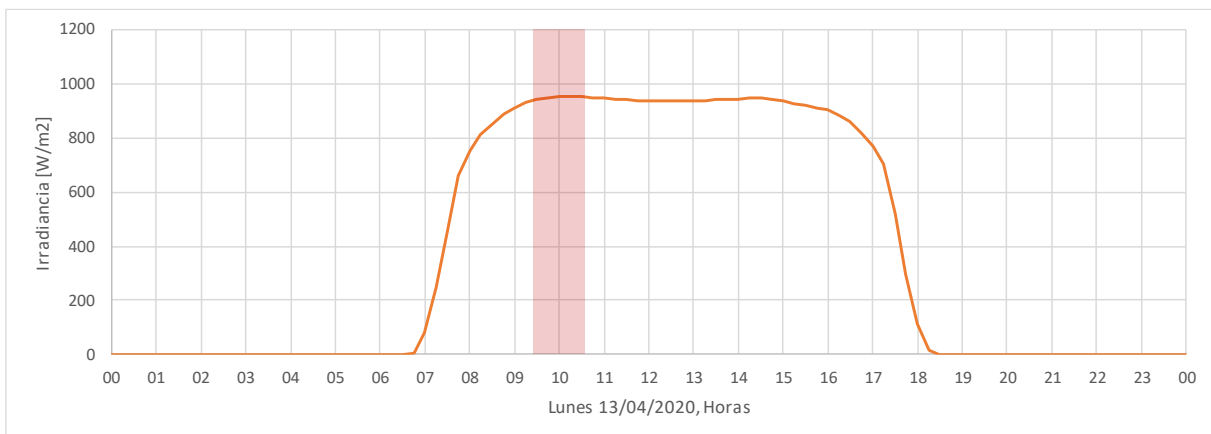
Se obtuvieron registros de potencia activa en el punto de conexión de la planta (salida de la línea de 220 kV hacia SE Lagunas, Gráfico 7), potencia activa en cada uno de los 33 módulos de inversores y su suma (Gráfico 8), irradiancia incidente en los paneles (Gráfico 9) y temperatura ambiente (Gráfico 10) durante las 24 horas del día de las pruebas.



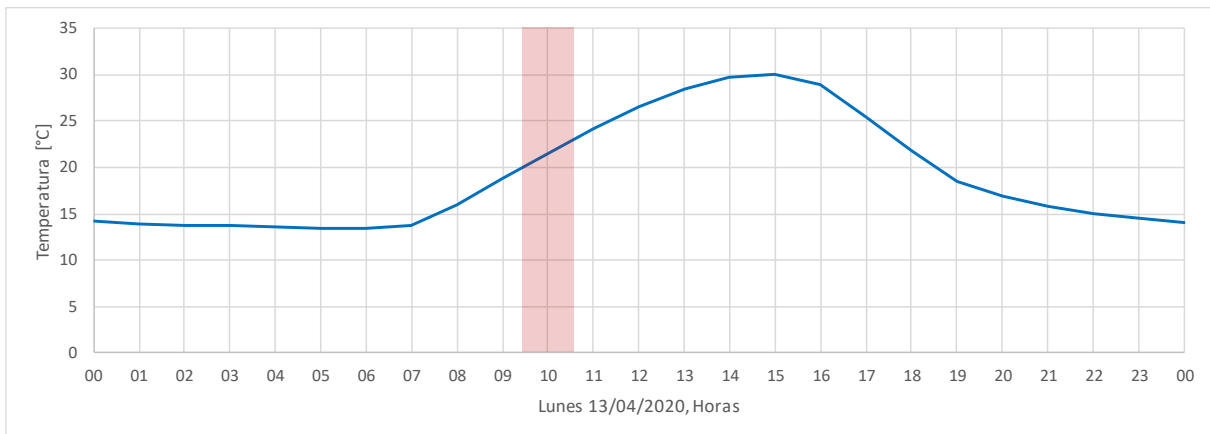
**Gráfico 7. Potencia activa en punto de conexión (Potencia Neta medida).**



**Gráfico 8. Potencia activa suma de los 33 módulos inversores (Potencia Bruta medida).**



**Gráfico 9. Irradiancia solar en los paneles.**



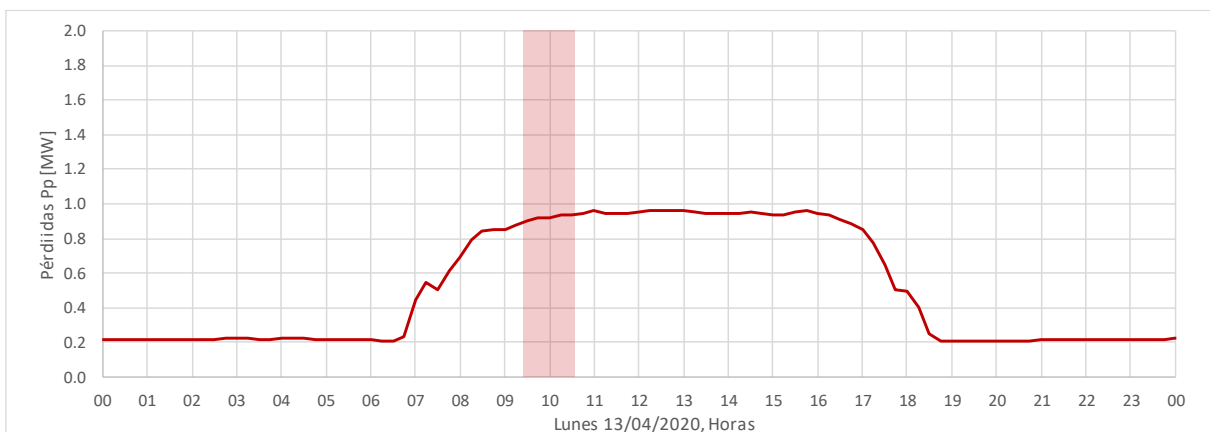
**Gráfico 10. Temperatura ambiente en la planta.**

La condición de máxima potencia se presentó entre las 9:00 am y las 11:00 am, registrándose una **potencia neta medida de 94,734 MW** y una **potencia bruta medida de 95,66 MW** para una irradiancia de 950,1 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente de 20 °C.

## 2.2. Pérdidas y consumos propios

En el Gráfico 11 se observa la diferencia entre la potencia medida en el punto de conexión de la planta (Potencia Neta Medida) y la potencia generada por los inversores (Potencia Bruta Medida). Esta diferencia corresponde a la potencia de pérdidas en el transformador de potencia del parque, los transformadores de cada CTIN, los cables de MT que conforman el sistema colector y los consumos propios de la planta.

Durante las horas nocturnas se observó una **potencia constante de 0,22 MW**, las cuales pueden asociarse a los consumos propios de la planta (40 kW) y pérdidas en vacío de transformadores (58,5 kW el transformador de potencia más 17 x 6,5 kW los CTIN de acuerdo a los ensayos de fábrica), mientras que durante las horas diurnas este valor se incrementó hasta un **máximo de 0,962 MW**, las cuales incluyen las pérdidas en carga de transformadores y cables MT variables con la carga (742 kW).

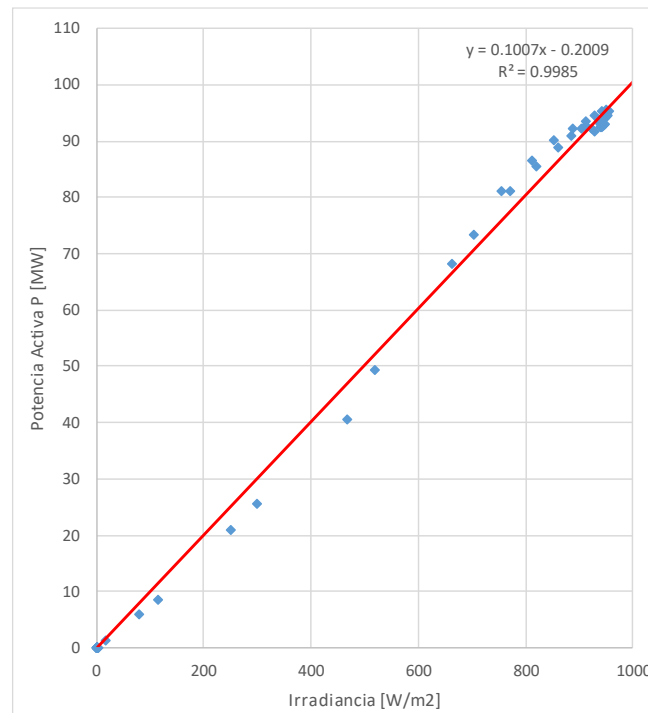


**Gráfico 11. Potencia de pérdidas en equipos de transformación, cables y consumos propios.**

### 2.3. Correcciones por irradiancia y temperatura

Los valores medidos de potencia neta y bruta pueden ser corregidos para compararlos con los valores nominales de diseño de la planta (STC, *standard testing conditions*,  $I = 1.000 \text{ W/m}^2$  y  $T = 25^\circ\text{C}$ ); en el caso de plantas solares fotovoltaicas se tiene influencia de la irradiancia solar, la temperatura de las celdas y la temperatura ambiente en el momento de las pruebas.

En el Gráfico 12 se muestra la potencia bruta (en inversores) como función de la irradiancia medidas durante el día de las pruebas, observándose un comportamiento con buen ajuste lineal.



**Gráfico 12. Potencia en inversores en función de la Irradiancia incidente.**

Resulta entonces que la potencia a una irradiancia determinada puede calcularse como:

$$P(I) = \frac{P_M}{I_M} I = \frac{95,66 \text{ MW}}{950,1 \text{ W/m}^2} I = 0,1 \frac{\text{MW}}{\text{W/m}^2} I$$

La temperatura de las celdas fotovoltaicas durante el período de potencia máxima puede calcularse mediante la expresión<sup>1</sup>:

$$T_{CELL} = T_{AMB} + \frac{T_{NOCT} - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} I.$$

Considerando una temperatura ambiente de  $T_{AMB} = 20^\circ\text{C}$ , una temperatura nominal de operación de la celda  $T_{NOCT} = 45^\circ\text{C}$  y una irradiancia  $I = 950 \text{ W/m}^2$  resulta una temperatura en las celdas  $T_{CELL} = 49,68^\circ\text{C}$ . Por otra parte, la potencia máxima de la celda en función de la temperatura de la misma está dada por la expresión:

<sup>1</sup> J. R. G. Ross and Smokler, M. I., "Flat-Plate Solar Array Project Final Report", pp. 86-31, 1986.

$$P_{\max}(T_{CELL}) = P_{\max STC} \left[ 1 + C_{P_{\max}} (T_{CELL} - T_{STC}) \right].$$

Considerando un coeficiente de temperatura para la potencia máxima de  $C_{P_{\max}} = -0,37 \text{ \%/}^{\circ}\text{C}$  y una temperatura estándar de celda  $T_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$  la potencia máxima bruta corregida a condiciones STC resulta:

$$P_{\max STC} = \frac{P_M}{1 + C_{P_{\max}} (T_{CELL} - T_{STC})} \frac{I_{STC}}{I_M}$$

$$P_{\max STC} = \frac{95,66 \text{ MW}}{1 - 0,37 \text{ \%/}^{\circ}\text{C} \cdot (49,68^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C})} \cdot \frac{1.000 \text{ W/m}^2}{950 \text{ W/m}^2} = 110,81 \text{ MW}$$

Ponderando las pérdidas variables con la carga en forma cuadrática para la potencia corregida STC se obtiene:

$$P_{PSTC} = P_{PV} \left( \frac{P_{\max STC}}{P_M} \right)^2 = 0,742 \text{ MW} \left( \frac{110,81 \text{ MW}}{95,66 \text{ MW}} \right)^2 + 0,22 \text{ MW} = 1,22 \text{ MW}$$

### 3. CONCLUSIONES

En relación a los ensayos realizados en campo y descritos en el presente informe, se concluye que el resultado de las pruebas realizadas fue satisfactorio, obteniéndose los parámetros indicados en la Tabla 2:

Tabla 2 – Parámetros de potencia máxima obtenidos.

Parámetro	Valor
Potencia máxima bruta medida	95,66 MW
Potencia máxima neta medida	94,73 MW
Potencia máxima bruta corregida	110,81 MW
Potencia máxima neta corregida	109,59 MW

## ANEXOS

### 1. REGISTROS OBTENIDOS

Los registros de potencia activa en el punto de conexión y potencia en los inversores se obtuvieron mediante la instrumentación propia del control de planta del parque, centralizado a través del sistema SCADA. Los datos de temperatura ambiente e irradiancia se obtuvieron como promedio de los valores registrados mediante las estaciones meteorológicas instaladas en la planta.

Tabla 3 – Registro del día 13/04/2020 – Potencias e irradiancia

Hora	Potencia suma en inversores [MW]	Potencia en el punto de conexión [MW]	Irradiancia promedio [W/m <sup>2</sup> ]	Hora	Potencia suma en inversores [MW]	Potencia en el punto de conexión [MW]	Irradiancia promedio [W/m <sup>2</sup> ]
00:00	0,00	-0,22	0,00	07:45	68,17	67,55	661,97
00:15	0,00	-0,21	0,00	08:00	81,22	80,53	754,04
00:30	0,00	-0,21	0,00	08:15	86,49	85,69	812,10
00:45	0,00	-0,22	0,00	08:30	90,27	89,43	852,85
01:00	0,00	-0,21	0,00	08:45	92,31	91,46	886,81
01:15	0,00	-0,22	0,00	09:00	93,53	92,67	911,91
01:30	0,00	-0,21	0,00	09:15	94,54	93,66	929,93
01:45	0,00	-0,22	0,00	09:30	95,41	94,51	942,81
02:00	0,00	-0,22	0,00	09:45	95,66	94,73	950,08
02:15	0,00	-0,22	0,00	10:00	95,40	94,48	953,48
02:30	0,00	-0,22	0,00	10:15	95,20	94,27	954,47
02:45	0,00	-0,22	0,00	10:30	94,66	93,72	953,26
03:00	0,00	-0,22	0,00	10:45	94,25	93,31	950,57
03:15	0,00	-0,22	0,00	11:00	94,08	93,12	947,27
03:30	0,00	-0,22	0,00	11:15	94,35	93,40	945,75
03:45	0,00	-0,22	0,00	11:30	93,92	92,98	941,37
04:00	0,00	-0,22	0,00	11:45	93,73	92,78	938,88
04:15	0,00	-0,22	0,00	12:00	93,86	92,91	937,88
04:30	0,00	-0,22	0,00	12:15	93,90	92,94	937,75
04:45	0,00	-0,22	0,00	12:30	93,63	92,67	937,35
05:00	0,00	-0,22	0,00	12:45	93,53	92,57	937,46
05:15	0,00	-0,22	0,00	13:00	93,30	92,34	938,23
05:30	0,00	-0,22	0,00	13:15	92,95	92,00	940,19
05:45	0,00	-0,22	0,00	13:30	92,66	91,71	941,88
06:00	0,00	-0,22	0,00	13:45	92,56	91,62	941,97
06:15	0,00	-0,21	0,00	14:00	92,69	91,75	943,27
06:30	0,00	-0,21	0,00	14:15	92,94	91,99	947,00
06:45	0,04	-0,19	4,03	14:30	93,02	92,07	947,87
07:00	5,88	5,44	79,82	14:45	92,83	91,88	945,63
07:15	20,95	20,40	250,34	15:00	92,52	91,58	939,19
07:30	40,61	40,11	467,09	15:15	91,67	90,73	928,87

Hora	Potencia suma en inversores [MW]	Potencia en el punto de conexión [MW]	Irradiancia promedio [W/m <sup>2</sup> ]
15:30	92,28	91,33	923,43
15:45	92,69	91,72	912,24
16:00	92,30	91,35	904,03
16:15	90,85	89,91	886,15
16:30	88,78	87,87	859,57
16:45	85,46	84,58	820,20
17:00	81,23	80,38	772,12
17:15	73,30	72,52	703,28
17:30	49,32	48,67	520,15
17:45	25,50	25,00	298,30
18:00	8,58	8,08	114,19
18:15	1,19	0,78	17,47
18:30	0,02	-0,23	0,00
18:45	0,00	-0,21	0,00
19:00	0,00	-0,21	0,00
19:15	0,00	-0,20	0,00
19:30	0,00	-0,21	0,00

Hora	Potencia suma en inversores [MW]	Potencia en el punto de conexión [MW]	Irradiancia promedio [W/m <sup>2</sup> ]
19:45	0,00	-0,21	0,00
20:00	0,00	-0,21	0,00
20:15	0,00	-0,20	0,00
20:30	0,00	-0,20	0,00
20:45	0,00	-0,21	0,00
21:00	0,00	-0,21	0,00
21:15	0,00	-0,21	0,00
21:30	0,00	-0,21	0,00
21:45	0,00	-0,22	0,00
22:00	0,00	-0,22	0,00
22:15	0,00	-0,22	0,00
22:30	0,00	-0,22	0,00
22:45	0,00	-0,22	0,00
23:00	0,00	-0,22	0,00
23:15	0,00	-0,22	0,00
23:30	0,00	-0,22	0,00
23:45	0,00	-0,22	0,00

Tabla 4 – Registro del día 13/04/2020 – Temperatura ambiente

Hora	Temperatura ambiente [°C]
00:00	14,19
01:00	13,96
02:00	13,72
03:00	13,71
04:00	13,57
05:00	13,43
06:00	13,50
07:00	13,68
08:00	15,88
09:00	18,74
10:00	21,56
11:00	24,22

Hora	Temperatura ambiente [°C]
12:00	26,49
13:00	28,48
14:00	29,70
15:00	30,10
16:00	28,89
17:00	25,43
18:00	21,81
19:00	18,45
20:00	16,91
21:00	15,77
22:00	14,93
23:00	14,47

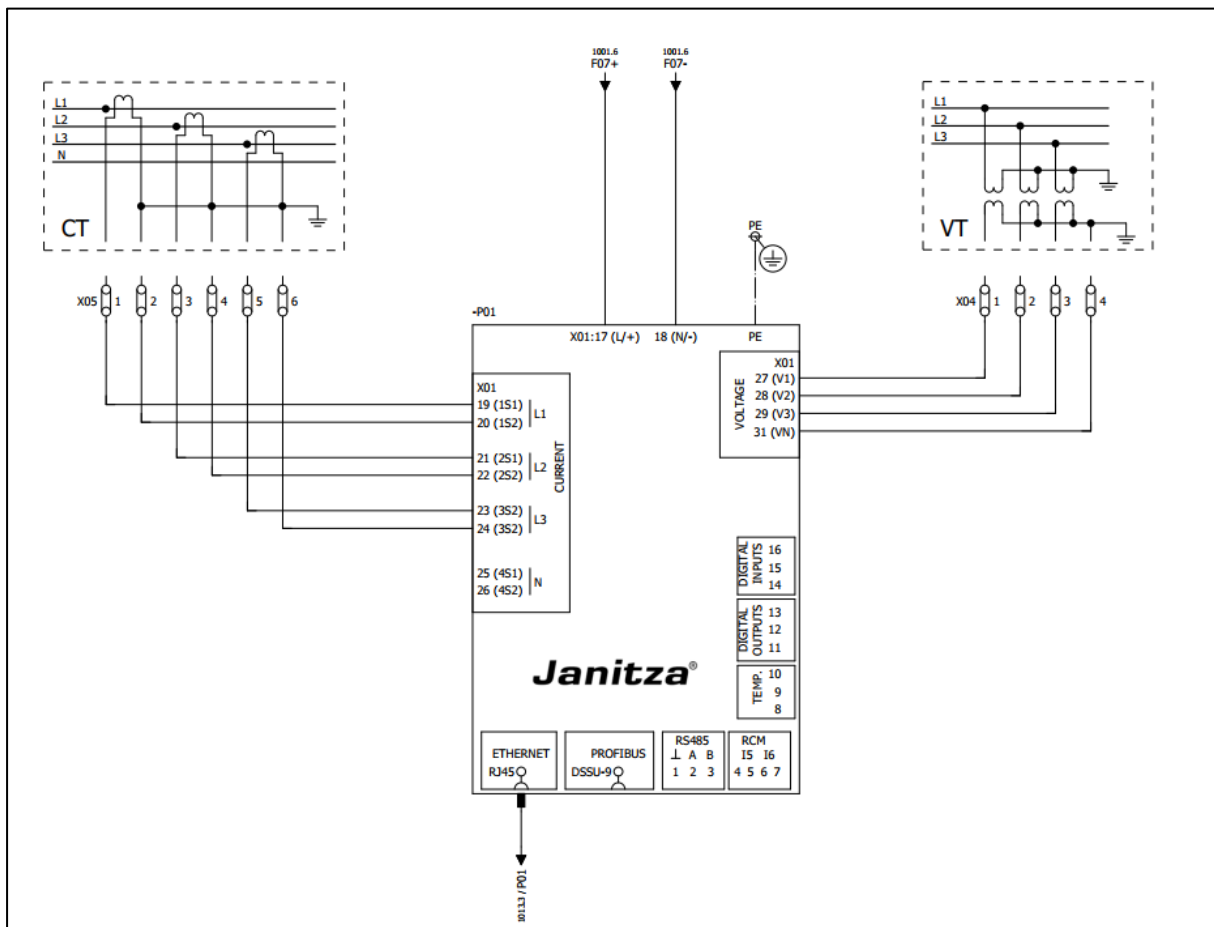


## 2. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL EQUIPAMIENTO DE LA PLANTA

### 2.1. SISTEMA DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS

Para la adquisición de datos de las variables eléctricas del parque se utilizaron las mediciones propias del control de planta, las cuales se obtienen mediante un multimetro instalado en la subestación de 220 kV.

El sistema de medición del INGECON EMS Power Plant Controller se basa en el equipo Janitza UMG 509 PRO, el cual cuenta con las siguientes características:



### INGECON EMS Plant Controller

	Versión Standard	Versión Premium
<b>Analizador de potencia</b>		
Precisión de medida de tensión y corriente	Clase 0,2 S (Clase 0,1 A opcional)	
Precisión de medida de frecuencia	10 mHz <sup>①</sup>	
Precisión de medida de potencia y energía	Clase 0,5 S	
Precisión de medida de factor de potencia	Clase 0,5 S (Clase 0,2 A opcional)	
Precisión de medida de THD	Clase 1 S	
Medida de armónicos de tensión	Clase 0,5 S	
Medida de armónicos de corriente	Hasta el orden 40 (opcionalmente hasta el orden 50)	
Valor nominal de la entrada de medida de tensión	0 ... 480 V @50 Hz / 0 ... 347 V @60 Hz	
Valor nominal de la entrada de medida de corriente	0 ... 5 A	
Otras medidas	Flickers de corto y largo plazo / desequilibrios	
Registro de calidad de suministro (PQ)	Opcional	

Voltage measurement	
Three-phase 4-conductor systems with rated voltages (L-N/L-L) up to	IEC: max. 417 V/720 V UL: max. 347 V/600 V
Three-phase 3-conductor systems with rated voltages (L-L) up to	max. 600 V (+10%)
Oversvoltage category	600 V CAT III
Rated surge voltage	6 kV
Protection of voltage measurement	1 - 10 A (With IEC / UL approval)
Measurement range L-N <sup>1)</sup>	0 .. 600 Vrms
Measurement range L-L <sup>1)</sup>	0 .. 1000 Vrms
Resolution	0.01 V
Crest factor	1.6 (related to 600 Vrms)
Impedance	4 M $\Omega$ / phase
Power consumption	ca. 0,1 VA
Sampling rate	20 kHz / phase
Transients	> 50 $\mu$ s
Frequency range of the fundamental oscillation - resolution	40 Hz .. 70 Hz 0.001 Hz

- 1) The device can only determine measured values, if at least a voltage L-N greater than 10V<sub>eff</sub> or a voltage L-L of greater than 18V<sub>eff</sub> is present at one voltage measurement input.

Current measurement	
Rated current	5 A
Metering range	0.005 to 7 Arms
Measurement range exceeded (overload)	From 7,5 Arms
Crest factor	2.4
Resolution	0.1 mA
Oversvoltage category	<b>Option 230 V:</b> 300 V CAT III <b>Option 24 V:</b> 300 V CAT II
Measurement surge voltage	4 kV
Power consumption	approx. 0.2 VA (R <sub>i</sub> =5 m $\Omega$ )
Overload for 1 sec.	120 A (sinusoidal)
Sampling rate	20 kHz / phase

Residual current monitoring I5 / I6 (RCM)	
Rated current	30 mArms
Metering range	0 to 40 mArms
Triggering current	100 $\mu$ A
Resolution	1 $\mu$ A
Crest factor	1,414 (related to 40mA)
Burden	4 Ohm
Overload for 1 sec.	5 A
Sustained overload	1 A
Overload for 20 ms	50 A
Maximum external burden	300 Ohm (for cable break detection)

## 2.2. INVERSOR INGETEAM DUAL INGECON SUN SERIE B (1740TL B670)

INGECON	SUN		PowerMax Dual Serie B 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>Valores de Entrada (DC)</b>					
Rango pot. campo FV recomendado <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
Rango de tensión MPP <sup>(2)</sup>	910 - 1.300 V	922 - 1.300 V	937 - 1.300 V	965 - 1.300 V	994 - 1.300 V
Tensión máxima <sup>(3)</sup>	1.500 V				
Corriente máxima	1.850 A por bloque de potencia				
Nº entradas con porta-fusibles	6 hasta 15 por bloque de potencia (hasta 12 con la caja de agrupamiento)				
Dimensiones de los fusibles	Fusibles de 63 A / 1.500 V hasta 500 A / 1.500 V (opcionales)				
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre				
Bloques de potencia	2				
MPPT	2				
<b>Protecciones de Entrada</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo II (opcional tipo I+II)				
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado				
Otras protecciones	Hasta 15 pares de fusibles DC (opcional) / Polaridad inversa / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia				
<b>Valores de Salida (AC)</b>					
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	3.274 kVA / 2.496 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
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	3.000 A / 2.700 A				
Potencia 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
Corriente IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	3.000 A / 2.656 A				
Tensión nominal <sup>(5)</sup>	630 V Sistema IT	640 V Sistema IT	650 V Sistema IT	670 V Sistema IT	690 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz				
Factor de potencia <sup>(6)</sup>	1				
Factor de potencia ajustable	Si. Smáx=3.274 kVA	Si. Smáx=3.326 kVA	Si. Smáx=3.378 kVA	Si. Smáx=3.482 kVA	Si. Smáx=3.589 kVA
THD (Distorsión Armónica Total) <sup>(7)</sup>	<3%				
<b>Protecciones de Salida</b>					
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo II				
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta				
Protección anti-aislamiento	Si, con desconexión automática				
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC				
<b>Prestaciones</b>					
Eficiencia máxima	98,9%				
CEC	98,5%				
Máx. consumo servicios aux.	8.500 W				
Consumo nocturno o en stand-by <sup>(8)</sup>	< 180 W				
Consumo medio diario	4.000 W				
<b>Información General</b>					
Inversores FV incluidos	Dos unidades de INGECON® SUN 1640TL B630	Dos unidades de INGECON® SUN 1665TL B640	Dos unidades de INGECON® SUN 1690TL B650	Dos unidades de INGECON® SUN 1740TL B670	Dos unidades de INGECON® SUN 1800TL B690
Temperatura ambiente	-20 °C a +60 °C				
Humedad relativa (sin condensación)	0-100% (Salida)				
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)				
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)				
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)				
Rango de caudal de aire	0 - 7.800 m³/h por bloque de potencia				
Caudal de aire promedio	2 x 4.200 m³/h				
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) a 10 m / < 54,5 dB(A) a 10 m				
Marcado	CE				
Normativa EMC y de seguridad	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				
Normativa de conexión a red	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, Código de red de Sudáfrica (ver 2.6), Código de red de Chile, Código de red de Ecuador, Código de red de Perú, Requerimientos PEA de Tailandia, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547-1, GGC/CGC China, Código de red DEWA (Dubái), Código de red de Jordania				

**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC. <sup>(2)</sup> V<sub>mpp</sub>.min es para condiciones nominales (V<sub>ac</sub>=1 p.u. y Factor de Potencia=1) <sup>(3)</sup> Considerar el aumento de tensión de los paneles V<sub>oc</sub> a bajas temperaturas. <sup>(4)</sup> Con el kit atrapa-arenas. <sup>(5)</sup> Otras tensiones y potencias AC disponibles. <sup>(6)</sup> Para Pac>25% de la potencia nominal. <sup>(7)</sup> Para Pac>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. <sup>(8)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico cuando hay potencia FV disponible.

**Ingeteam**

2.3. Transformador de unidad

## Test Report

Mod. 24/09 rev. 00

Pag. 1/1

---

**Test performed according Standard:** CEI EN 60076    **Test Date:** 09/05/2019    **Order N°:** 19/00014

**Transformer type:** TOD3095.001    **Serial number:** 58788    **Customer:** INGTEAM POWER TECHNOLOGY S.A.

<b>Frequency [Hz]:</b> 50	<b>Insulating oil:</b> Uninhibited mineral oil	<b>Primary Windings</b>	<b>Secondary Windings</b>
<b>Phases:</b> 3	<b>Cooling:</b> ONAN	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Power [kVA]</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Power [kVA]</b>
<b>Windings material:</b> Al	<b>Tap regulation:</b> +4 / -4 x 2.5 %	<input type="checkbox"/> <b>Voltage [V]</b>	<input type="checkbox"/> <b>Voltage [V]</b>
<b>Vector group:</b> Dy1y1		<input type="checkbox"/> <b>Current [A]</b>	<input type="checkbox"/> <b>Current [A]</b>
		HV 7000 33000 122.5	LV1 3500 670 3016 LV2 3500 670 3016

**INSULATION WITHSTAND TEST**

Power frequency applied voltage

Winding	Test Voltage [kV]	Duration [s]
HV	70	60
LV1	10	60
LV2	10	60

Induced voltage withstand test  
Volt. Source [V]: 1340    f [Hz]: 150    t [s]: 40

**MEASUREMENT OF NO-LOAD LOSS AND CURRENT**

Energized winding: LV1 ( 670 V )

	Phase U	Phase V	Phase W	Aver. Val.	Voltage [V]
V mean x 1.1107 [V]	672.8	670.0	667.3	670.0	656.1
Current [A]	10.1	7.4	10.1	9.6	K factor
Losses [W]	2810.0	1582.9	1973.5		1.021

	90%	100%	110%
Losses [W]	4735.5	6501.9	9008.7
Current [%]	0.09	0.16	0.41

**MEASUREMENT OF TURNS RATIO**

33000 / 670  
Tap regulation: +4 / -4 x 2.5 %

TAP Pos.	Theoretical Ratio	Measured Ratio			Max Dev. %
		Phase U	Phase V	Phase W	
1	93.84	93.49	93.48	93.48	-0.374
2	91.71	91.39	91.39	91.39	-0.347
3	89.58	89.31	89.30	89.30	-0.296
4	87.44	87.24	87.24	87.24	-0.232
5	85.31	85.13	85.13	85.13	-0.211
6	83.18	83.04	83.04	83.04	-0.165
7	81.04	80.96	80.96	80.96	-0.104
8	78.91	78.89	78.89	78.89	-0.028
9	76.78	76.79	76.78	76.78	0.014
1	93.84	93.50	93.49	93.49	-0.363
2	91.71	91.41	91.41	91.41	-0.325
3	89.58	89.32	89.31	89.31	-0.285
4	87.44	87.24	87.23	87.23	-0.232
5	85.31	85.14	85.14	85.14	-0.199
6	83.18	83.06	83.05	83.05	-0.141
7	81.04	80.97	80.97	80.97	-0.092
8	78.91	78.88	78.88	78.88	-0.040
9	76.78	76.80	76.79	76.79	0.027

**MEASUREMENT OF WINDINGS RESISTANCE**

Test Temperature [°C]: 22.7

Tap Pos	1U-1V	1V-1W	1W-1U
5	0.94760	0.94250	0.94242
	2U-2V	2V-2W	2W-2U
LV1	0.00064	0.00067	0.00067
LV2	0.00071	0.00069	0.00072

**MEASUREMENT OF SHORT-CIRCUIT IMPEDANCE AND LOAD LOSS**

F [Hz]	Measured Current [A]				Uk [V]				Load Losses [W]				Kf	V at Ir [V]:
	Iu	Iv	Iw	Im	Vuv	Vvw	Vwu	Vm	Wu	Wv	Ww	Wsum		V at Ir and fr = V at Ir x Kf [V]:
50.02	65.7	65.4	64.8	65.3	1341.1	1333.9	1343.7	1345.8	4348.9	5506.2	4684.8	14540.0	1.00	2524.4
														2523.5
														Losses at In [W]: 51200.7

Ambient Temperature [°C]: 22.7	Reference Temperature [°C]: 75	Component X [%]: 7.61
Winding Resistance HV [Ω]: 0.94418	Winding Resistance HV [Ω]: 1.14353	Component R [%]: 0.82
Winding Resistance LV1 [Ω]: 0.000661	Winding Resistance LV1 [Ω]: 0.000800	Impedance Z [%]: 7.66
Winding Resistance LV2 [Ω]: 0.000704	Winding Resistance LV2 [Ω]: 0.000853	Power factor: 0.11
Total Ohmic losses [W]: 39863.8	Total Ohmic losses [W]: 48280.7	
Additional losses [W]: 11336.9	Additional losses [W]: 9357.7	
Load losses [W]: 51200.7	Load losses [W]: 57638.5	

- Leak test with pressure: 15 kPa for 8 h  
 - Auxiliaries dielectric: 2 kV for 60"  
 - Functional check of auxiliaries and tap-changer


**TEST SUMMARY**

	No-load loss [W]	No-load current [%]	Load loss [W]	Short-circuit imp. 1-2/3 [%]
Guaranteed	7000	0.5	56000	7.50
Tolerance [%]	15	30	15	10
Measured	6501.9	0.16	57638.5	7.66
Difference [%]	-7.1	-68.2	2.9	2.1

THE CUSTOMER

COMPLIED WITH THE NORM

TESTED BY



# Test Report

Mod. 24/09 rev. 00  
 Pag. 1/1

---

Test performed according Standard: CEI EN 60076    Test Date: 04/06/2019    Order N°: 19/00014

Transformer type: TOS3336.001    Serial number: 58802    Customer: INGTEAM POWER TECHNOLOGY S.A.

Frequency [Hz]: 50	Insulating oil: Uninhibited mineral oil	<b>Primary Windings</b>	<b>Secondary Windings</b>
Phases: 3	Cooling: ONAN	Power [kVA]	Power [kVA]
Windings material: Al	Tap regulation: +4 / -4 x 2.5 %	Voltage [V]	Voltage [V]
Vector group: Dy1		Current [A]	Current [A]

Winding	Power [kVA]	Voltage [V]	Current [A]
HV	3482	33000	60.9
LV1	3482	670	3000
LV2			

### INSULATION WITHSTAND TEST

Power frequency applied voltage

Winding	Test Voltage [kV]	Duration [s]
HV	70	60
LV1	10	60
LV2		

Induced voltage withstand test

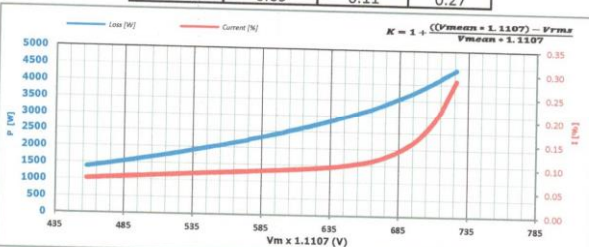
Volt. Source [V]: 1340    f [Hz]: 150    t [s]: 40

### MEASUREMENT OF NO-LOAD LOSS AND CURRENT

Energized winding: LV1 ( 670 V )

	Phase U	Phase V	Phase W	Aver. Val.	Voltage [V]
V mean x 1.1107 [V]	671.7	668.9	669.2	670.0	661.3
Current [A]	3.9	2.7	3.5	3.4	K factor
Losses [W]	1275.0	764.2	1123.4		1.013

	90%	100%	110%
Losses [W]	2453.7	3210.3	4434.0
Current [%]	0.09	0.11	0.27



### MEASUREMENT OF TURNS RATIO

33000 / 670  
Tap regulation: +4 / -4 x 2.5 %

TAP Pos.	Theoretical Ratio	Measured Ratio			Max Dev. %
		Phase U	Phase V	Phase W	
1	93.84	93.85	93.84	93.84	0.006
2	91.71	91.72	91.72	91.72	0.013
3	89.58	89.59	89.59	89.59	0.020
4	87.44	87.47	87.46	87.46	0.027
5	85.31	85.34	85.34	85.34	0.034
6	83.18	83.21	83.21	83.21	0.043
7	81.04	81.09	81.09	81.09	0.052
8	78.91	78.96	78.96	78.96	0.061
9	76.78	76.84	76.83	76.83	0.076

### MEASUREMENT OF WINDINGS RESISTANCE

Test Temperature [°C]: 30.5

Tap Pos	1U-1V	1V-1W	1W-1U
5	2.12640	2.12940	2.12931
	2U-2V	2V-2W	2W-2U
LV1	0.00073	0.00070	0.00073
	LV2		

### MEASUREMENT OF SHORT-CIRCUIT IMPEDANCE AND LOAD LOSS

F [Hz]	Measured Current [A]				Uk [V]				Load Losses [W]				Kf	V at Ir [V]:	
49.96	Iu	Iv	Iw	Im	Vuv	Vvw	Vwu	Vm	Wu	Wv	Ww	Wsum	1.00	V at Ir and fr = V at Ir x Kf [V]:	
	35.1	35.5	34.7	35.1	1190.1	1185.5	1191.2	1193.6	2438.1	3121.0	2961.3	8520.4		2070.0	
														Losses at In [W]:	25654.7

Ambient Temperature [°C]: 30.5	Reference Temperature [°C]: 75	Component X [%]: 6.23
Winding Resistance HV [Ω]: 2.12837	Winding Resistance HV [Ω]: 2.49907	Component R [%]: 0.83
Winding Resistance LV1 [Ω]: 0.000718	Winding Resistance LV1 [Ω]: 0.000843	Impedance Z [%]: 6.29
Winding Resistance LV2 [Ω]:	Winding Resistance LV2 [Ω]:	Power factor: 0.13
Total Ohmic losses [W]: 21538.8	Total Ohmic losses [W]: 25290.1	
Additional losses [W]: 4115.9	Additional losses [W]: 3511.6	
Load losses [W]: 25654.7	Load losses [W]: 28801.7	

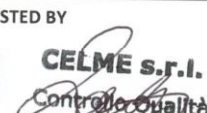
- Leak test with pressure: 15 kPa for 8 h  
 - Auxiliaries dielectric: 2 kV for 60"  
 - Functional check of auxiliaries and tap-changer

### TEST SUMMARY

	No-load loss [W]	No-load current [%]	Load loss [W]	Short-circuit impedance [%]
Guaranteed	3480	0.5	27860	6.00
Tolerance [%]	15	30	15	10
Measured	3210.3	0.11	28801.7	6.29
Difference [%]	-7.8	-77.5	3.4	4.8


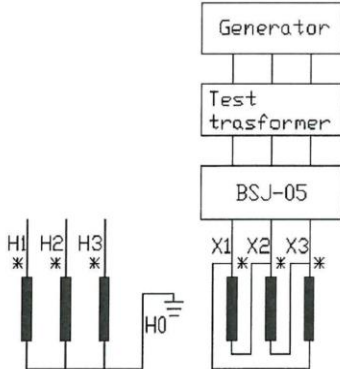
THE CUSTOMER

TESTED BY




## COMPLIED WITH THE NORM

## 2.4. Transformador de potencia

		<h1>TEST REPORT</h1>		Project																																																																											
				Grania project																																																																											
Product No.		10120301-1		Number of Sheets 7																																																																											
<h3>6. Measurement of no-load loss and current-Before dielectric test</h3>																																																																															
<p>6.1 Test circuit diagram</p> 																																																																															
<p>6.2 Test result</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Test Winding</th> <th rowspan="2">Frequency [Hz]</th> <th rowspan="2">Tap No.</th> <th colspan="2">Capacity [MVA]</th> <th rowspan="2">X.V Rated Voltage [kV]</th> <th rowspan="2">X.V Rated Current [A]</th> <th rowspan="2">Average Oil Temp. [°C]</th> </tr> <tr> <th>H.V</th> <th>X.V</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>X.V</td> <td>50</td> <td>/</td> <td>120</td> <td>120</td> <td>33</td> <td>2099.5</td> <td>20.0</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Applied Voltage</th> <th colspan="2">Current</th> <th colspan="2">No Load Loss</th> </tr> <tr> <th>[%]</th> <th>RMS [V]</th> <th>Avg. [V]</th> <th><math>I_0</math> [A]</th> <th><math>I_0</math> [%]</th> <th><math>P_m</math> [W]</th> <th><math>P_0</math> [W]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>90</td> <td>29730</td> <td>29706</td> <td>0.92</td> <td>0.04</td> <td>45386</td> <td>45349</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>33052</td> <td>33008</td> <td>1.12</td> <td>0.05</td> <td>58547</td> <td>58469</td> </tr> <tr> <td>110</td> <td>36537</td> <td>36300</td> <td>3.11</td> <td>0.15</td> <td>87595</td> <td>87023</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Voltage [%]</th> <th colspan="3">Current <math>I_0</math></th> <th colspan="3">No Load Loss <math>P_0</math></th> </tr> <tr> <th>Calculated Value [%]</th> <th>Guaranteed Value [%]</th> <th>Tolerance</th> <th>Calculated Value [W]</th> <th>Guaranteed Value [W]</th> <th>Tolerance</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>100</td> <td>0.05</td> <td>0.20</td> <td>+0%</td> <td>58469</td> <td>62000</td> <td>+0%</td> </tr> </tbody> </table>							Test Winding	Frequency [Hz]	Tap No.	Capacity [MVA]		X.V Rated Voltage [kV]	X.V Rated Current [A]	Average Oil Temp. [°C]	H.V	X.V	X.V	50	/	120	120	33	2099.5	20.0	Applied Voltage			Current		No Load Loss		[%]	RMS [V]	Avg. [V]	$I_0$ [A]	$I_0$ [%]	$P_m$ [W]	$P_0$ [W]	90	29730	29706	0.92	0.04	45386	45349	100	33052	33008	1.12	0.05	58547	58469	110	36537	36300	3.11	0.15	87595	87023	Voltage [%]	Current $I_0$			No Load Loss $P_0$			Calculated Value [%]	Guaranteed Value [%]	Tolerance	Calculated Value [W]	Guaranteed Value [W]	Tolerance	100	0.05	0.20	+0%	58469	62000	+0%
Test Winding	Frequency [Hz]	Tap No.	Capacity [MVA]		X.V Rated Voltage [kV]	X.V Rated Current [A]				Average Oil Temp. [°C]																																																																					
			H.V	X.V																																																																											
X.V	50	/	120	120	33	2099.5	20.0																																																																								
Applied Voltage			Current		No Load Loss																																																																										
[%]	RMS [V]	Avg. [V]	$I_0$ [A]	$I_0$ [%]	$P_m$ [W]	$P_0$ [W]																																																																									
90	29730	29706	0.92	0.04	45386	45349																																																																									
100	33052	33008	1.12	0.05	58547	58469																																																																									
110	36537	36300	3.11	0.15	87595	87023																																																																									
Voltage [%]	Current $I_0$			No Load Loss $P_0$																																																																											
	Calculated Value [%]	Guaranteed Value [%]	Tolerance	Calculated Value [W]	Guaranteed Value [W]	Tolerance																																																																									
100	0.05	0.20	+0%	58469	62000	+0%																																																																									
Test Date		2019-4-27		Acceptance Criteria																																																																											
Tested By		H.B.ZHANG		See above																																																																											
Used Instruments		BSJ-05 Auto Control & Measurement System of Transformer		Result: Good																																																																											

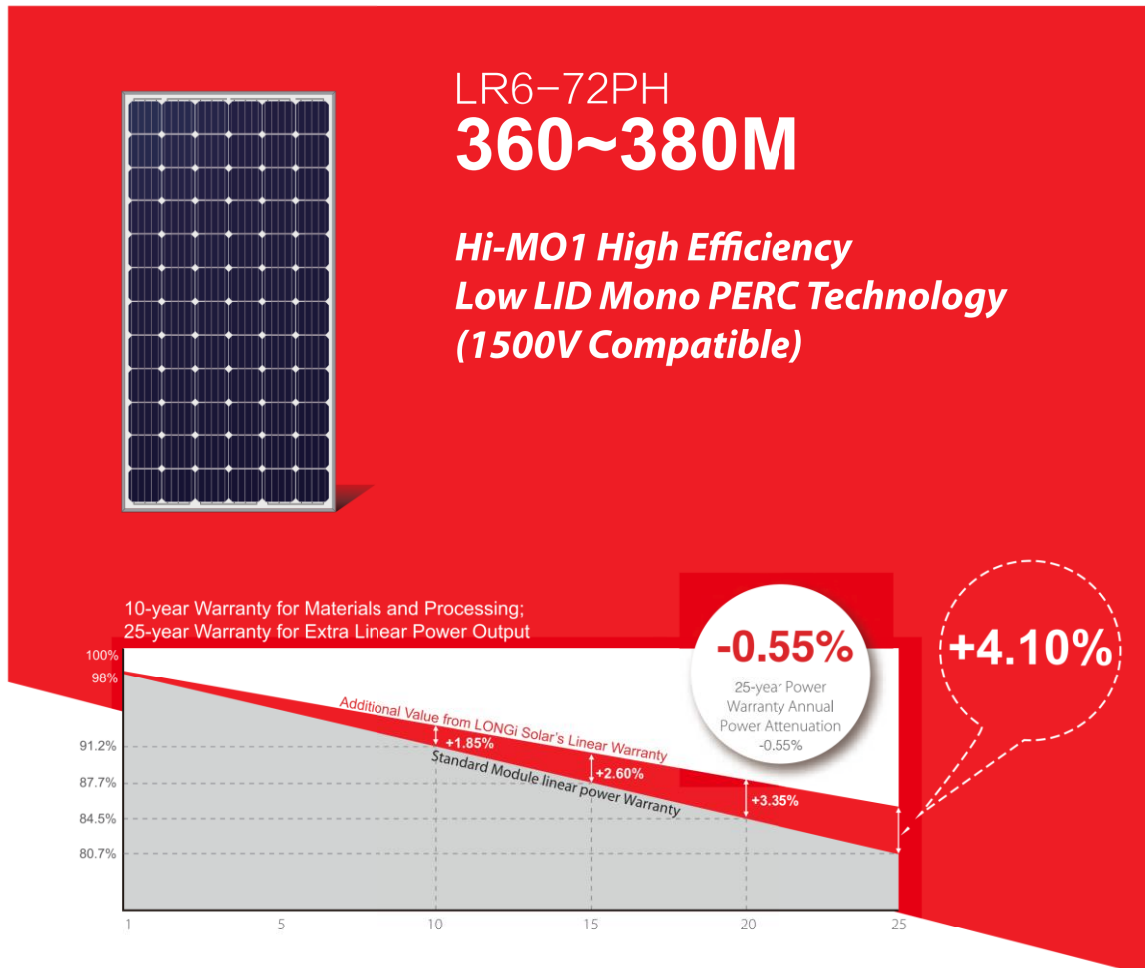
*Cej?*

*Wang*

		<h1>TEST REPORT</h1>				Project			
						Grania project			
Product No.		10120301-1		Number of Sheets		10			
8.3 Test result (at 120 MVA)									
Winding	Applied Voltage Terminal	Short-Circuited Terminal	Sr Capacity [MVA]		Sr Capacity [MVA]		Average Oil Temp.[°C]		
			H.V		X.V				
H.V - X.V	H1,H2,H3	X1,X2,X3	120		120		20		
Tap position	Ur of H.V [V]	Ir of H.V [A]	Um Measured Voltage [V]	Im Measured Current		Measured Loss [W]	P <sub>KT</sub> [W]	ΣI <sup>2</sup> R <sub>T</sub> [W]	P <sub>aT</sub> [W]
				[A]	I/Ir[%]				
1	253000	273.8	19073	140.11	51.2	98421	375985	327659	48326
13	220000	314.9	14978	160.79	51.1	97417	373691	337385	36306
25	187000	370.5	11798	187.92	50.7	99202	385610	356901	28709
Calculated to 75 °C									
Tap position	K	ΣI <sup>2</sup> R <sub>75</sub> [W]	P <sub>a75</sub> [W]	Load Loss P <sub>K75</sub> [W]	Impedance (per phase)				
					Z <sub>75</sub> [Ω]	Z <sub>75</sub> [%]			
1	1.216	398331	39752	438082	78.60	14.73			
13	1.216	410154	29865	440019	53.78	13.33			
25	1.216	433879	23615	457495	36.25	12.44			
Test Date				2019-4-27		Acceptance Criteria			
Tested By				H.B.ZHANG		See page 11.			
Used Instruments				BS.J-05 Auto Control & Measurement System of Transformer		Result: Good			




### 3. INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS



#### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL1703  
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System  
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System  
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval  
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



\* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

**Positive power tolerance** (0~ +5W) guaranteed

**High module conversion efficiency** (up to 19.6%)

**Slower power degradation** enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

**Better energy yield** with excellent low irradiance performance and temperature coefficient

**Solid PID resistance** ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

**Adaptable to harsh environment:** passed rigorous salt mist and ammonia tests

**Robust frame** (40mm) withstands mechanical loading of 5400Pa for snow load on front and 2400Pa for wind load on rear side

**LONGi Solar**

Room 201, Building B, Sandhill Plaza, Lane 2290, Zuchongzhi Road, Pudong District, Shanghai, 201203  
Tel: +86-21-61047332 Fax: +86-21-61047377 E-mail: module@longi-silicon.com  
Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

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

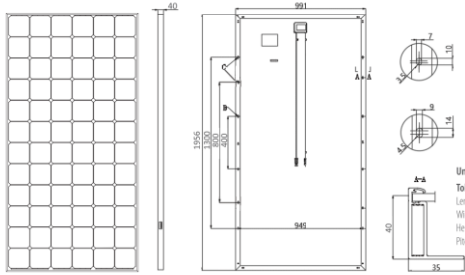
20181001





# LR6-72PH 360~380M

## Design (mm)



## Mechanical Parameters

Cell Orientation: 72 (6x12)  
 Junction Box: IP67, three diodes  
 Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 1200mm in length  
 Glass: 3.2mm coated tempered glass  
 Weight: 22.5kg  
 Dimension: 1956x991x40mm  
 Packaging: 26pcs per pallet  
 130pcs per 20'GP  
 624pcs per 40'HC

## Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C  
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W  
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC&UL)  
 Maximum Series Fuse Rating: 20A  
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C  
 Application Class: Class II  
 Fire Rating: UL type 4

## Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR6-72PH-360M		LR6-72PH-365M		LR6-72PH-370M		LR6-72PH-375M		LR6-72PH-380M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	360	266.7	365	270.4	370	274.1	375	277.8	380	281.5
Open Circuit Voltage (Voc/V)	47.8	44.6	48.1	44.9	48.4	45.2	48.7	45.5	49.0	45.7
Short Circuit Current (Isc/A)	9.87	7.96	9.90	7.98	9.93	8.00	9.96	8.03	10.00	8.06
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	39.0	36.0	39.3	36.3	39.7	36.7	40.1	37.0	40.4	37.3
Current at Maximum Power (Imp/A)	9.23	7.40	9.28	7.44	9.32	7.47	9.36	7.51	9.40	7.54
Module Efficiency(%)	18.6		18.8		19.1		19.3		19.6	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

## Temperature Ratings ( STC )

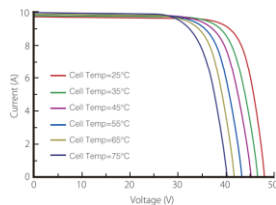
Temperature Coefficient of Isc: +0.057%/°C  
 Temperature Coefficient of Voc: -0.286%/°C  
 Temperature Coefficient of Pmax: -0.370%/°C

## Mechanical Loading

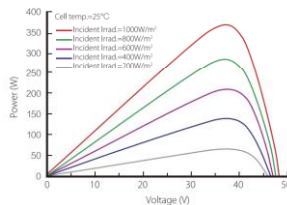
Front Side Maximum Static Loading: 5400Pa  
 Rear Side Maximum Static Loading: 2400Pa  
 Hailstone Test: 25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## I-V Curve

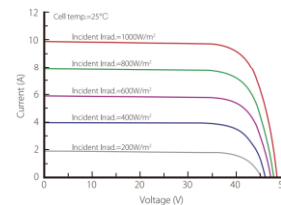
Current-Voltage Curve (LR6-72PH-370M)



Power-Voltage Curve (LR6-72PH-370M)



Current-Voltage Curve (LR6-72PH-370M)



Room 201, Building 8, Sandhill Plaza, Lane 2290, Zuchongzhi Road, Pudong District, Shanghai, 201203  
 Tel: +86-21-61047332 Fax: +86-21-61047377 E-mail: module@longi-silicon.com  
 Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

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

20181001