



**PUERTO SECO SOLAR
CALAMA SOLAR 2 SpA
ESTUDIOS
INFORME DE MÍNIMO TÉCNICO**



Fidel Oteiza 1953, oficina 102, Providencia,
Santiago Chile

56 2 2223 5322 ingenieria@reichingenieria.cl

E	VMP	27/11/18	DSU		INCLUYE COMENTARIOS DEL COORDINADOR		
D	DGM	25/07/18	DSU		INCLUYE MEDIDAS ENTREGADAS DESDE TERRENO Y DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DETENCIÓN Y PARTIDA.		
C	ARG	31/05/18	DSU		PARA COMENTARIOS DE CLIENTE		
B	ARG	30/05/18	DSU		PARA COMENTARIOS DE CLIENTE		
A	ARG	30/05/18	DSU		PARA REVISIÓN INTERNA		
REV	POR	FECHA	APROB RIL.	APROB CLTE.	OBSERVACIONES		
FIDEL OTEIZA 1953 Of 102, PROVIDENCIA, FONO 22235322					NÚMERO DEL DOCUMENTO	REV.	Págs.
					3274-EL-INF-001	E	29



CALAMA SOLAR 2 SpA
PUERTO SECO SOLAR
3274-EL-INF-001
REVE

CONTENIDO

CONTENIDO	3
INTRODUCCIÓN	4
RESUMEN	4
OBJETIVO	4
ALCANCE	4
NORMATIVA TÉCNICA	4
ARTÍCULO 4 DEFINICIONES	4
ARTÍCULO 7 CONDICIONES DE INFORMACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO	5
ARTÍCULO 9 INFORME TÉCNICO	5
ANTECEDENTES	6
RESULTADOS	10
CONTROL DE REACTIVOS DEL PARQUE	14
CONCLUSIONES	15
RED MEDIA TENSIÓN Y ESQUEMA UNIFILAR	17
IS POWERMAX SERIE B @1000VDC	18
INGECON EMS PLANT CONTROLLER	23
PLANO PMG	18

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene por finalidad establecer los parámetros de los procesos de partida, detención y establecer el valor de mínimo técnico del Pequeño Medio de Generación (PMG) Puerto Seco Solar (PSS), con los cuales puede operar de forma estable y segura interconectado al sistema.

RESUMEN

Para el desarrollo del presente informe se toma en consideración lo estipulado en Anexo Técnico: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Con respecto a la información entregada por PSS, la cual está detallada en ANTECEDENTES, se muestra los antecedentes técnicos asociados al PMG desde su punto de conexión hasta los inversores.

Se contó con las medidas de energía en el punto de conexión de PSS y en los inversores.

Los análisis realizados, indican que PSS llega a un valor de 0 kW en la salida del parque, producto de una orden entregada al controlador del parque. Por otro lado, el mínimo técnico del parque fue de 88.6 kW los cuales consideran en consumo de los SSAA y las pérdidas del sistema colector.

Para el cálculo de potencia reactiva que puede entregar el parque en condiciones de mínimo técnico y recurso primario, fue dado por las curvas PQ del fabricante de inversores (un inversor tiene un mínimo técnico de 9.8 kW), según la información entregada y bajo estas condiciones el parque puede entregar un espectro de potencia reactiva de 870 kVAr inductivos a 1090kVAr capacitivo. Por otro lado, durante la noche cuando no hay recurso primario el parque puede generar reactivos en un espectro de 880 kVAr inductivos y 1100 kVAr capacitivo

OBJETIVO

Determinar la potencia activa mínima bruta que el generador puede despachar al sistema en forma permanente, segura y estable, junto con sus tiempos de partida y detención.

ALCANCE

La determinación de los parámetros de mínimo técnico y tiempos de partida y detención, se realizará al PMG Puerto Seco Solar, ubicado en Calama.

NORMATIVA TÉCNICA

En el presente capítulo se analizará las exigencias de la normativa chilena en relación con la determinación de los mínimos técnicos en las unidades generadoras que estén bajo supervisión y coordinación con la Gerencia de Operaciones (DO).

Las presentes definiciones se basan en el documento "ANEXO TÉCNICO: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras". Se destacan para cada artículo de la normativa los puntos que son esenciales para el presente informe.

Artículo 4 Definiciones

Sin perjuicio de que se aplican las definiciones y abreviaturas establecidas en el TÍTULO 1-2 de la presente Norma, para efectos de este Anexo se 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.

Artículo 7 Condiciones de Información y Actualización de Mínimo Técnico

Las Empresas Generadoras deberán informar a la DO, el Mínimo Técnico de las unidades generadoras que incorporen al SI, en forma previa a su entrada en operación. Solo estarán habilitadas para entrar en operación, aquellas unidades generadoras para las cuales se haya presentado el Informe Técnico al que se refiere el Artículo 9 del presente Anexo Técnico y que éste haya sido publicado en el sitio web del CDEC de manera de dar inicio al proceso de aprobación del Mínimo Técnico informado.

Las Empresas Generadoras cuyas unidades generadoras hayan entrado en operación en el SI, podrán actualizar el Mínimo Técnico de sus unidades generadoras, sólo en los casos justificados por los motivos técnicos que se señalan a continuación:

- a) Cambio de las características de la unidad generadora producto de reparaciones.
- b) Cambio de las características de la unidad generadora producto de un Mantenimiento Mayor, que involucre detención de la unidad para el destape del turbogenerador y reemplazo de partes críticas.
- c) Implementación de mejoras o avances tecnológicos de las unidades generadoras o instalaciones que permitan ampliar el rango de potencia de operación de la unidad.
- d) Registro de problemas técnicos que impidan que la unidad pueda operar al nivel de Mínimo Técnico informado a la DO, conforme el presente Anexo.

Artículo 9 Informe Técnico

El Informe Técnico que respalda el valor de Mínimo Técnico o Informe de Mínimo Técnico, consistirá en un documento que describa los registros de operación, supuestos, metodologías, alcances de la aplicación de estas metodologías, y conclusiones bajo los cuales se estableció el valor de Mínimo Técnico informado.

Este informe deberá contener, al menos, la siguiente información:

- a) Antecedentes técnicos de diseño.
- b) Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o internacionales de unidades de similares características.
- c) Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.
- d) 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.
- e) Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.

Para el caso de unidades generadoras que puedan operar con combustible alternativo y cuyo valor de Mínimo Técnico sea distinto al del combustible principal, deberán entregar los antecedentes requeridos en el presente Anexo para el combustible principal y el alternativo.

Una vez recibido el Informe Técnico, la DO deberá verificar que dicho informe contiene todos los antecedentes especificados en el presente Artículo, para lo cual tendrá un plazo de 15 días hábiles.

En el caso de detectar que existen antecedentes faltantes para un adecuado análisis del Mínimo Técnico informado, la DO solicitará a la Empresa Generadora completar el informe, para lo cual ésta tendrá un plazo de 15 días hábiles.

Cuando la DO determine que el Informe Técnico entregado por la Empresa Generadora contiene todos los antecedentes necesarios para su análisis, lo publicará en el sitio web del CDEC y notificará a las empresas Coordinadas sobre el inicio del proceso de aprobación del Mínimo Técnico informado.

ANTECEDENTES

La siguiente información se utilizó para el presente informe:

- P20180628_pruebas PSS.
- P1-07003 PSS-ASB-IMT-1_00. Red de media Tensión y Esquema Unifilar.
- TS 3.500kVA 23kV 420V O-PB_Dyn1. Data Sheet de transformadores.
- ANEXO 11 INGECON EMS Plant Controller. Data Sheet sistema de Control.
- ANEXO 2 IS PowerMax Serie B @1000Vdc. Data Sheet inversores.

Puerto Seco Solar es un pequeño medio de generación (PMG) ubicado en sector Puerto Seco (Calama), el cual está conectado en SE Calama e inyectando energía en la actualidad.

Como se muestra en Ilustración 1, PSS inyecta energía a través de una línea de distribución subterránea de 850 mt con una sección de 400 mm² para entrar a la subestación, una línea aérea de 6940 mt de longitud con una sección ACAR de 550 MCM y otro tramo subterráneo de 234 mt de longitud y sección 400 mm². Esta línea conecta a un centro de seccionamiento de tipo celdas de media tensión (MT) con una protección principal ekorRPS-DD y un equipo de medida ION 8650A en su salida. En sus entradas llegan tres centros de transformación, con características mostradas en Ilustración 2, los cuales están conformados por celdas de MT y transformadores elevadores de 3500 kVA 23/0.42 kV.

A estos centros de transformación se conectan un total de nueve inversores (tres inversores por centros de transformación) Ingecon modelo 165TL B420 de potencia de salida 1.071 MVA, mayores características se muestran en Ilustración 3.

El control de los inversores se realiza mediante el equipo Ingecon EMS Plant Controller, midiendo potencia activa, reactiva, tensión y frecuencia desde el contador del centro de seccionamiento para controlar inyección de potencia activa de salida con su respectiva tasa de variación, inyección o absorción de potencia reactiva durante el día o la noche, regulación de factor de potencia y control de tensión en el punto de conexión.

De la descripción anterior la potencia nominal total del PMG PSS es de 9.639 MVA.

Por otro lado, para determinar su potencia mínima que es capaz de inyectar al sistema de forma estable se determinará con las mediciones del siguiente capítulo.

Finalmente, los mismos datos serán utilizados para la determinación de los tiempos de detención y partida.

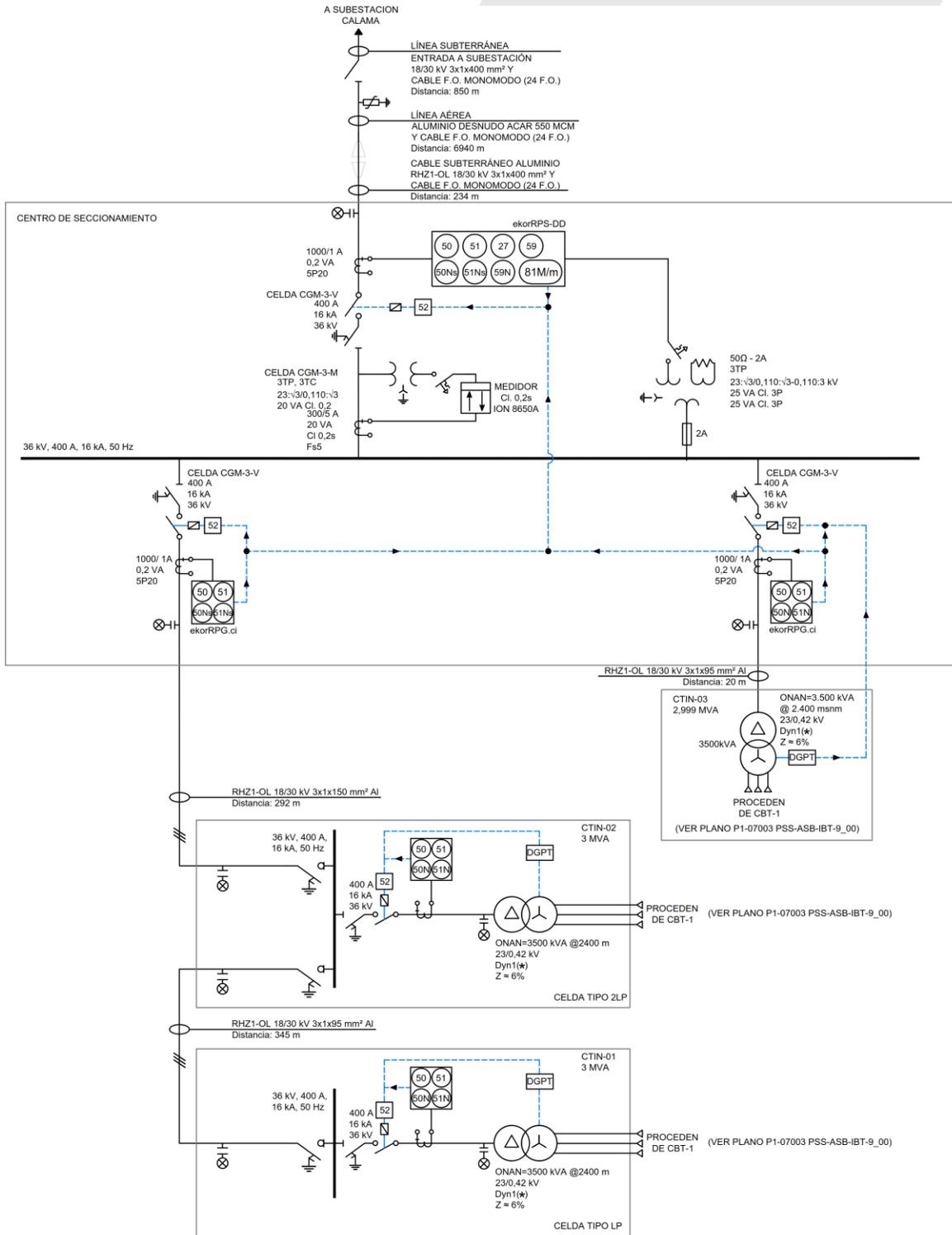


Ilustración 1 Diagrama Unilineal PMG Puerto Seco Solar

TECHNICAL SPECIFICATION

TRANSFORMER TYPE: 3500/36/23 0,420 O-PB

STANDARD : IEC EU-548 2014

FREQUENCY : 50 Hz

ELECTRICAL FEATURES

INSULATION LEVEL VOLTAGE :

HIGH VOTAGE: 36 KV

LOW VOLTAGE : 1,1 KV

POWER RATING (MVA)		3,5	
VOLTAGE (V)	PRIMARY	23000	
	SECONDARY NO LOAD	420	
PRIMARY TAP		,± 2,5 ±5 ±7,5±10%	
VECTOR GROUP		Dyn1	
RATED CURRENT HV (A)		87,86	
RATED CURRENT LV (A)		4811,3	
NO LOAD LOSSES (W)		3100 + 0%	
LOAD LOSSES (W)		34500 + 0%	
SHORT CIRCUIT VOLTAGE %		6 ± 10%	
NO LOAD CURRENT BT 100 % Un (A)		8,18 + 30%	
NO LOAD CURRENT AT 100 % Un (A)		0,15 + 30%	
Resistance, R (Ω/phase) LV		0,00023	
Reactance, X (Ω/phase) LV		0,0010	
SOUND LEVEL dB (A)		81	
X/R ratio		6,1	
Positive sequence resistance (RT) 75°C %		0,88	
Positive sequence reactance (XT) 75°C %		5,37	
Inrush current (or B/H curve)		6,8	
50% decaying time constant (s)		0,3	
VOLTDROP AT			
	cos f = 1	1,16	
FULL LOAD (%)			
	cos f = 0.8	4,43	
EFFICIENCY (%)	LOAD	cos f = 1	98,94
		cos f = 0.8	98,67
	LOAD	cos f = 1	99,15
		cos f = 0.8	98,94
	LOAD 50%	cos f = 1	99,33
		cos f = 0.8	99,17
COOLING METHOD		ONAN	
INSULATION LEVEL			
HV / LV POWER FREQ. TEST VOLTAGE (KV)		.70/10	
HV / LV IMPULSE TEST VOLTAGE (KV)		170/20	
INDUCED POTENCIALTEST (KV)		0,840	
HEATING :			
WINDING TEMPERATURE (K)		62	
TOP OIL TEMPERATURE (K)		57	
Tamb max at 1000 m of altitude (°C)		40	
COILS		Aluminum / Aluminum	
TYPE OF TANKING		CORRUGATED HERMETICALLY SEALED HERMETIC AND INTEGRAL FILING	
ENCLOSURE LEVEL		IP 54	
DIMENSIONS	LENGHT (mm)	2590	
	WIDTH (mm)	1600	
	HEIGHT WITHOUT WHEELS (mm)	2255	
CLEARANCES (mm)		at least 100 mm	
OIL	(Litres)	2158	
WEIGHT	(Kgr)	8322	

APPROXIMATE DIMENSIONS TO OFFER. THEY MAY VARY IN THE FINAL ORDER.

Ilustración 2 Data transformadores 3500 kVA

	1110TL B400	1140TL B410	1165TL B420
Valores de Entrada (DC)			
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	1.124,2 - 1.441,1 kWp	1.151 - 1.476,8 kWp	1.179,3 - 1.513,2 kWp
Rango de tensión MPP ⁽²⁾	580 - 820 V	595 - 820 V	610 - 820 V
Tensión máxima ⁽³⁾	1.050 V		
Corriente máxima	2.000 A		
Nº entradas con porta-fusibles	de 5 hasta 15		
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.000 V a 630 A / 1.000 V		
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre		
Bloques de potencia	1		
MPPT	1		
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 410 A, en los polos positivo y negativo		
Protecciones de Entrada			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo 1-2		
Interruptor DC	Sí, seccionador DC motorizado		
Otras protecciones	Polarización inversa / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento		
Valores de Salida (AC)			
Potencia @35 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1.108,5 kVA / 1.020 kVA	1.136,2 kVA / 1.045,5 kVA	1.163,9 kVA / 1.071 kVA
Corriente @35 °C / @50 °C	1.600 A / 1.472 A		
Tensión nominal	400 V Sistema IT	410 V Sistema IT	420 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz		
Coseno Phi ⁽⁵⁾	1		
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=1.108,5 kVA	Sí. Smáx=1.136,2 kVA	Sí. Smáx=1.163,9 kVA
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁶⁾	<3%		
Protecciones de Salida			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo 1-2		
Interruptor AC	Opcional seccionador magneto-térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado		
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática		
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC		
Prestaciones			
Eficiencia máxima	98,9%		
Euroeficiencia	98,6%	98,5%	
Máx. consumo servicios aux.	2.500 VA		
Consumo nocturno o en stand-by ⁽⁷⁾	60 W		
Consumo medio diario	18 kWh		
Datos Generales			
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +55 °C		
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%		
Grado de protección	IP50 (Indoor) / IP56 (Outdoor)		
Altitud máxima ⁽⁸⁾	3.000 m		
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)		
Caudal de aire	6.200 m ³ /h		
Emisión acústica	<77 dB (A) a 1 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, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code		

Ilustración 3 Data inversores 1165TL B420

RESULTADOS

Para el presente informe se contó con las mediciones asociadas a pruebas realizadas en terreno al PMG. Estas mediciones se realizan en intervalos de 10 seg durante una hora del día. De las mediciones, se puede apreciar dos periodos de interés:

- **Periodo 1:** simulación de falla intempestiva o solicitud de desconexión, generación a 0 sin rampa activa.
- **Periodo 2:** toma de carga.

Cabe indicar que estas medidas corresponden al día 28 de junio del presente año y se muestra en la siguiente gráfica.

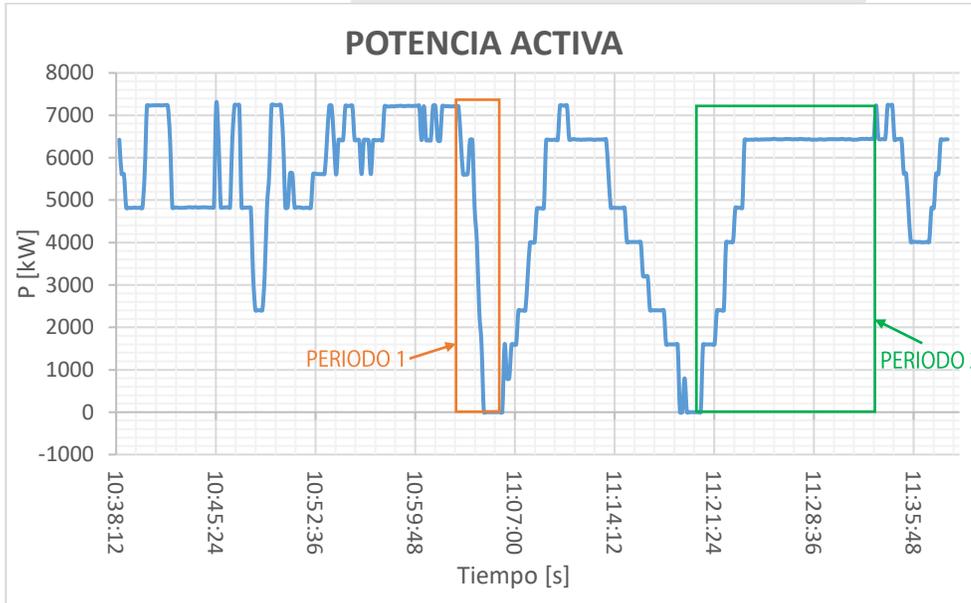


Ilustración 4 Medida de potencia activa [kW]

De las mediciones registradas en Ilustración 4, se aprecia que el parque es capaz de alcanzar una generación nula mediante el controlador del parque.

Por otro lado, y siguiendo la metodología del Coordinador de **Anexo Coordinador: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC** se incluye los siguientes antecedentes.

A modo de simplificar los resultados, se elaboró un unilineal del parque fotovoltaico, donde se indican los equipos instalados, además de los puntos de medición.

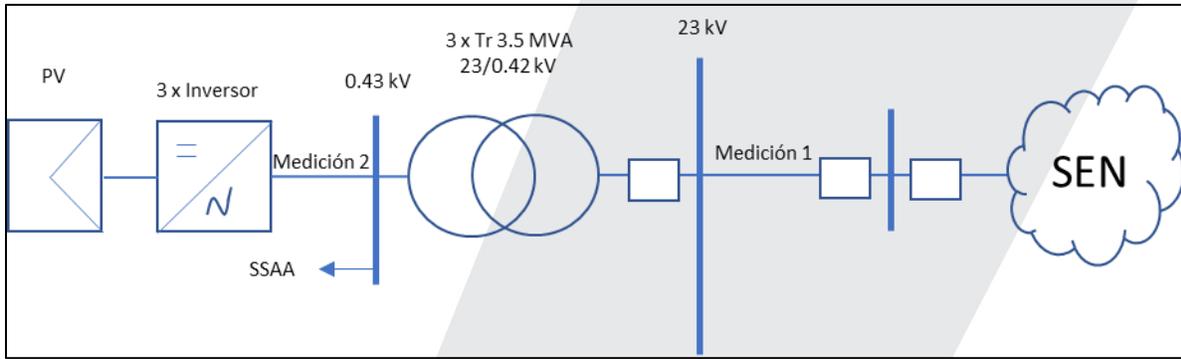


Ilustración 5 diagrama simplificado

A continuación, se presentó las mediciones de potencia del parque durante un día y cada 15 min (01/09/2018), cabe destacar que el punto de donde se extraen los valores corresponde a la “medición 1”.

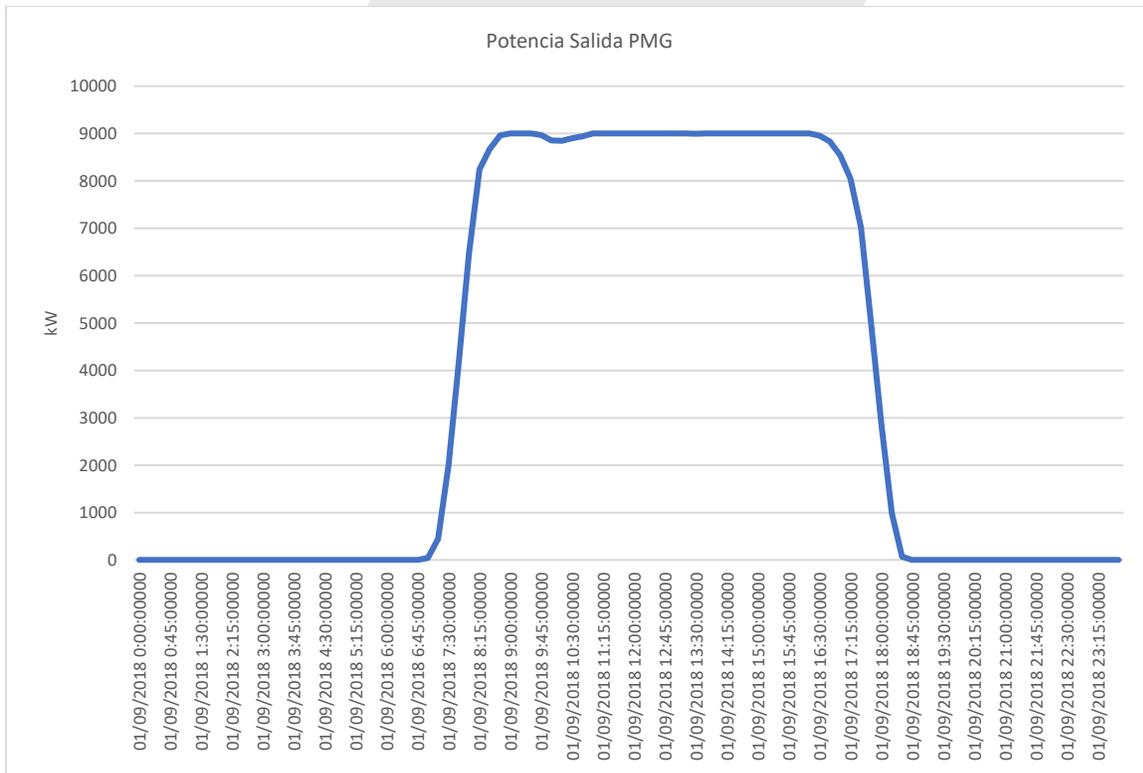


Ilustración 6 Generación PMG

Del grafico se observó que la máxima inyección del parque **9000 kW**.

Para el cálculo del consumo en kW de SSAA, se utilizó las mediciones de la cabecera (“medición 1”) del parque durante la noche, donde no hay generación. A continuación, el grafico de los consumos de SSAA.

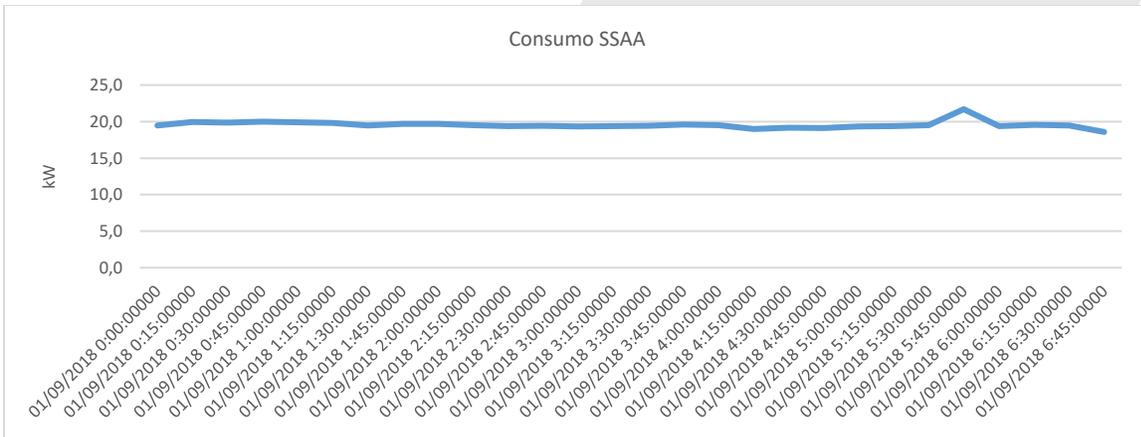


Ilustración 7 Consumo SSAA

Se aprecia que el consumo de los SSAA es constante y tiene un valor promedio de **21.7 kW**. Cabe destacar que no se consideró las pérdidas en transformadores y conductores, dado que la corriente para este nivel de consumo es muy baja, lo cual produce una pérdida despreciable.

Para el cálculo de las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, se utilizó la medición afuera de cada inversor o "medición 2" (9 inversores en este caso) como se muestra en Ilustración 10, junto con las medidas en "medición 1", donde el diferencial de cada punto de medida corresponde a las pérdidas al interior del PMG. Cabe destacar que las mediciones se realizaron el mismo día y en iguales periodos de tiempo.

A continuación, se presenta la expresión de potencias del parque.

$$P_{\text{medición 2}} = P_{\text{medición 1}} + P_{\text{consumos SSAA}} + P_{\text{pérdidas sistema colector}}$$

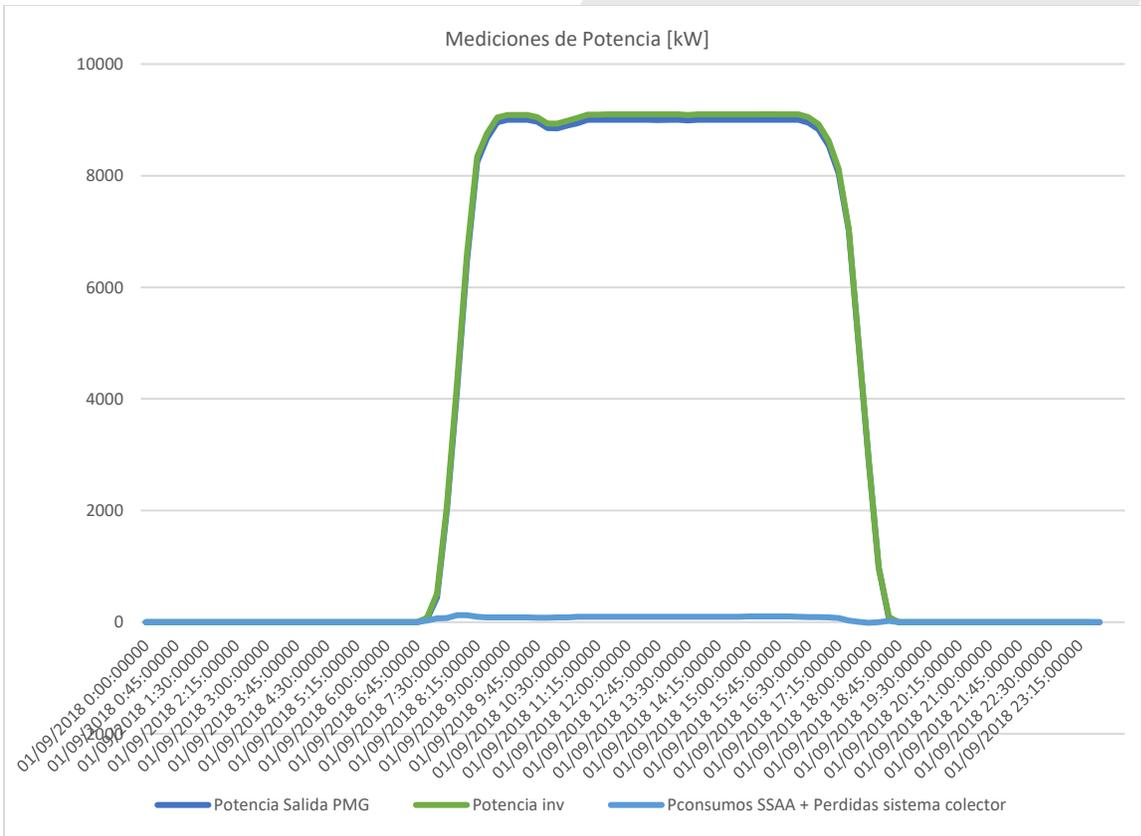


Ilustración 8 Mediciones de potencia

Se aprecia que la suma de Potencia en la salida de los 9 inversores es mayor (validando las medidas) que la Potencia a la salida del parque, dicha diferencia fue graficada mediante la resta entre ambas, y se le denominó "Pconsumos SSAA + Perdidas sistema colector", correspondiente a la gráfica celeste en ilustración 10.

El valor promedio de "Pconsumos SSAA + Perdidas sistema colector" es de **88.6 kW**.

$$P_{medición\ 2} - P_{medición\ 1} = P_{consumos\ SSAA} + P_{perdidas\ sistema\ colector}$$

$$P_{consumos\ SSAA} + P_{perdidas\ sistema\ colector} = 88.6\ kW$$

Sin embargo, el consumo de los SSAA fue de 21.7 kW, estimando que dicho valor durante la noche es similar al consumo de SSAA durante el día.

$$P_{perdidas\ sistema\ colector} = 66.9\ kW$$

Por otro lado, el Coordinador define como mínimo técnico la siguiente expresión (ver Anexo Coordinador: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC).

$$Min\ tec = P1 + P_{colector} + P_{trafo} + P_{consumo\ SSAA}$$

Donde:

P1: Potencia activa inyectada en barra de media tensión del parque [kW]

Pcolector: Perdidas en sistema colector del parque [kW]

Ptrafo: Perdidas en transformador de MT/AT (No existe, por tanto, las pérdidas son 0 kW)

PConsumo SSAA: Consumo de servicios auxiliares

A partir del esquema presentado en el Anexo Coordinador: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC, se infiere que el mínimo técnico solicitado es el valor de la potencia en kW generado por los

inversores. Por otro lado, el parque demostró mediante mediciones en P1 que puede generar 0 kW. Quedando como Min tec la siguiente expresión.

$$\text{Min tec} = P_{\text{colector}} + P_{\text{consumo SSAA}}$$

$$\text{Min tec} = 66.9 \text{ kW} + 21.7 \text{ kW}$$

$$\text{Min tec} = 88.6 \text{ kW}$$

Control de Reactivos del Parque

Con respecto al control de reactivos del parque cuando existe recurso primario, se utilizó las curvas PQ del inversor, donde se considera como potencia mínima el valor calculado anteriormente (Min Tec=88.6 kW) dividido por la cantidad de inversores, así obtener el mínimo técnico por inversor, en este caso el valor de potencia mínimo fue de 9.8 kW. A continuación, las curvas PQ.

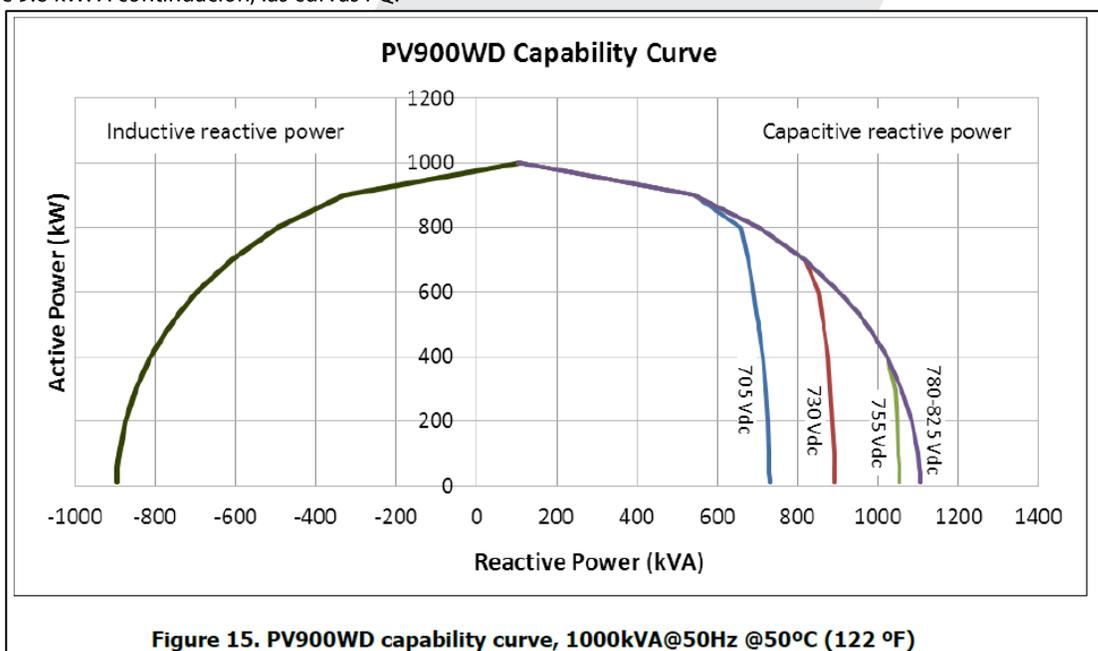


Ilustración 9 Curva PQ inversores

Si el inversor se encuentra generando el Min tec, puede generar 870 kVAr inductivos, por otro lado, puede generar como máximo 1090 kVAr capacitivos (con 825 Vdc).

En resumen, el inversor puede generar reactivos por un espectro de 870kVAr inductivo a 1090kVAr capacitivos, con recurso primario.

Sobre el control de reactivos del parque cuando no existe recurso primario, se utilizó las especificaciones técnicas del inversor, las cual especifican que pueden generar reactivos (inductivos o capacitivos) sin la presencia de recurso primario, por lo tanto, se utilizó la misma curva PQ, pero en este caso la potencia activa por inversor es de 0 kW. Bajo esta premisa se puede generar en un espectro de reactivos de 880 kVAr inductivos a 1100 kVAr capacitivos.

CONCLUSIONES

El presente informe analiza la solicitud de parte de la CNE para determinar el parámetro de mínimo técnico que las centrales generadoras conectadas al sistema eléctrico deben informar a la Gerencia de Operaciones del Coordinador.

Se contó con las medidas de energía en el punto de conexión de puerto seco y en la salida de todos los inversores instalados, en este caso 9.

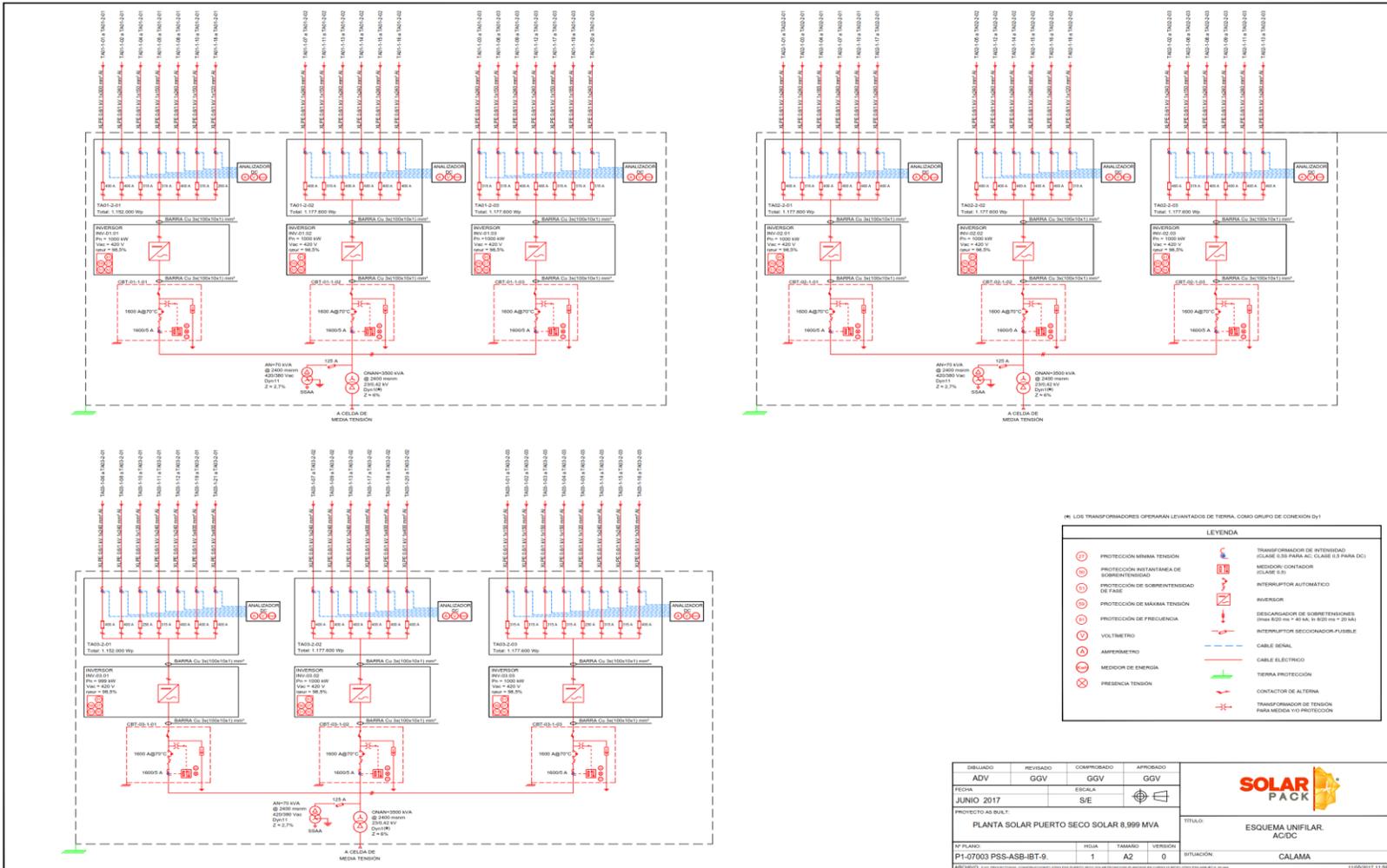
Los análisis realizados, indican que puerto seco al recibir una señal de desconexión o generación nula, esta puede entregar al sistema 0 kW mediante los controladores del parque.

Por otro lado, con la metodología indicada por el Coordinador en Anexo Coordinador: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en parques ERNC, se concluye que el mínimo técnico es de **88.6 kW**.

Para el cálculo de potencia reactiva que puede entregar el parque en condiciones de mínimo técnico y recurso primario, fue dado por las curvas PQ del fabricante de inversores (un inversor tiene un mínimo técnico de 9.8 kW), según la información entregada y bajo estas condiciones el parque puede entregar un espectro de potencia reactiva de 870 kVAr inductivos a 1090kVAr capacitivo. Por otro lado, durante la noche cuando no hay recurso primario el parque puede generar reactivos en un espectro de 880 kVAr inductivos y 1100 kVAr capacitivo.

ANEXOS

Plano PMG



DESEÑADO	REVISADO	COMPROBADO	APROBADO
ADV	GGV	GGV	GGV
FECHA	ESCALA		
JUNIO 2017	S/E		
PROYECTO AS-BUILT:			
PLANTA SOLAR PUERTO SECO SOLAR 8,999 MVA			
PI PLANO:	INDIA	TAMANO	VERSION
P1-07003 PSS-ASB-IBT-9	1	A2	0
SITUACIÓN			CALEAMA



CALAMA SOLAR 2 SpA
PUERTO SECO SOLAR
3274-EL-INF-001
REVE

11/06/2017 11:04:41

830TL B300 / 1000TL B360 / 1070TL B385 / 1110TL B400 / 1140TL B410 / 1165TL B420

Diseño duradero

El diseño de estos equipos, junto a las pruebas de estrés a las que son sometidos, permite garantizar una vida útil de más de 20 años. Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Soporte de red

La familia INGECON® SUN PowerMax Serie B está preparada para cumplir los requerimientos de conexión a red de los diferentes países, contribuyendo a la calidad y estabilidad del sistema eléctrico. Así, por ejemplo, son capaces de soportar huecos de tensión, inyectar potencia reactiva incluso por la noche y controlar la potencia activa inyectada a la red.

Fácil mantenimiento

Todos los elementos pueden ser reemplazados o retirados directamente desde la parte frontal del inversor, gracias a su novedoso diseño.

Manejo sencillo

Los inversores INGECON® SUN PowerMax disponen de una pantalla LCD que permite visualizar de forma sencilla y cómoda el estado del inversor, así como diferentes variables internas. Además, el display dispone de varios LEDs que indican el estado de funcionamiento del inversor y avisan de cualquier incidencia mediante una indicación luminosa, lo cual simplifica y facilita las tareas de mantenimiento del equipo.

Monitorización y comunicación

Comunicación Ethernet y RS-485 integradas de serie. Incluye sin coste las aplicaciones INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor y su versión para smartphone iSun Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de internet. Permite monitorizar las variables internas de funcionamiento (alarmas, producción en tiempo real, etc.) así como el histórico de datos de producción.

Disponibles dos puertos de comunicación (uno para monitorización y otro para el control de planta), permitiendo un control de planta rápido y simultáneo.

PROTECCIONES

- Polarización inversa DC.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-Isa con desconexión automática.
- Vigilante de aislamiento DC.
- Hasta 15 pares de porta-fusibles.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo 2 (tipo 1 también disponible).
- Interruptor DC motorizado para desconectar el inversor del campo FV.
- Soporta huecos de tensión.
- Protección del hardware via firmware.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Seccionador magneto-térmico AC con disparo remoto.
- Kit de motorización del seccionador magneto-térmico AC.
- Vigilante de aislamiento AC.
- Kit de puesta a tierra.
- Kit para trabajar hasta -30 °C de temperatura ambiente.
- Fusibles DC.
- Monitorización de las corrientes de agrupación de la entrada DC.
- Voltmetro en el lado AC.
- Kit despolarizador nocturno (previene el PID: Potential Induced Degradation).
- Inyección de potencia reactiva nocturna.

VENTAJAS DE LA VERSION MONOFÁSICA

- Mayor densidad de potencia.
- Electrónica de última generación.
- Protección electrónica más eficiente.
- Alimentación nocturna para comunicar con el inversor por la noche.
- Mayor rendimiento.
- Mantenimiento sencillo gracias al diseño de su nueva envolvente.
- Piezas de recambio más ligeras.
- Permite atarar el campo fotovoltaico.
- Componentes fácilmente reemplazables.

PowerMax Serie B

Dimensiones y peso (mm)

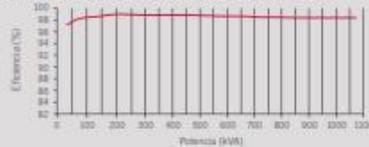
Modelo	Peso	Altura	Anchura	Profundidad
Inversor indoor	1.500 kg	2.100	2.600	800
Inversor outdoor	1.500 kg	2.100	1.600	300

Ingeteam

	830TL B300	1000TL B360	1070TL B385
Valores de Entrada (DC)			
Rango pot. campo PV recomendado ¹⁾	845 - 1.081 kWp	1.013 - 1.297 kWp	1.084,3 - 1.387 kWp
Rango de tensión MPPT ²⁾	440 - 820 V	524 - 820 V	560 - 820 V
Tensión máxima ³⁾		1.050 V	
Corriente máxima		2.000 A	
Nº entradas con porta-fusibles		de 5 hasta 15	
Dimensiones fusibles		Fusibles de 63 A / 1.000 V a 630 A / 1.000 V	
Tipo de conexión		Conexión a las barras de cobre	
Bloqueo de potencia		I	
MPPT		I	
Corriente máxima para cada entrada		De 40 A a 410 A, en los polos positivo y negativo	
Protecciones de Entrada			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo 1-2		
Interruptor DC	SI, seccionador DC motorizado		
Otras protecciones	Polarización inversa / Monitorización de aislamiento / Protección anti-ateramiento		
Valores de Salida (AC)			
Potencia @35 °C / @50 °C ⁴⁾	831,4 kVA / 763 kVA	907,7 kVA / 7938 kVA	1.000,9 kVA / 881,8 kVA
Corriente @35 °C / @50 °C		1.800 A / 1.472 A	
Tensión nominal	300 V Sistema IT	300 V Sistema IT	385 V Sistema IT
Frecuencia nominal		50 / 60 Hz	
Coef. P _{ff} ⁵⁾		I	
Corriente P _{ff} ajustable	SI, Sinus=831,4 kVA	SI, Sinus=907,7 kVA	SI, Sinus=1.000,9 kVA
THD (Distorsión Armónica Total) ⁶⁾		<3%	
Protecciones de Salida			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo 1-2		
Interruptor AC	Opcional seccionador magneto térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado		
Protección anti-vida	SI, con desconexión automática		
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecarga AC		
Prestaciones			
Eficiencia máxima	98,7%		98,9%
Eneficiencia	98,3%		98,5%
Máx. consumo servicios aux.		2.500 VA	
Consumo nocturno o en stand-by ⁷⁾		60 W	
Consumo medio diario		18 kWh	
Datos Generales			
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +45 °C		
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%		
Grado de protección	IP50 (Indoor) / IP56 (Outdoor)		
Altitud máxima ⁸⁾	3.000 m		
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)		
Caudal de aire	6.200 m ³ /h		
Emisión acústica	<77 dB (A) a 1 m		
Marcado	CE		
Normativa EMC y de seguridad	EN 62109-1, EN 62109-2, EN 62109-3, EN 62109-4, EN 62109-5 I, EN 62109-5 II, EN 62319-1, EN 62319-2, IEC62102, EN 50178, FCC Part 15, AS3100		
Normativa de conexión a red	IEC 62116, Avvisi 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. 01, Tema A88, GSN2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie 2011, P.0 12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547-1, SGC&GC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code		

Notas: ¹⁾ Dependiendo del tipo de inyector y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC. ²⁾ Vmp_{min} es el valor condicional nominal (Vac=1 p.u. y Coef_{ff}=1). ³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles PV a bajas temperaturas. ⁴⁾ Para cada °C de incremento entre 35 °C y 50 °C, la potencia de salida se reducirá un 0,53%. A partir de 50 °C, la potencia de salida se reducirá un 1,2% / °C. ⁵⁾ Para P_{ff}>=0,95 de la potencia nominal. ⁶⁾ Para P_{ff}>=0,95 de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico. ⁸⁾ Por encima de 1.000 m la temperatura para potencia nominal se reduce a razón de 4,5 °C por cada 1.000 m. Para instalaciones en altitud superior a la altitud máxima, contactar con el departamento comercial solar de Ingeteam.

Rendimiento INGECON® SUN 1070TL B385 Vac = 850 V



	1110TL B400	1140TL B410	1165TL B420
Valores de Entrada (DC)			
Rango pot. campo PV recomendado ¹⁾	1.124,2 - 1.441,1 kWp	1.151 - 1.476,8 kWp	1.178,5 - 1.513,2 kWp
Rango de tensión MPP ²⁾	560 - 820 V	565 - 820 V	830 - 820 V
Tensión máxima ³⁾	1.200 V		
Corriente máxima	2.000 A		
Nº entradas con porta-fusibles	de 5 hasta 15		
Dimensiones fusibles	Fusibles de 63 A / 1.000 V a 630 A / 1.000 V		
Tipo de conexión	Conectón a los bornes de cobre		
Bloques de potencia	1		
MFFT	1		
Corriente máxima para cada entrada	De 40 A a 410 A, en los polos positivo y negativo		
Protecciones de Entrada			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo 1-2		
Interruptor DC	Si, seccionador DC motorizado		
Otras protecciones	Polarización inversa / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento		
Valores de Salida (AC)			
Potencia @35 °C / @50 °C ⁴⁾	1.108,2 kVA / 1.020 kVA	1.126,2 kVA / 1.045,5 kVA	1.163,9 kVA / 1.071 kVA
Corriente @35 °C / @50 °C	1.800 A / 1.472 A		
Tensión nominal	400 V Sistema IT	410 V Sistema IT	420 V Sistema IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz		
Coseno Phi ⁵⁾	1		
Corriente Piv ajustable	Si, Smáx=1.308,3 kVA	Si, Smáx=1.136,2 kVA	Si, Smáx=1.163,9 kVA
THD (Distorsión Armónica Total) ⁶⁾	<3%		
Protecciones de Salida			
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas tipo 1-2		
Interruptor AC	Opcional seccionador magneto térmico AC con mando a puerta y disparo remoto o motorizado		
Protección anti-vida	Si, con desconexión automática		
Otras protecciones	Cortacircuitos y sobrecargas AC		
Prestaciones			
Eficiencia máxima	98,9%		
Euroeficiencia	98,6%		98,5%
Máx. consumo servicios aux.	2.500 VA		
Consumo nocturno o en stand-by ⁷⁾	60 W		
Consumo medio diario	28 kWh		
Datos Generales			
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +55 °C		
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%		
Grado de protección	IP50 (Indoor) / IP50 (Outdoor)		
Altitud máxima ⁸⁾	3.000 m		
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (alimentada de 230 V fase + neutro)		
Caudal de aire	6.200 m³/m		
Emisión acústica	<77 dB (A) a 1 m		
Marcado	CE		
Normativa EMC y de seguridad	EN 62000-6-1, EN 62000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-13, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62102, EN 50178, FCC Part 15, AS/NZS		
Normativa de conexión a red	IEC 61136, Anejo 23-04-2008, CEI 0-16 51, 31, Tema 884, QSH2, BDEFW-Mittelspannungsschleife, 2011, P10 22.5, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA Requirements, IEC61727, UNE 206007-1, AMNT NBR 16149, ANNT NBR 36150, IEEE 1547, IEEE1547-1, GOC&GC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code		

Notas: ¹⁾ Dependiendo del tipo de inyector y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC. ²⁾ Vmpg mín en paneles condicionales nominales (V_{ac}=1 p.u. y CosPhi=1). ³⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles PV ac a bajas temperaturas. ⁴⁾ Para cada °C de incremento entre 35 °C y 50 °C, la potencia de salida se reducirá un 0,53%. A partir de 50 °C, la potencia de salida se reducirá un 1,2% / °C. ⁵⁾ Para Pfc<=0,95 de la potencia nominal. ⁶⁾ Para Pfc>0,95 de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁷⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico. ⁸⁾ Por encima de 1.000 m la temperatura para potencia nominal se reduce a razón de 4,5 °C por cada 1.000 m. Para instalaciones en altitud superior a la altitud máxima, contactar con el departamento comercial solar de Ingeteam.



Ingeteam



CALAMA SOLAR 2 SpA
 PUERTO SECO SOLAR
 3274-EL-INF-001
 REVE

INGECON

EMS

Plant Controller

SISTEMA DE CONTROL PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS

El INGECON® EMS Plant Controller ayuda al operador de red a predecir el comportamiento de las plantas fotovoltaicas y garantiza la calidad y estabilidad del suministro eléctrico.

Máximo control de la planta fotovoltaica

Un avanzado algoritmo de control junto a un sistema de comunicaciones rápido y eficaz, con tiempos de respuesta inferiores al segundo, permiten realizar un control preciso de la potencia activa y reactiva entregada por la planta a la red.

El INGECON® EMS Plant Controller controla los inversores fotovoltaicos garantizando el cumplimiento de los requerimientos del operador de red en el punto de conexión de la planta fotovoltaica. Además, permite gestionar sistemas de almacenamiento de energía por medio de inversores INGECON® EMS Plants y otros dispositivos como generadores diesel.

Se trata de un sistema flexible que permite adaptarse a las diferentes necesidades y configuraciones de cada planta, cumpliendo las normativas de los diferentes países.

Descripción del sistema completo

Los elementos típicos que componen una planta fotovoltaica con controlador de planta son:

- INGECON® EMS Plant Controller: Está compuesto por dos sistemas fundamentales: medida y control. Adicionalmente, puede tener un canal de comunicación con el operador de red para recibir las consignas de funcionamiento.
- Inversores fotovoltaicos INGECON® SUN conectados al campo FV.
- Inversores de baterías INGECON® EMS Plants conectados al sistema de almacenamiento. Sólo en caso de que se requieran sistemas de almacenamiento de energía para hacer frente a bajadas de irradiancia o aporte de energía nocturno.
- SCADA, sistema de monitorización de planta.
- Red de comunicaciones: Une el INGECON® EMS Plant Controller con los diferentes inversores, transmitiendo las consignas de funcionamiento y monitorizando el estado de los equipos.

Comunicación permanente con todos los elementos

El INGECON® EMS Plant Controller permite modificar de manera dinámica las consignas del operador de red. Para ello, incorpora diferentes protocolos de comunicación como Modbus TCP/RTU, IEC 61850, IEC 60870-5-101 e IEC 60870-5-104. Asimismo, dispone de módulos de entradas digitales y analógicas configurables que pueden ser utilizadas como medio de transmisión de consignas.

Además, el INGECON® EMS Plant Controller permite una comunicación con el SCADA de la planta para transmisión de datos correspondientes al punto de conexión.



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



Ingeteam



CALAMA SOLAR 2 SpA
PUERTO SECO SOLAR
3274-EL-INF-001
REVE

Modo de funcionamiento

Para realizar el control, el INGECON® 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.

Control de potencia activa

Algunas de las funciones relativas al control de la potencia activa que pueden implementarse en el INGECON® EMS Plant Controller son:

- Control de potencia constante en la salida. Permite controlar la potencia de salida de la planta fotovoltaica limitándola al valor deseado.
- Regulación de la tasa de variación de potencia activa. Controla la potencia genera-

da por los inversores para que la variación de la potencia de salida de la planta se realice según la consigna establecida. Para poder controlar las variaciones de bajada de potencia es necesario añadir a la planta sistemas de almacenamiento de energía e inversores INGECON® EMS Plants capaces de aportar energía al sistema cuando no existe recurso fotovoltaico.

- Regulación de potencia en caso de variación de la frecuencia.
- Reserva de potencia activa. El INGECON® EMS Plant Controller incorpora una novedosa estrategia de control patentada (US8346400) que permite garantizar una reserva de potencia activa sin necesidad de incluir sistemas de almacenamiento (dependiendo de la disponibilidad del recurso fotovoltaico).

Control de potencia reactiva

Algunas de las funciones relativas a control de la potencia reactiva que pueden implementarse en el EMS Plant Controller son:

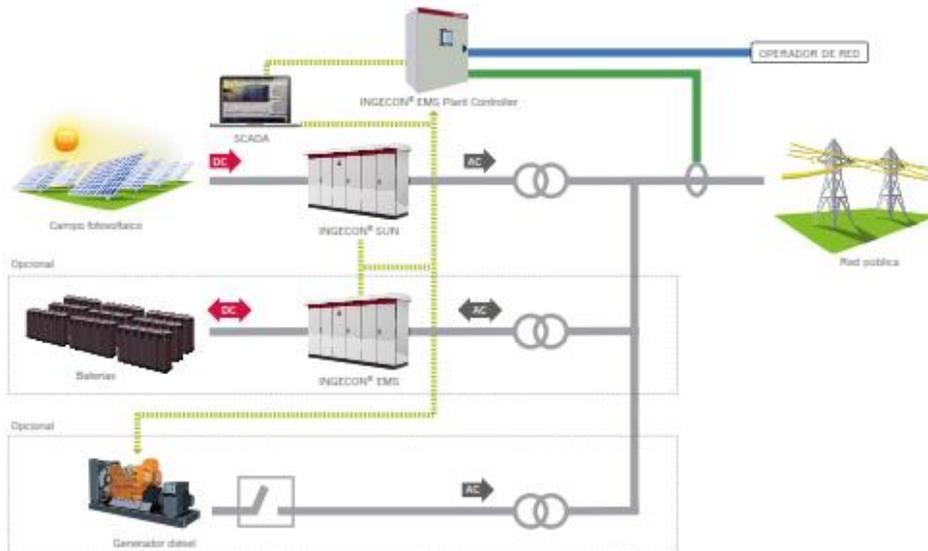
- Regulación de la potencia reactiva de salida. Permite controlar la potencia reactiva de salida de la planta, ajustándola a una referencia dada, incluyendo la posibilidad de aportar potencia reactiva durante la noche.
- Regulación del factor de potencia en el punto de conexión.
- Control de tensión. El controlador INGECON® EMS Plant Controller permite regular la tensión de la instalación en el punto de conexión.

ELEMENTOS INCLUIDOS

- PLC.
- Power meter.
- Switch de comunicaciones.
- Fuente de alimentación.
- Protecciones.

PRESTACIONES DEL SISTEMA

- Regulación de frecuencia.
- Regulación de la reserva de potencia activa.
- Nivel constante de la potencia activa de salida.
- Regulación de la rampa de potencia activa.
- Control de potencia reactiva.
- Control del factor de potencia.
- Control de tensión.



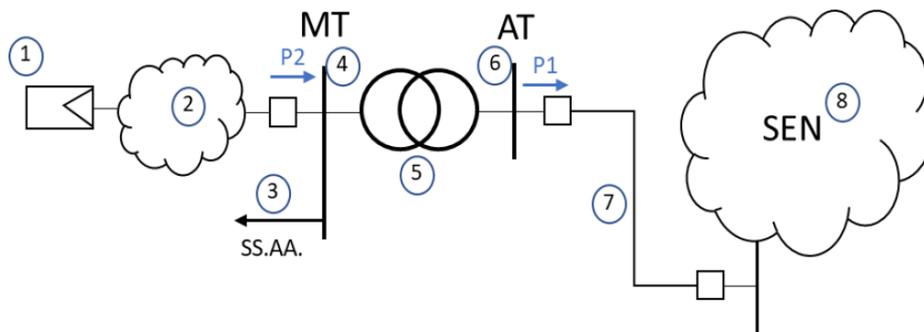
Ingeteam

ANEXO COORDINADOR: PARÁMETROS REQUERIDOS DE POTENCIA ACTIVA Y PÉRDIDAS EN PARQUES ERNC

Anexo 1: Parámetros requeridos de potencia activa y pérdidas en Parques ERNC

A continuación, se describe un sistema equivalente que representa un parque ERNC¹ solar fotovoltaico o un parque eólico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

Figura 1: Sistema Equivalente parque ERNC (Solar o Eólico)



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) **Ptrafo**: Pérdidas activas en el transformador de poder de la central [kW].
- d) **SS.AA.**: Servicios Auxiliares de la central [kW].
- e) **Pcolector**: Pérdidas en el sistema colector del parque ERNC [kW].

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

$$\text{MinTec} = P1 + Ptrafo + SS.AA. + Pcolector, \text{ ó}$$

$$\text{MinTec} = P2 + Pcolector$$

MEDICIONES DE ENERGIA Y POTENCIA EN SALIDA DEL PARQUE Y SALIDA DE INVERSORES

Fecha	Potencia del parque hacia la red		Potencia de la red hacia el parque		Potencia Inversores	Energía del parque hacia la red		Energía de la red hacia el parque	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kWh	kVARh	kWh	kVARh
01/09/2018 0:00	0.0	0.0	19.5	3.9	0.0	0.0	0.0	4.9	1.0
01/09/2018 0:15	0.0	0.0	19.9	2.8	0.0	0.0	0.0	5.0	0.7
01/09/2018 0:30	0.0	0.0	19.9	3.2	0.0	0.0	0.0	5.0	0.8
01/09/2018 0:45	0.0	0.0	20.0	3.6	0.0	0.0	0.0	5.0	0.9
01/09/2018 1:00	0.0	0.0	19.9	3.2	0.0	0.0	0.0	5.0	0.8
01/09/2018 1:15	0.0	0.0	19.8	3.4	0.0	0.0	0.0	4.9	0.9
01/09/2018 1:30	0.0	0.0	19.5	3.4	0.0	0.0	0.0	4.9	0.9
01/09/2018 1:45	0.0	0.0	19.7	3.5	0.0	0.0	0.0	4.9	0.9
01/09/2018 2:00	0.0	0.0	19.7	3.6	0.0	0.0	0.0	4.9	0.9
01/09/2018 2:15	0.0	0.0	19.5	3.9	0.0	0.0	0.0	4.9	1.0
01/09/2018 2:30	0.0	0.0	19.4	4.0	0.0	0.0	0.0	4.8	1.0
01/09/2018 2:45	0.0	0.0	19.4	4.5	0.0	0.0	0.0	4.9	1.1
01/09/2018 3:00	0.0	0.0	19.3	5.2	0.0	0.0	0.0	4.8	1.3
01/09/2018 3:15	0.0	0.0	19.4	5.1	0.0	0.0	0.0	4.8	1.3
01/09/2018 3:30	0.0	0.0	19.4	5.0	0.0	0.0	0.0	4.9	1.3
01/09/2018 3:45	0.0	0.0	19.6	4.0	0.0	0.0	0.0	4.9	1.0
01/09/2018 4:00	0.0	0.0	19.5	4.4	0.0	0.0	0.0	4.9	1.1
01/09/2018 4:15	0.0	0.0	19.0	6.7	0.0	0.0	0.0	4.7	1.7
01/09/2018 4:30	0.0	0.0	19.2	7.1	0.0	0.0	0.0	4.8	1.8
01/09/2018 4:45	0.0	0.0	19.1	7.3	0.0	0.0	0.0	4.8	1.8
01/09/2018 5:00	0.0	0.0	19.3	7.3	0.0	0.0	0.0	4.8	1.8
01/09/2018 5:15	0.0	0.0	19.4	7.0	0.0	0.0	0.0	4.8	1.8
01/09/2018 5:30	0.0	0.0	19.5	7.1	0.0	0.0	0.0	4.9	1.8
01/09/2018 5:45	0.0	0.0	21.7	7.9	0.0	0.0	0.0	5.4	2.0
01/09/2018 6:00	0.0	0.0	19.4	7.7	0.0	0.0	0.0	4.8	1.9
01/09/2018 6:15	0.0	0.0	19.6	7.4	0.0	0.0	0.0	4.9	1.9
01/09/2018 6:30	0.0	0.0	19.4	7.3	0.0	0.0	0.0	4.9	1.8
01/09/2018 6:45	0.0	0.0	18.6	7.3	0.5	0.0	0.0	4.6	1.8
01/09/2018 7:00	43.4	0.0	3.4	6.5	72.3	10.8	0.0	0.9	1.6
01/09/2018 7:15	443.1	0.3	0.0	4.0	511.9	110.8	0.1	0.0	1.0
01/09/2018 7:30	2011.7	27.7	0.0	0.0	2086.9	502.9	6.9	0.0	0.0
01/09/2018 7:45	4174.9	120.7	0.0	0.0	4298.5	1043.7	30.2	0.0	0.0
01/09/2018 8:00	6472.4	280.2	0.0	0.0	6597.7	1618.1	70.1	0.0	0.0
01/09/2018 8:15	8241.4	456.5	0.0	0.0	8338.2	2060.3	114.1	0.0	0.0
01/09/2018 8:30	8672.7	505.8	0.0	0.0	8758.3	2168.2	126.4	0.0	0.0
01/09/2018 8:45	8957.2	540.6	0.0	0.0	9044.2	2239.3	135.2	0.0	0.0
01/09/2018 9:00	8999.3	538.3	0.0	0.0	9085.2	2249.8	134.6	0.0	0.0
01/09/2018 9:15	8999.2	534.7	0.0	0.0	9085.2	2249.8	133.7	0.0	0.0
01/09/2018 9:30	8999.1	530.9	0.0	0.0	9084.6	2249.8	132.7	0.0	0.0
01/09/2018 9:45	8967.8	533.8	0.0	0.0	9046.9	2242.0	133.4	0.0	0.0
01/09/2018 10:00	8855.1	521.1	0.0	0.0	8934.6	2213.8	130.3	0.0	0.0

Fecha	Potencia del parque hacia la red		Potencia de la red hacia el parque		Potencia Inversores	Energía del parque hacia la red		Energía de la red hacia el parque	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kWh	kVARh	kWh	kVARh
01/09/2018 10:15	8848.8	528.5	0.0	0.0	8932.4	2212.2	132.1	0.0	0.0
01/09/2018 10:30	8897.8	533.8	0.0	0.0	8983.0	2224.5	133.4	0.0	0.0
01/09/2018 10:45	8939.6	539.1	0.0	0.0	9035.2	2234.9	134.8	0.0	0.0
01/09/2018 11:00	8999.3	540.8	0.0	0.0	9095.3	2249.8	135.2	0.0	0.0
01/09/2018 11:15	8999.2	541.2	0.0	0.0	9094.4	2249.8	135.3	0.0	0.0
01/09/2018 11:30	8999.3	539.7	0.0	0.0	9095.9	2249.8	134.9	0.0	0.0
01/09/2018 11:45	8999.1	539.8	0.0	0.0	9097.3	2249.8	135.0	0.0	0.0
01/09/2018 12:00	8999.4	538.6	0.0	0.0	9097.1	2249.9	134.6	0.0	0.0
01/09/2018 12:15	8999.2	538.9	0.0	0.0	9098.5	2249.8	134.7	0.0	0.0
01/09/2018 12:30	8999.4	539.5	0.0	0.0	9098.5	2249.8	134.9	0.0	0.0
01/09/2018 12:45	8997.8	538.3	0.0	0.0	9097.2	2249.5	134.6	0.0	0.0
01/09/2018 13:00	9000.4	540.3	0.0	0.0	9098.9	2250.1	135.1	0.0	0.0
01/09/2018 13:15	8999.1	541.5	0.0	0.0	9096.4	2249.8	135.4	0.0	0.0
01/09/2018 13:30	8991.5	540.1	0.0	0.0	9086.4	2247.9	135.0	0.0	0.0
01/09/2018 13:45	8998.9	541.3	0.0	0.0	9098.0	2249.7	135.3	0.0	0.0
01/09/2018 14:00	8999.1	541.9	0.0	0.0	9096.2	2249.8	135.5	0.0	0.0
01/09/2018 14:15	8999.3	541.0	0.0	0.0	9097.9	2249.8	135.3	0.0	0.0
01/09/2018 14:30	8999.3	542.8	0.0	0.0	9097.3	2249.8	135.7	0.0	0.0
01/09/2018 14:45	8999.3	543.8	0.0	0.0	9097.0	2249.8	136.0	0.0	0.0
01/09/2018 15:00	8999.4	542.9	0.0	0.0	9099.5	2249.9	135.7	0.0	0.0
01/09/2018 15:15	8999.3	542.8	0.0	0.0	9099.8	2249.8	135.7	0.0	0.0
01/09/2018 15:30	8999.3	543.1	0.0	0.0	9100.8	2249.8	135.8	0.0	0.0
01/09/2018 15:45	8999.2	541.5	0.0	0.0	9100.4	2249.8	135.4	0.0	0.0
01/09/2018 16:00	8999.2	543.1	0.0	0.0	9100.1	2249.8	135.8	0.0	0.0
01/09/2018 16:15	8999.1	541.0	0.0	0.0	9097.7	2249.8	135.2	0.0	0.0
01/09/2018 16:30	8952.6	536.8	0.0	0.0	9045.6	2238.1	134.2	0.0	0.0
01/09/2018 16:45	8832.5	520.4	0.0	0.0	8922.1	2208.1	130.1	0.0	0.0
01/09/2018 17:00	8538.8	485.6	0.0	0.0	8625.6	2134.7	121.4	0.0	0.0
01/09/2018 17:15	8045.0	431.2	0.0	0.0	8121.5	2011.2	107.8	0.0	0.0
01/09/2018 17:30	7016.8	328.6	0.0	0.0	7044.7	1754.2	82.1	0.0	0.0
01/09/2018 17:45	4977.9	170.1	0.0	0.0	4984.5	1244.5	42.5	0.0	0.0
01/09/2018 18:00	2871.2	58.0	0.0	0.0	2859.8	717.8	14.5	0.0	0.0
01/09/2018 18:15	982.6	5.8	0.0	0.8	982.7	245.7	1.4	0.0	0.2
01/09/2018 18:30	68.8	0.0	1.1	5.3	90.6	17.2	0.0	0.3	1.3
01/09/2018 18:45	0.0	0.0	20.4	6.5	0.2	0.0	0.0	5.1	1.6
01/09/2018 19:00	0.0	0.0	19.4	5.9	0.0	0.0	0.0	4.9	1.5
01/09/2018 19:15	0.0	0.0	19.3	5.9	0.0	0.0	0.0	4.8	1.5
01/09/2018 19:30	0.0	0.0	19.1	6.5	0.0	0.0	0.0	4.8	1.6
01/09/2018 19:45	0.0	0.0	20.0	6.4	0.0	0.0	0.0	5.0	1.6
01/09/2018 20:00	0.0	0.0	19.0	5.4	0.0	0.0	0.0	4.7	1.4
01/09/2018 20:15	0.0	0.0	19.0	5.5	0.0	0.0	0.0	4.8	1.4
01/09/2018 20:30	0.0	0.0	18.9	6.0	0.0	0.0	0.0	4.7	1.5
01/09/2018 20:45	0.0	0.0	18.7	6.5	0.0	0.0	0.0	4.7	1.6

Fecha	Potencia del parque hacia la red		Potencia de la red hacia el parque		Potencia Inversores	Energía del parque hacia la red		Energía de la red hacia el parque	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kWh	kVARh	kWh	kVARh
01/09/2018 21:00	0.0	0.0	18.7	7.0	0.0	0.0	0.0	4.7	1.7
01/09/2018 21:15	0.0	0.0	19.0	5.5	0.0	0.0	0.0	4.7	1.4
01/09/2018 21:30	0.0	0.0	19.1	4.7	0.0	0.0	0.0	4.8	1.2
01/09/2018 21:45	0.0	0.0	19.2	5.3	0.0	0.0	0.0	4.8	1.3
01/09/2018 22:00	0.0	0.0	18.8	7.3	0.0	0.0	0.0	4.7	1.8
01/09/2018 22:15	0.0	0.0	19.3	6.8	0.0	0.0	0.0	4.8	1.7
01/09/2018 22:30	0.0	0.0	19.1	6.7	0.0	0.0	0.0	4.8	1.7
01/09/2018 22:45	0.0	0.0	19.1	6.4	0.0	0.0	0.0	4.8	1.6
01/09/2018 23:00	0.0	0.0	18.9	5.7	0.0	0.0	0.0	4.7	1.4
01/09/2018 23:15	0.0	0.0	19.2	5.5	0.0	0.0	0.0	4.8	1.4
01/09/2018 23:30	0.0	0.0	18.8	5.5	0.0	0.0	0.0	4.7	1.4
01/09/2018 23:45	0.0	0.0	19.1	5.3	0.0	0.0	0.0	4.8	1.3