



IT-KI-015-22

# **Informe de "Mínimo Técnico" para la planta PMG Teno Solar**

Rev. B

Preparado para Teno Solar SpA

**Abril de 2022**

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

---

1	INTRODUCCIÓN	2
2	OBJETIVOS Y ALCANCE DEL INFORME	2
3	ASPECTOS NORMATIVOS	2
4	DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA	5
5	DETERMINACIÓN DE RAMPAS DE SUBIDA, BAJADA Y MÍNIMO TÉCNICO	6
6	CONCLUSIONES	9
7	ANEXOS	10
7.1	ANEXO 1. CARACTERÍSTICAS MÓDULO FOTOVOLTAICOS	10
7.2	ANEXO 2. CURVAS CARACTERÍSTICAS INVERSOR SUN2000-185KTL-H1	12
7.3	ANEXO 2. DESCRIPCIÓN DEL CONTROLADOR DE PLANTA (PPC)	18

## 1 INTRODUCCIÓN

---

La compañía Enlasa Generación Chile S.A. ha construido la planta fotovoltaica Teno Solar, con una capacidad instalada de 8,19 MW<sub>p</sub>, ubicada en la Región del Maule, provincia de Curicó, Comuna de Teno. Esta planta inyectará al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) una potencia máxima de 7,4 MW<sub>AC</sub> en la subestación denominada Aguas Negras, en un nivel de tensión de 14,4 kV.

Dentro del Proceso de Conexión que deben seguir todas las instalaciones que se conectan al SEN, en la sección Entrada en Operación (EO), coordinado mediante la Plataforma de Gestión de Proyectos (PGP) del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), se encuentra el requerimiento de realización de diversas pruebas de Puesta en Servicio (PES), entre las cuales se encuentra la determinación del parámetro Mínimo Técnico.

Kas Ingeniería ha preparado el presente Informe, basado en los registros de las pruebas realizadas por la empresa constructora de la planta. Estas pruebas han sido observadas directamente por profesionales de Kas Ingeniería.

## 2 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL INFORME

---

El objetivo del presente informe es establecer el parámetro “**Mínimo Técnico**” (MT) de la planta fotovoltaica **PMG Teno Solar**, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el ANEXO TÉCNICO: “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”<sup>1</sup> y el documento “Puesta en Servicio de Unidades Generadoras – Aplicación de Anexos Técnicos”<sup>2</sup>.

## 3 ASPECTOS NORMATIVOS

---

El ANEXO TÉCNICO: “Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”, en su Artículo 4, *Definiciones*, establece la siguiente definición:

**Mínimo Técnico:** Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua.

Por otra parte, el Artículo 9, *Informe Técnico*, establece que el informe técnico debe contener, sin limitarse a esto, al menos la siguiente información, la cual se solicita incorporar al informe técnico:

- i. Antecedentes técnicos de diseño.
- ii. Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o internacionales de unidades de similares características.
- iii. Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.

---

<sup>1</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2018/07/Anexo-T%C3%A9cnico-Determinaci%C3%B3n-de-M%C3%ADnimos-T%C3%A9cnicos-en-Unidades-Generadoras.pdf>

<sup>2</sup> <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2019/03/PES-de-UUGG-Aplicaci%C3%B3n-de-Anexos-T%C3%A9cnicos.pdf>

- iv. Justificaciones que describan las eventuales fuentes de inestabilidad en la operación de la unidad generadora, que impidan que la unidad pueda operar en un valor menor de potencia activa.
- v. Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.
- vi. Indicar si la unidad presenta alguna restricción ambiental vigente. En caso afirmativo, si éstas configuran alguna limitación adicional a la operación de la unidad, se solicita incorporar al informe técnico el nivel de carga mínimo en operación normal de la unidad generadora que cumple esta norma ambiental.

En el documento “Puesta en Servicio de Unidades Generadoras – Aplicación de Anexos técnicos”, respecto a los Mínimos Técnicos de unidades generadoras de Energía Renovable No Convencional (ERNC), se incluyen las siguientes recomendaciones:

En relación al control de reactivos del parque eólico o fotovoltaico, se solicita incorporar al informe la siguiente información:

1. Capacidad de control de potencia reactiva en condición de operación en el mínimo técnico declarado, con presencia de recurso primario. Indicar consumo de servicios auxiliares.
2. Capacidad de control de potencia reactiva sin presencia de recurso primario. Indicar consumo de servicios auxiliares.

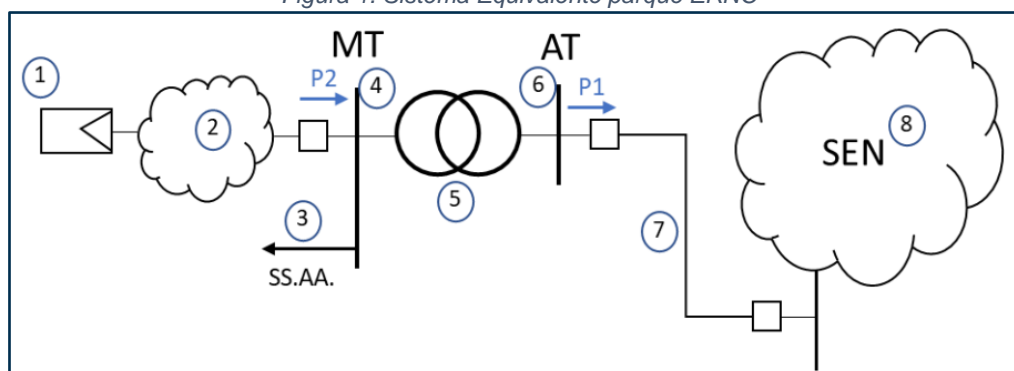
Se solicita incorporar al informe la siguiente información:

1. Potencia activa inyectada por el parque en la barra de alta tensión del parque eólico o fotovoltaico [MW].
2. Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW].
3. Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].
4. Servicios Auxiliares de la central [kW].
5. Pérdidas en el sistema colector del parque eólico o fotovoltaico [kW].

Considerando para ello las siguientes definiciones:

A continuación, se describe un sistema equivalente que representa un parque ERNC solar fotovoltaico o un parque eólico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

Figura 1. Sistema Equivalente parque ERNC



Los componentes del parque ERNC son los siguientes:

1. Generador equivalente: Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque ERNC.
2. Pérdidas en sistema colector del parque: Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque ERNC, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
3. Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central.
4. Barra de media tensión (MT): Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.
5. Transformador de Poder: Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque ERNC.
6. Barra de alta tensión (AT): Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
7. Línea dedicada de la central: Línea de alta tensión que vincula el parque ERNC con el sistema eléctrico.
8. Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
9. P1: Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
10. P2: Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de media tensión de su subestación de salida.

Considerando la descripción anterior, se solicita enviar e incorporar al informe de mínimo técnico del parque fotovoltaico o eólico la siguiente información:

- a) **P1**: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) de la central [MW].
- b) **P2**: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central [MW].
- c) **P<sub>trafo</sub>**: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].
- d) **SS.AA.**: Servicios Auxiliares de la central [kW].
- e) **P<sub>colector</sub>**: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC [kW].

Finalmente, el Coordinador Eléctrico Nacional definirá el mínimo técnico (MT) de la central según la siguiente fórmula:

$$MT = P1 + P_{trafo} + SSAA + P_{colector}$$

o

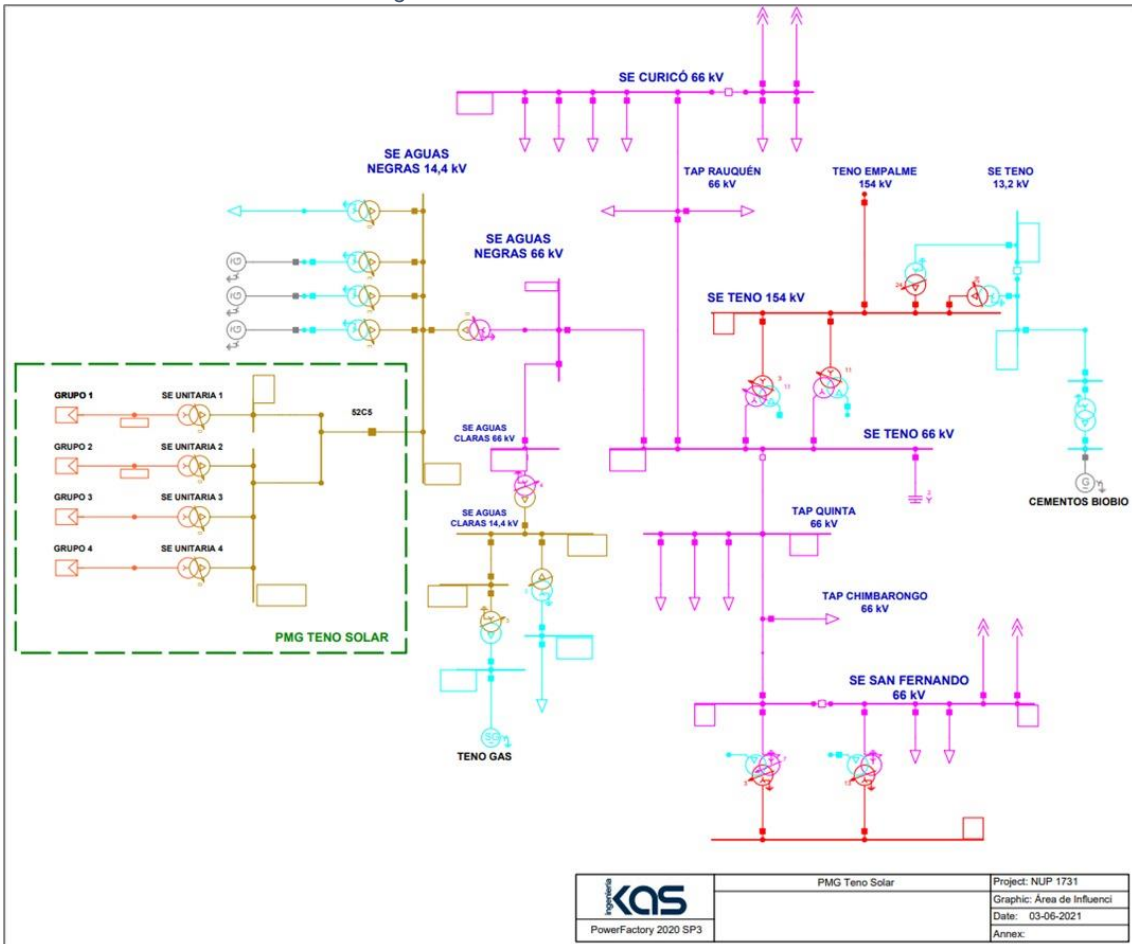
$$MT = P2 + P_{colector}$$

#### 4 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

La central fotovoltaica **PMG Teno Solar** se conecta a la barra de 14,4 kV de la subestación Aguas Negras. En la Figura 2 se muestra la ubicación relativa de la central respecto de instalaciones vecinas.

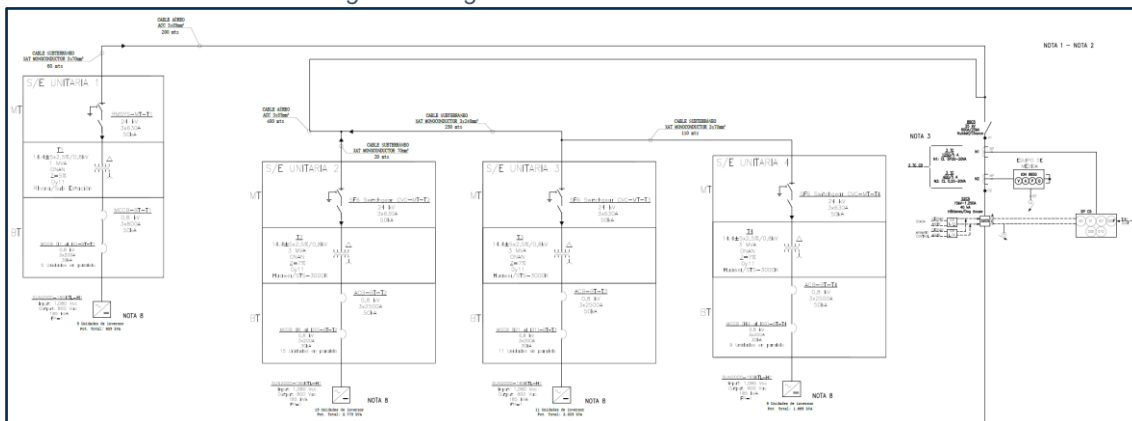
Se puede apreciar que **PMG Teno Solar** (recuadro verde) se conecta a la misma barra que la central Teno Diésel, compartiendo el transformador elevador de la S/E Aguas Negras 14,4/66 kV.

Figura 2. PMG Teno Solar en el SEN



En la Figura 3 se muestra el diagrama unilineal funcional de la planta PMG Teno Solar.

Figura 3. Diagrama Unilineal PMG Teno Solar



Los elementos principales de PMG Teno Solar son los siguientes:

- Paneles fotovoltaicos bifaciales BiHiKu de Canadian Solar, 440 – 445 W
- Inversores Huawei SUN2000-185KTL-H1 (40 unidades)
- Estación de transformación 1 (Rhona):
  - Transformador 14,4/0,8 kV, 1 MVA, z = 5%
  - Inversores conectados: 5 unidades (total 925 kVA)
  - Paneles conectados: 2380 unidades
- Estación de transformación 2 (Huawei):
  - Transformador 14,4/0,8 kV, 3 MVA, z = 7%
  - Inversores conectados: 15 unidades (total 2775 kVA)
  - Paneles conectados: 7140 unidades
- Estación de transformación 3 (Huawei):
  - Transformador 14,4/0,8 kV, 3 MVA, z = 7%
  - Inversores conectados: 11 unidades (total 2035 kVA)
  - Paneles conectados: 4928 unidades
- Estación de transformación 4 (Huawei):
  - Transformador 14,4/0,8 kV, 3 MVA, z = 7%
  - Inversores conectados: 9 unidades (total 1665 kVA)
  - Paneles conectados: 4060 unidades
- Controlador de planta (Power Plant Controller GPM)

En Anexos se muestran las características técnicas principales de los módulos fotovoltaicos, de los inversores y del controlador de planta.

## **5 DETERMINACIÓN DE RAMPAS DE SUBIDA, BAJADA Y MÍNIMO TÉCNICO**

---

Estas pruebas se ejecutan mediante los controles provistos por el PPC, el cual maneja de manera simultánea todos los inversores de la planta.

Caracterización de las pruebas:

Fecha de la pruebas 13 de abril de 2022

Hora de inicio 15:29 horas

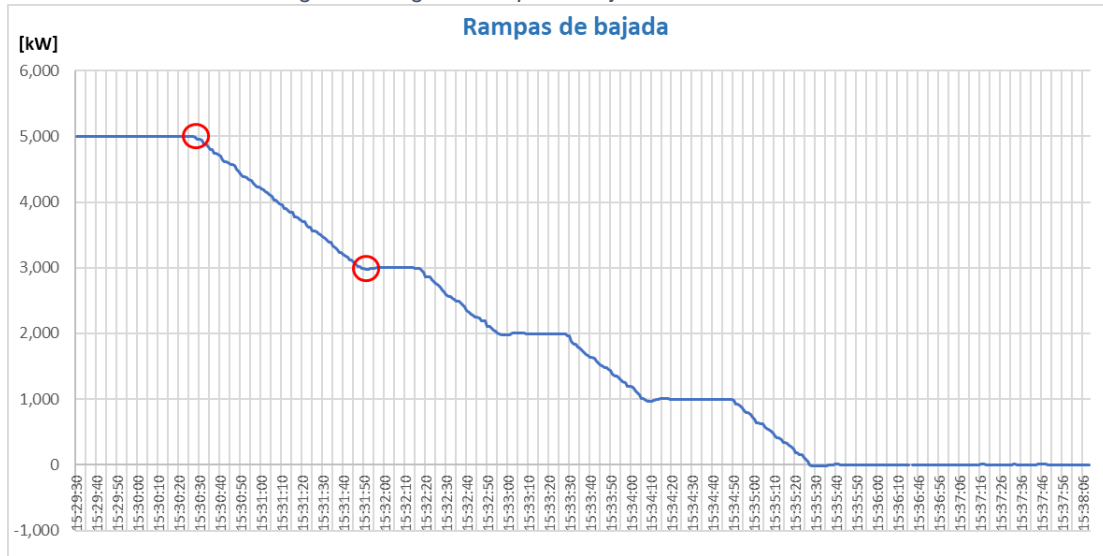
Condición climática despejado, radiación en buen nivel

### **Rampa de bajada**

Se ajusta una potencia de salida de 5 [MW] mediante los controles del PPC. La planta tiene el control de rampa activado, caso contrario esta acción tomaría sólo unos pocos segundos.

Utilizando los datos del archivo Excel "Records\_2022-04-13\_160511 (E).xlsx", y con un registro de 1 muestra por segundo, se dibuja la curva que se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Registro rampa de bajada PMG Teno Solar



Para calcular la rampa de bajada se toman como referencia los puntos marcados con círculos rojos en la Figura 4, cuyos puntos se obtienen directamente de la base de datos que se acompaña como respaldo a este informe.

Tabla 1. Parámetros para medida de rampa de bajada

Punto	Hora	Potencia [kW]
Inicio de medida	15:30:26	5001,07
Fin de la medida	15:31:49	2992,36
Diferencia	00:01:23	2008,71
Minutos con decimales	1,3833	

La rampa se calcula como:  $Rampa = \frac{2008,71[kW]}{1,383[min]} = 1,45[MW/min]$

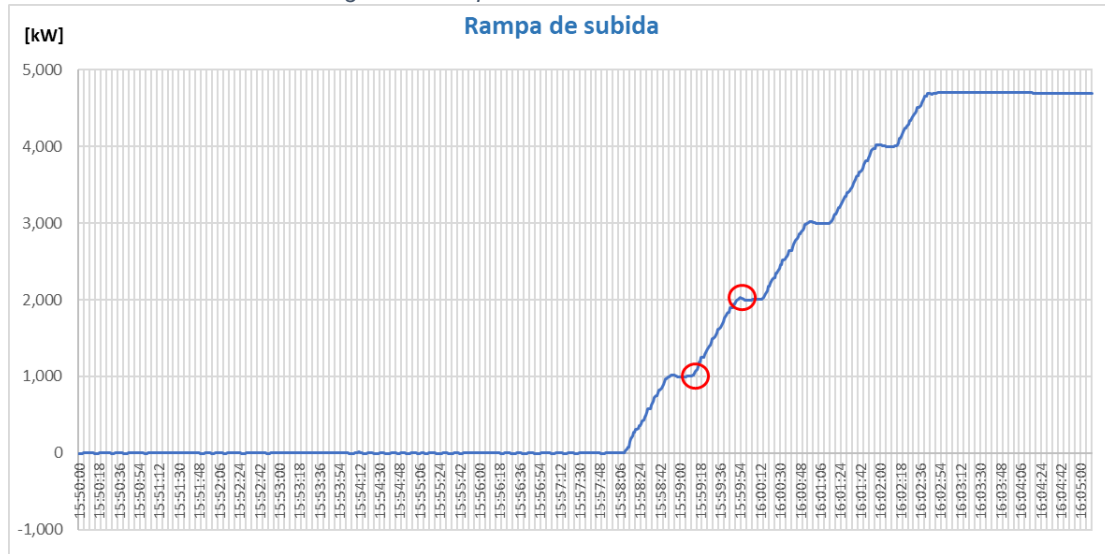
Dado que la capacidad de la planta es 7,4 [MW], la pendiente resulta ser **19,6%** de la PMax, con lo cual se cumple el requerimiento normativo de Rampa < 20%.

### Rampa de subida

En este caso se lleva la planta a generar desde 1,0 [MW] hasta 2,0 [MW], registrando los datos de operación de la planta con una tasa de 1 muestra por segundo. Para efectos de confeccionar el gráfico de la Figura 5 se utiliza como base los datos del archivo Excel "Records\_2022-04-13\_160511 (E).xlsx".



Figura 5. Rampa de subida PMG Teno Solar



En la siguiente tabla se muestran los valores de los puntos destacados con círculos rojos en la Figura 5.

Tabla 2. Parámetros para medida de rampa de subida

Punto	Hora	Potencia [kW]
Inicio de medida	15:59:08	1003,69
Fin de la medida	15:59:52	2010.75
Diferencia	00:44	1007,06
Minutos con decimales	0,7333	

Para el cálculo de la rampa se obtiene:  $Rampa = \frac{1007,06[kW]}{0,7333[min]} = 1,37[MW/min]$

Por lo tanto, la pendiente resulta ser **18,6%** de la PMax, con lo cual se cumple el requerimiento normativo de Rampa <20%.

### Mínimo Técnico

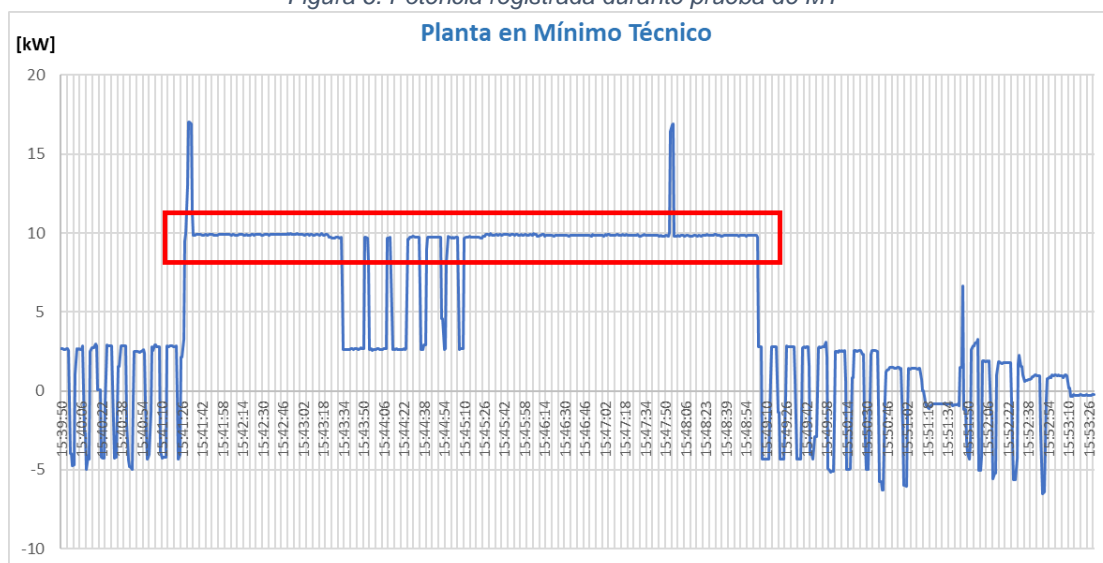
Para la realización de la prueba de Mínimo Técnico de la planta PMG Teno Solar, se da la consigna de operar a 0 [kW] mediante el controlador PPC.

El archivo Excel “Records\_2022-04-13\_160511 (E).xlsx” contiene el registro de las variables almacenadas para el respaldo de esta prueba.

Es necesario destacar que durante todo este periodo los inversores permanecen operando y ninguna alarma ha sido activada.

Del gráfico puede apreciarse que cuando al PPC se entrega la consigna de P=0 [kW], la planta queda operando con una pequeña oscilación entre 3 [kW] y -5 [kW] como se ve en la Figura 6.

Figura 6. Potencia registrada durante prueba de MT



Para evitar esta oscilación, se ajustó la salida de la planta a 10 [kW], observándose una operación estable y controlada. Por lo tanto, se define éste como el valor de MT neto de la planta **PMG Teno Solar**.


## 6 CONCLUSIONES

El PPC que controla la planta PMG Teno Solar regula adecuadamente las rampas de subida y bajada de acuerdo al requerimiento normativo. Para el caso de las pruebas realizadas, los valores medidos fueron 18,6% (respecto a la potencia máxima de la planta: 7,4 [MW]) como rampa de subida y 19,6% como rampa de bajada.

Respecto al Mínimo Técnico, el controlador puede operar de manera estable la planta con una consigna de 0 [MW], sin desconectar los inversores, pero con una pequeña oscilación. El mínimo valor de potencia de salida con la cual la planta muestra un comportamiento estable es 10 [kW].

Como se muestra en la prueba de seguimiento de la carta P-Q (incluida en el informe sobre homologación de parámetros dinámicos), con la planta entregando 0 [MW], es posible inyectar 2250 [kVAr] y absorber 2250 [kVAr], lo cual demuestra la operación estable de la planta bajo estas condiciones.





7.1 ANEXO 1. CARACTERÍSTICAS MÓDULO FOTOVOLTAICOS




## BiHiKu


**HIGH POWER BIFACIAL MONO PERC MODULE**  
**430 W ~ 455 W**  
**UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE**  
**CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MB-AG**

**MORE POWER**

-  Up to 30% more power from the back side
-  24 % higher front side power than conventional modules
-  Low NMOT:  $41 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$   
Low temperature coefficient (Pmax):  $-0.35 \text{ \% / }^\circ\text{C}$
-  Better shading tolerance

**MORE RELIABLE**

-  Lower internal current, lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa \*



FRONT                  BACK

12  
Years

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship\*

30  
Years

Linear Power Performance Warranty\*

1<sup>st</sup> year power degradation no more than 2%

Subsequent annual power degradation no more than 0.45%


\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.




**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***

ISO 9001:2015 / Quality management system  
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***

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

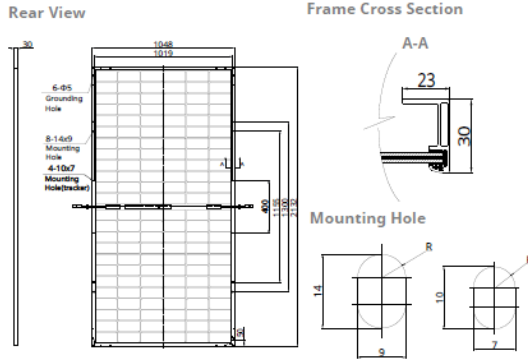


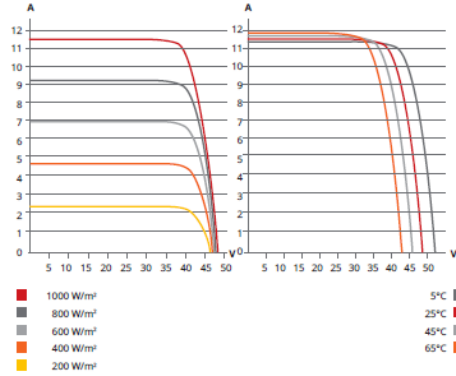
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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

**ENGINEERING DRAWING (mm)**



**CS3W-435MB-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
CS3W-430MB-AG	430 W	40.3 V	10.68 A	48.3 V	11.37 A	19.2%
	5% 452 W	40.3 V	11.21 A	48.3 V	11.94 A	20.2%
	10% 473 W	40.3 V	11.75 A	48.3 V	12.51 A	21.2%
	20% 516 W	40.3 V	12.82 A	48.3 V	13.64 A	23.1%
CS3W-435MB-AG	435 W	40.5 V	10.75 A	48.5 V	11.42 A	19.5%
	5% 457 W	40.5 V	11.29 A	48.5 V	11.99 A	20.5%
	10% 479 W	40.5 V	11.83 A	48.5 V	12.56 A	21.4%
	20% 522 W	40.5 V	12.90 A	48.5 V	13.70 A	23.4%
CS3W-440MB-AG	440 W	40.7 V	10.82 A	48.7 V	11.48 A	19.7%
	5% 462 W	40.7 V	11.36 A	48.7 V	12.05 A	20.7%
	10% 484 W	40.7 V	11.90 A	48.7 V	12.63 A	21.7%
	20% 528 W	40.7 V	12.98 A	48.7 V	13.78 A	23.6%
CS3W-445MB-AG	445 W	40.9 V	10.89 A	48.9 V	11.54 A	19.9%
	5% 467 W	40.9 V	11.43 A	48.9 V	12.12 A	20.9%
	10% 490 W	40.9 V	11.98 A	48.9 V	12.69 A	21.9%
	20% 534 W	40.9 V	13.07 A	48.9 V	13.85 A	23.9%
CS3W-450MB-AG	450 W	41.1 V	10.96 A	49.1 V	11.60 A	20.1%
	5% 473 W	41.1 V	11.51 A	49.1 V	12.18 A	21.2%
	10% 495 W	41.1 V	12.06 A	49.1 V	12.76 A	22.2%
	20% 540 W	41.1 V	13.15 A	49.1 V	13.92 A	24.2%
CS3W-455MB-AG	455 W	41.3 V	11.02 A	49.3 V	11.66 A	20.4%
	5% 478 W	41.3 V	11.57 A	49.3 V	12.24 A	21.4%
	10% 501 W	41.3 V	12.12 A	49.3 V	12.83 A	22.4%
	20% 546 W	41.3 V	13.22 A	49.3 V	13.99 A	24.4%

**ELECTRICAL DATA | NMOT\***

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS3W-430MB-AG	322 W	37.7 V	8.54 A	45.6 V	9.17 A
CS3W-435MB-AG	326 W	37.9 V	8.59 A	45.8 V	9.21 A
CS3W-440MB-AG	329 W	38.1 V	8.65 A	46 V	9.26 A
CS3W-445MB-AG	333 W	38.3 V	8.71 A	46.1 V	9.31 A
CS3W-450MB-AG	337 W	38.5 V	8.76 A	46.3 V	9.35 A
CS3W-455MB-AG	341 W	38.7 V	8.82 A	46.5 V	9.40 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.

50%

50%

**MECHANICAL DATA**

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2132 x 1048 x 30 mm (83.9 x 41.3 x 1.2 in)
Weight	28.4 kg (62.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces or 561 pieces (only for US)

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

**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	25 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

\* Power Bifaciality - Pmax<sub>rear</sub> / Pmax<sub>total</sub> both Pmax<sub>rear</sub> and Pmax<sub>total</sub> are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

**TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

**PARTNER SECTION**



\* 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. Canadian Solar Inc. 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.

## 7.2 ANEXO 2. CURVAS CARACTERÍSTICAS INVERSOR SUN2000-185KTL-H1



SUN2000-185KTL-H1 Output Characteristics Curve

---

# SUN2000-185KTL-H1 Output Characteristics Curve



**Huawei Technologies Co., Ltd.**

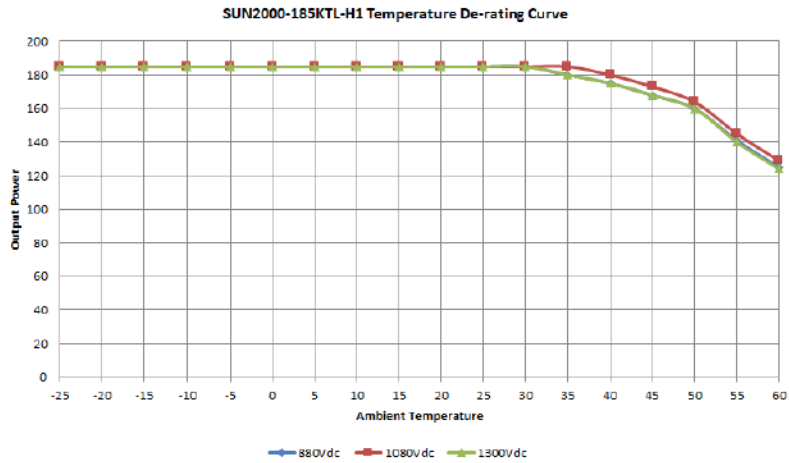
Version	Created by	Date	Remarks
01	Huawei	04/15/2019	
02	Huawei	05/05/2019	Output power@35°C added
03	Huawei	11/22/2019	Output power@50°C upgraded

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. Version No.: 03-(201911)



## Power De-rating Curve VS. Ambient Temperature

Power De-rating Curve VS. Ambient Temperature of SUN2000-185KTL-H1:



Grid Voltage: 800Vac, PF=1

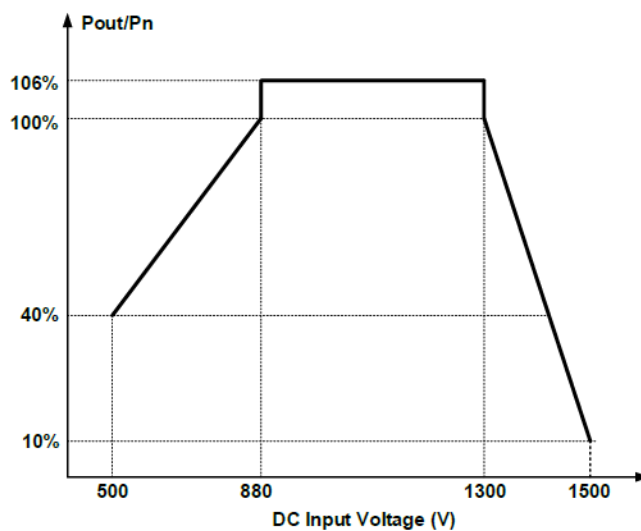
Model	MPPT Input	-25°C	30°C	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C
SUN2000-185KTL-H1	880 Vdc	185kVA	185kVA	180kVA	175kVA	168kVA	160kVA	141kVA	125kVA
	1080 Vdc	185kVA	185kVA	185kVA	180kVA	173kVA	164kVA	145kVA	129kVA
	1300 Vdc	185kVA	185kVA	180kVA	175kVA	168kVA	160kVA	140kVA	124kVA

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. Version No.: 03-(201911)



## Power- DC Input Voltage Curve

Power-DC Input Voltage Curve of SUN2000-185KTL-H1



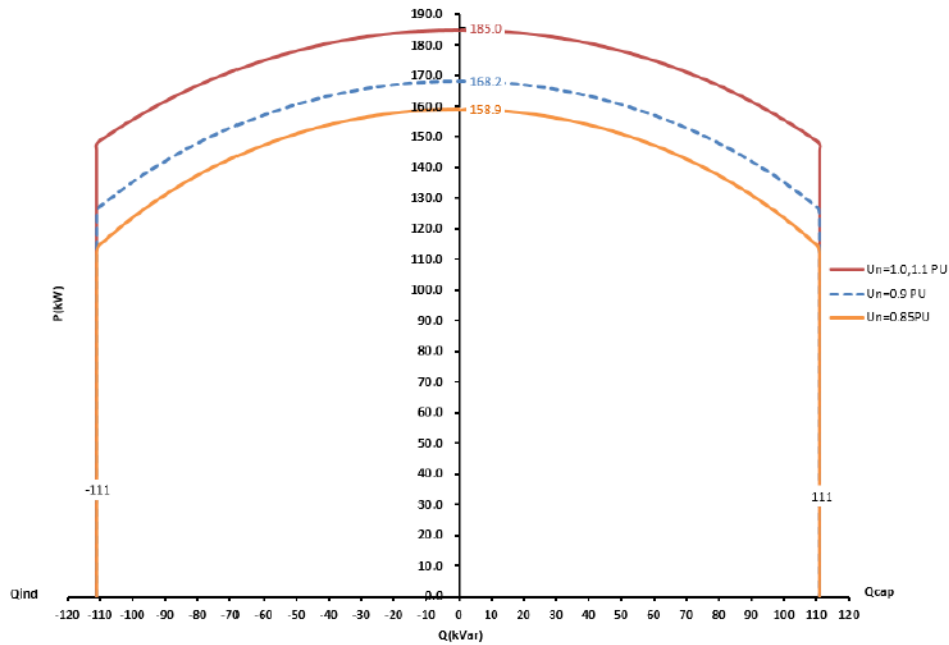
**Note:** The power-DC input voltage curve is shaped when PF equals 1.0.

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. Version No.: 03-(201911)



## PQ Curve

PQ Curve of SUN2000-185KTL-H1



**Note:** When SUN2000-185KTL-H1 operates at grid voltage 1.0/1.1 p.u., the output power can reach 185kW (when PF=1) or 185kVA.

When SUN2000-185KTL-H1 operates at grid voltage 0.9 p.u., the output power can reach 168.2kW (when PF=1) or 168.2kVA.

When SUN2000-185KTL-H1 operates at grid voltage 0.85 p.u., the output power can reach 158.9kW (when PF=1) or 158.9kVA.

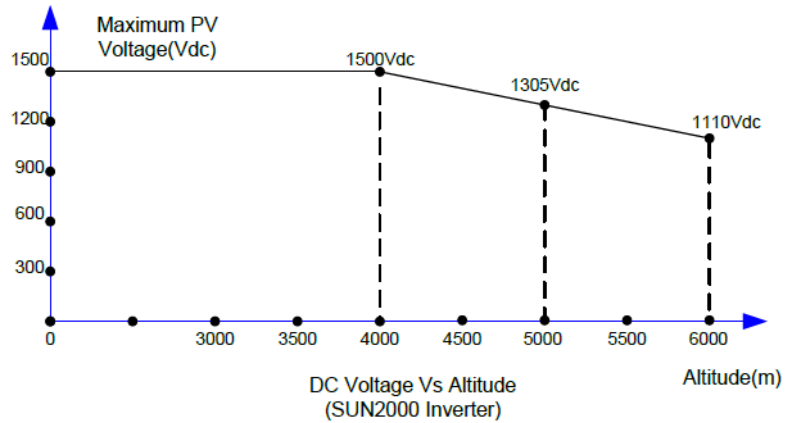
The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. Version No.: 03-(201911)





## DC Voltage Curve Vs Altitude

DC Voltage Curve of SUN2000-185KTL-H1:



**Note:**

The power of SUN2000 inverter doesn't derate when altitude  $\leq 4000\text{m}$ .

When altitude  $> 4000\text{ m}$ , DC voltage derating of SUN2000 inverter should be taken into consideration and DC voltage derates in accordance with  $19.5\text{V}/100\text{m}$ .

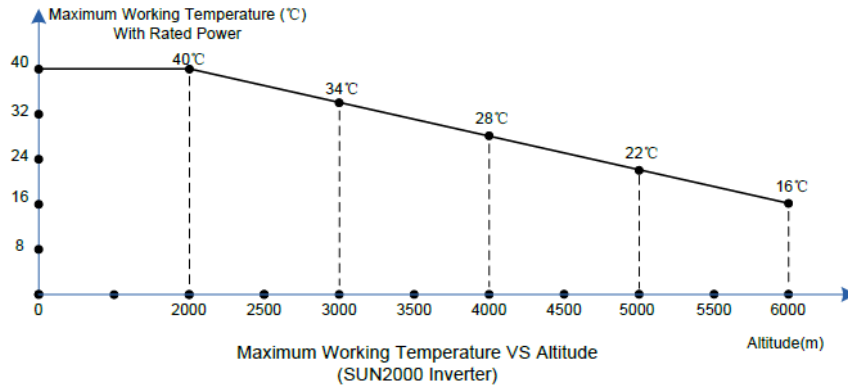
The rated AC voltage (800V) of the SUN2000 inverter doesn't derate when altitude  $\leq 5000\text{ m}$ .

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. Version No.: 03-(201911)



## Maximum Working Temperature Vs Altitude

Maximum Working Temperature Vs Altitude SUN2000-185KTL-H1:



### Note:

The maximum working temperature is the ambient temperature below which SUN2000 can output rated power without de-rating.

When the altitude rises, the cooling capacity of the inverters derates. So the internal temperature of inverters in the high altitude area will be higher and severer than that in the low altitude area.

When altitude > 2000m, the maximum working temperature of SUN2000 should derate by altitude, and it derates in accordance with 6°C/1000m.

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. Version No.: 03-(201911)

## 7.3 ANEXO 2. DESCRIPCIÓN DEL CONTROLADOR DE PLANTA (PPC)



### GPM Power Plant Controller

#### ¿Qué es el Power Plant Controller (PPC)?

El Power Plant Controller es una herramienta de control que sirve, principalmente, para regular en planta determinados parámetros fijados por la Utility, bien de forma directa o través de la solución GPM PV SCADA.

A partir de los requerimientos de la Utility, GreenPowerMonitor se encarga de establecer un PPC específico para dar solución a sus necesidades.

El Power Plant Controller (PPC) funciona de forma independiente a la monitorización y control de las instalaciones.

#### ¿Para qué sirve el PPC?

El PPC permite cumplir con las regulaciones (MTR) establecidas por la Utility respecto al POI (Punto de Interconexión). Gracias al Power Plant Controller podemos actuar y regular sobre ciertos parámetros y esa acción sólo es posible mediante el PPC.

#### ¿Cómo funciona el PPC?

El PPC recoge las consignas de la Utility y aplica los algoritmos necesarios para controlar que se cumplan, mediante consignas a los Inverters y a otros elementos.

#### Características Principales

El Power Plant Controller permite regular numerosos parámetros, como por ejemplo:

- Tensión en planta
- El control de la frecuencia
- La limitación de la producción
- Curtailment / Limitación de potencia
- Regulación de reactiva / Power Factor
- Ramp up/down

