



POZO ALMONTE 2

POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A.

ESTUDIOS

INFORME DE MÍNIMO TÉCNICO



Fidel Oteiza 1953, oficina 102, Providencia,
Santiago Chile

56 2 2223 5322 ingenieria@reichingenieria.cl

D	VMP	16/11/18	DSU		INCLUYE COMENTARIOS DEL COORDINADOR		
C	DGM	28/08/18	DSU		INCLUYE MEDIDAS ENTREGADAS DESDE TERRENO Y DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DETENCIÓN Y PARTIDA.		
B	ARG	31/05/18	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-002	D	31



POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A.
POZO ALMONTE SOLAR 2
3274-EL-INF-002
REVD

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	11
CONTROL DE REACTIVOS DEL PARQUE	14
CONCLUSIONES	16
RED MEDIA TENSIÓN Y ESQUEMA UNIFILAR	18
ESQUEMA UNIFILAR CENTRO DE SECCIONAMIENTO	20
2_DATASHEET PV625WD	23
DRW-0006065_PLACA DE CARACTERISTICAS	26
ANEXO COORDINADOR: PARÁMETROS REQUERIDOS DE POTENCIA ACTIVA Y PÉRDIDAS EN PARQUES ERNC	27
MEDICIONES DE ENERGIA Y POTENCIA EN SALIDA DEL PARQUE Y SALIDA DE INVERSORES	29

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de mínimo técnico del parque fotovoltaico Pozo Almonte Solar 2 (PAS2), 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 PAS2, la cual esta detallada en ANTECEDENTES, se muestra los antecedentes técnicos asociados al parque fotovoltaico desde su punto de conexión hasta los inversores.

Se contó con las medidas de energía en el punto de conexión de PAS2 y en los inversores.

Los análisis realizados, indican que PAS2 llega a un mínimo técnico 0 kW dado que, al no tener un controlador esta operación se realiza sacando de servicio los inversores. Producto del mismo método, no participa en el control de reactivos.

Por otro lado, sin realizar la desconexión y 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 **5444 kW**.

Con respecto a la potencia reactiva, el parque no tiene un controlador propiamente tal, sin embargo, durante la noche la red entrega un valor promedio de 56.4 kVAR y un peak de 329.4 kVAR (momentos antes de la inyección de potencia activa). Durante el día el parque entrego un valor promedio de 237.2 kVAR y un peak de 340.0 kVAR.

OBJETIVO

Determinar la potencia activa mínima bruta que el generador puede despachar al sistema en forma permanente, segura y estable.

ALCANCE

La determinación de los parámetros de mínimo técnico y tiempos de partida y detención se realizará al parque fotovoltaico, ubicado en Pozo Almonte.

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 Dirección 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:

- P20180626_pruebas PAS2.
- 2_Datasheet PV625WD y PV500WD. Data Sheet inversores.
- 07.006PAS2-ASB-IMT-2. Esquema Unifilar de Media Tensión
- 07.006PAS2-ASB-IMT-3.1-3.2.1,2. Esquema Unifilar Centro de Seccionamiento.
- DRW-0006065_PLACA DE CARACTERISTICAS. Placa transformadores.

PAS2 es un parque fotovoltaico ubicado en sector de Pozo Almonte, el cual tiene una potencia total instalada de 8.1 MWdc con módulos de tecnología de silicio.

Presenta un centro de seccionamiento con una celda de media tensión de salida para la línea de evacuación de la energía con equipos de protección GE L90. Presenta dos celdas de media tensión donde llega el anillo de generación con los centros de transformación y las celdas fotovoltaicas. (Ver Ilustración 1)

PAS2 presenta tres tipos de centros de transformación:

- Tipo1: tiene dos inversores de 625 kW, un transformador de 1250/1500 ONAN/ONAF kVA, una celda de media tensión para protección y una celda de media tensión para la línea de salida de este centro. (Ver Ilustración 2)
- Tipo2: tiene dos inversores de 625 kW, un transformador de 1250/1500 ONAN/ONAF, una celda de media tensión para protección y dos celdas de media tensión para la línea de salida de este centro. (Ver Ilustración 3)
- Tipo3: tiene dos inversores de 625 kW, un transformador de 1250/1500 ONAN/ONAF, una celda de media tensión para protección y tres celdas de media tensión para las líneas de salida de este centro. (Ver Ilustración 4)

La información de los transformadores se muestra en Ilustración 5.

La información de los inversores se muestra en Ilustración 6.

De la descripción anterior la potencia nominal total del parque fotovoltaico PAS2 es de 7500 kW.

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.

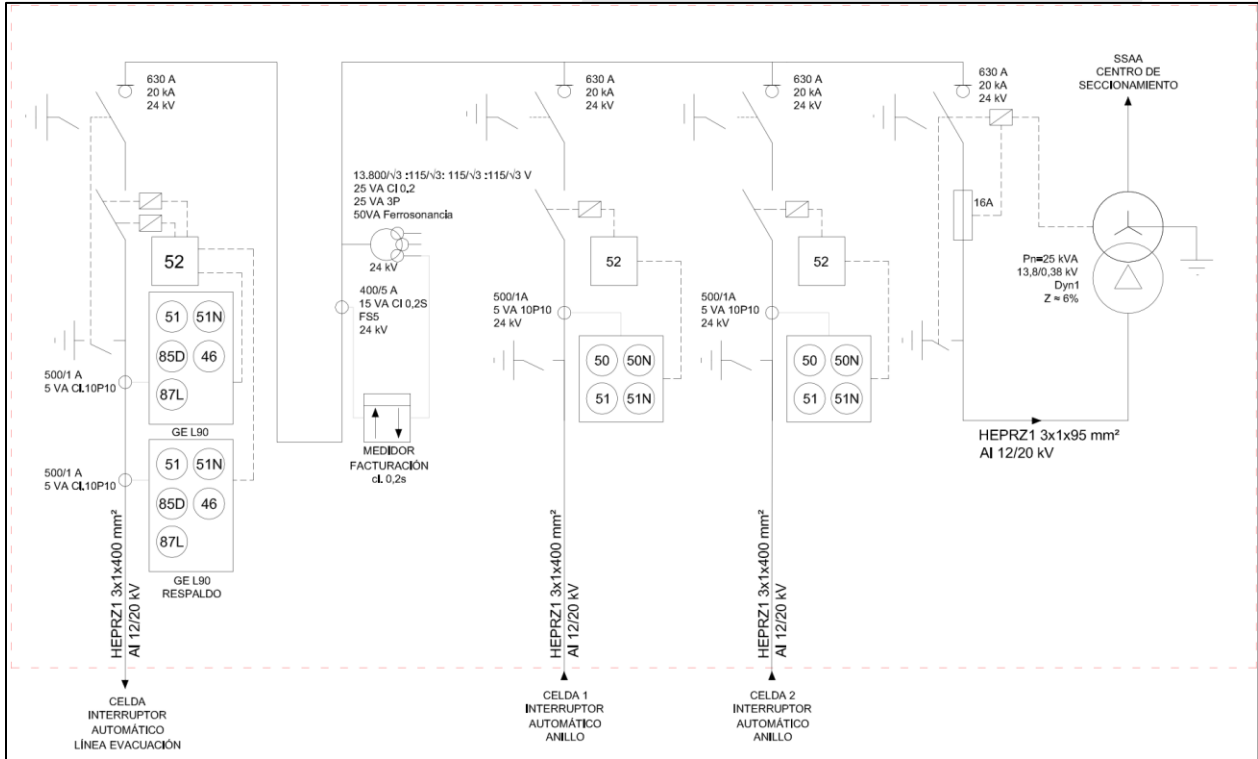


Ilustración 1 Centro de seccionamiento

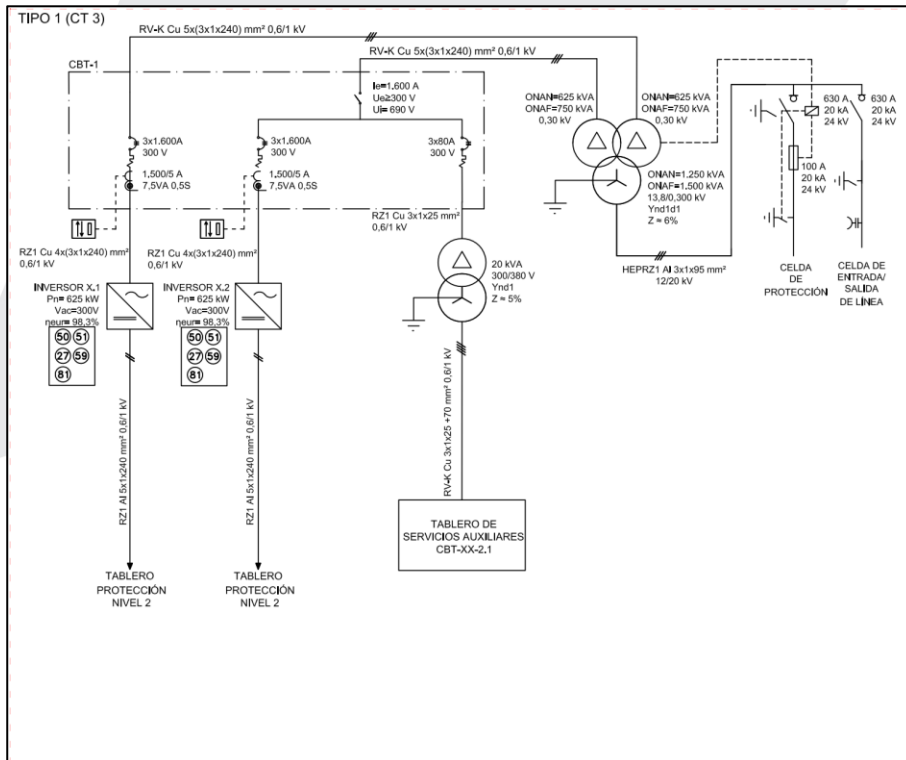


Ilustración 2 Centro de Transformación TIPO1

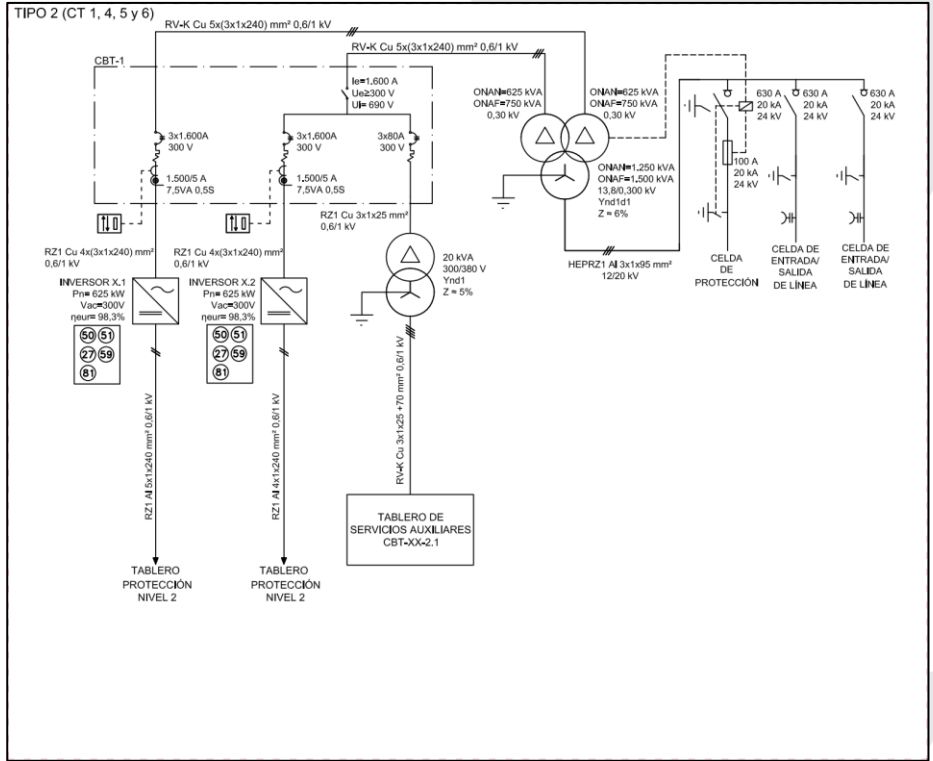


Ilustración 3 Centro de Transformación TIPO2

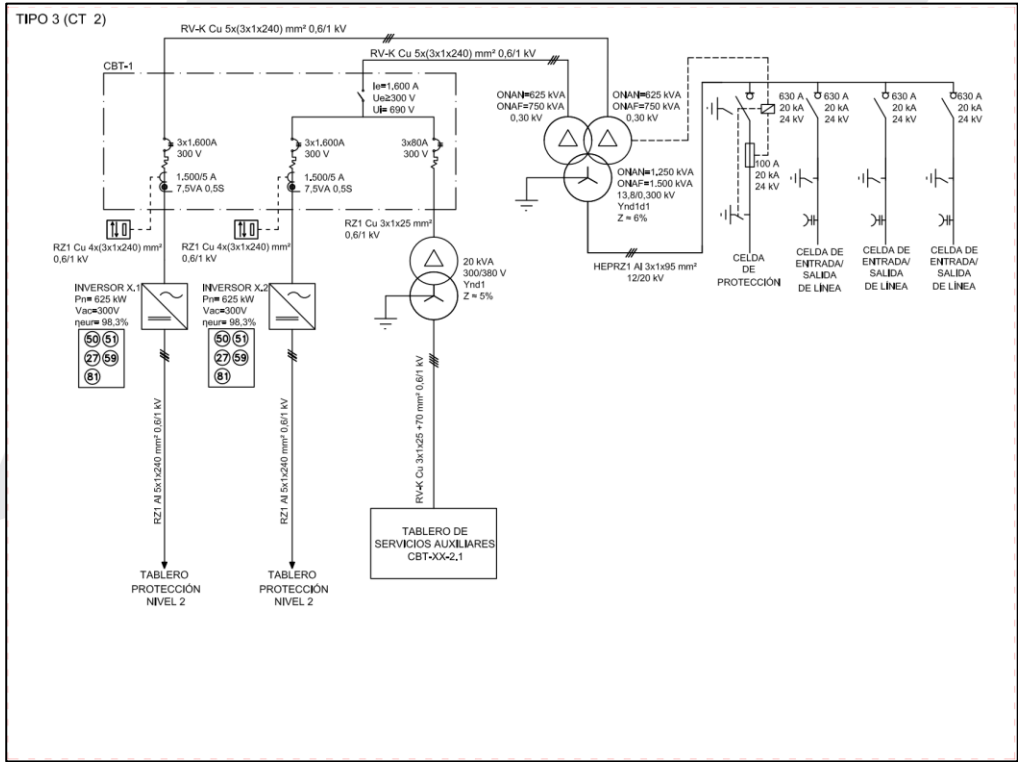


Ilustración 4 Centro de Transformación TIPO3

INCOESA

TRAFODIS

THREE PHASE TRANSFORMER 50 Hz. ONAN

TYPE 1250 / 24 / 13,8 - 0,3 - 0,3 - O - PE

RATED POWER	1250	kVA	HIGH VOLTAGE							
SERIAL NUMBER	*		POSITION 1	POSITION 2						
STANDARD EN	EN60076		1	2						
MANUFACTURING DATE	2013		3	3						
PHASOR DIAGRAM	YNd1d1		4	4						
PERCENT IMPEDANCE (%)			5	5						
SOUND LEVEL dB(A)										
HV/LV MATERIAL	Al / Al									
INSULATING MASS (kg)										
ACTIVE PART MASS (kg)										
TOTAL MASS (kg)										
INSULATING LEVEL			LOW VOLTAGE							
<table style="margin: 0 auto;"> <tr> <td style="font-size: 2em;">{</td> <td style="padding: 0 5px;">HV</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">125 kV</td> </tr> <tr> <td style="font-size: 2em;">}</td> <td style="padding: 0 5px;">LV</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">20kV</td> </tr> </table>	{	HV	125 kV	}	LV	20kV			LINE IN	VOLTAGE (V)
{	HV	125 kV								
}	LV	20kV								
			2U-2V-2W △	300						
			3U-3V-3W Y	300						
			CURRENT (A)	POWER (kVA)						
			1202,8	625						
			1202,8	625						

INSULATING LIQUID

MINERAL OIL

Ilustración 5 Data transformadores 1250/1500 kVA

Entrada DC	
Rango de tensiones (MPPT) ⁽¹⁾	495 – 825 Vdc
Máxima tensión de entrada	1.000 V
Corriente máxima de entrada	1.530 A
Máxima potencia FV recomendada	760 kWp
Salida AC	
Tensión de salida	3 × 300 Vac
Rango de funcionamiento en frecuencia	50-60 Hz
Potencia nominal @50°C	700 kVA
Potencia nominal @25°C	750 kVA
Potencia nominal @50°C y FP 0.9	625 kW
Corriente máxima	1.450 A
Distorsión armónica (THD)	< 3%
Factor de potencia	Regulable (0,9 inductivo – 0,9 capacitivo)
Eficiencia	
Eficiencia europea ⁽²⁾	98,30%
Eficiencia CEC	98,29%
Consumo nocturno	≤ 100 W
Condiciones Ambientales	
Temperatura de operación	-20°C/60°C
Temperatura ambiente (sin derating)	0°C/50°C
Temperatura almacenamiento/ transporte	-30°C/65°C
Máxima humedad relativa	95% sin condensación
Máximo consumo de aire	3.000 m ³ /h
Máxima altitud sobre nivel del mar	3.000 m
Características mecánicas	
Dimensiones (H/W/D)	1950 × 2000 × 750 mm
Peso	2.000 kg
Grado de protección	IP23
Protecciones AC	
Sobretensión clase II	
Filtrado EMI	
Sistema de detección activo anti-isla	
Variaciones en tensión de red	
Errores de frecuencia de red	
Frente corrientes asimétricas	
Compensación de huecos de tensión	
Protección DC	
Sobretensión clase II	
Parada del equipo ante errores de sobrecorriente.	
Detector de aislamiento de campo fotovoltaico	
Otras protecciones	
Sobretemperatura en bobina de salida y en IGBTs (independientes por fase) del inversor.	
Protección magnetotérmica de auxiliares	

Ilustración 6 Data inversores PV625WD

RESULTADOS

Para el presente informe se contó con las mediciones asociadas a pruebas realizadas en terreno al parque fotovoltaico. Estas mediciones se realizan en intervalos de 10 seg durante una hora del día. De las mediciones, se puede apreciar dos periodos de interés. Cabe indicar que estas medidas corresponden al día 26 de junio del presente año y se muestra en la siguiente gráfica.

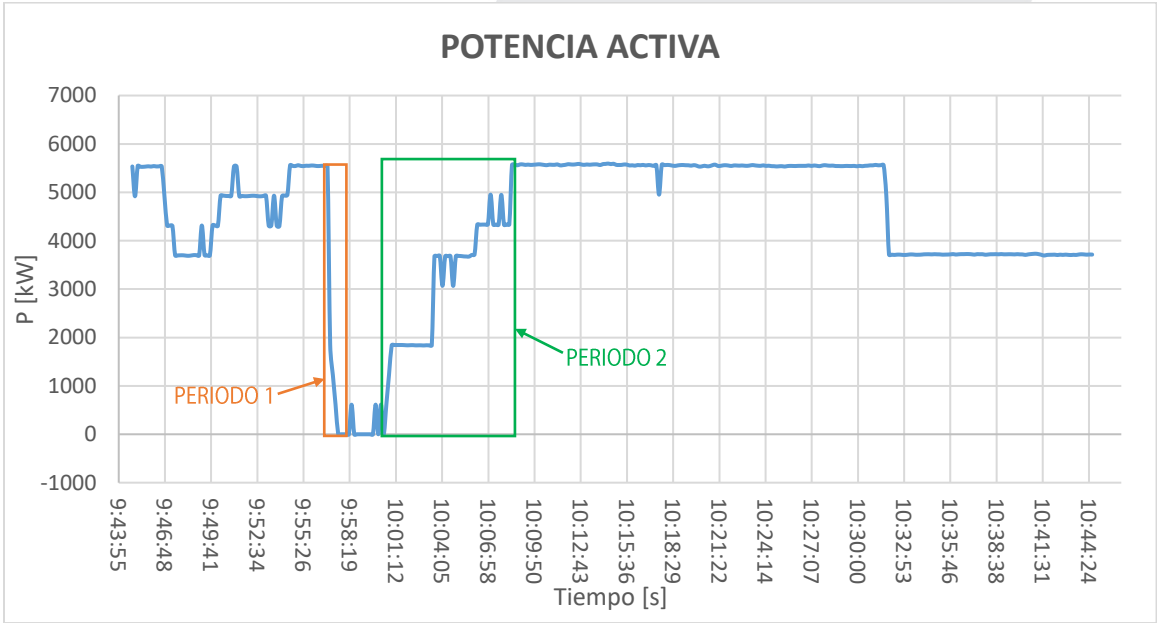


Ilustración 7 Medida de potencia activa [kW]

De las mediciones registradas en Anexo **“Mediciones de energía y potencia en salida del parque y salida inversores”**, se aprecia que el parque es capaz de alcanzar una generación nula en caso de ser requerido realizando una desconexión manual de sus inversores producto que no cuenta con un controlador de potencia, por lo que su mínimo técnico queda establecido en 0 [kW].

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 unilíneal del parque fotovoltaico, donde se indican los equipos instalados, además de los puntos de medición.

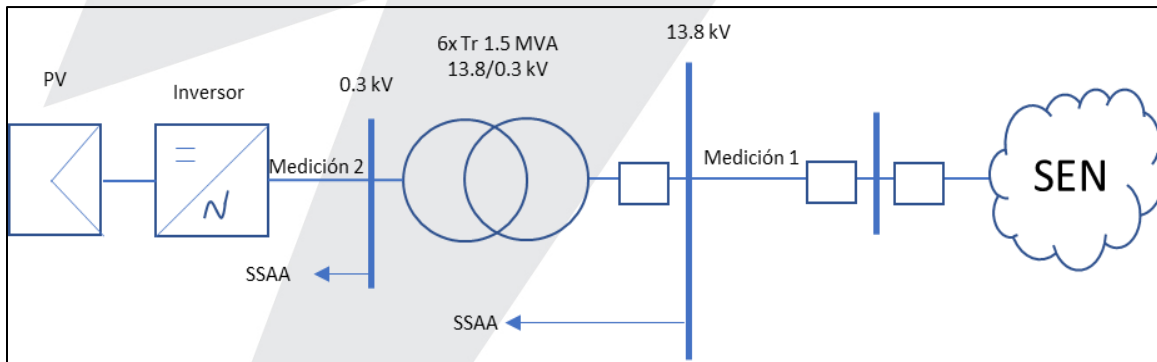


Ilustración 8 diagrama simplificado

A continuación, se presentó las mediciones potencia del parque durante un día y cada 15 min (26/06/2018), cabe destacar que el punto de donde se extraen los valores corresponde a la "medición 1".

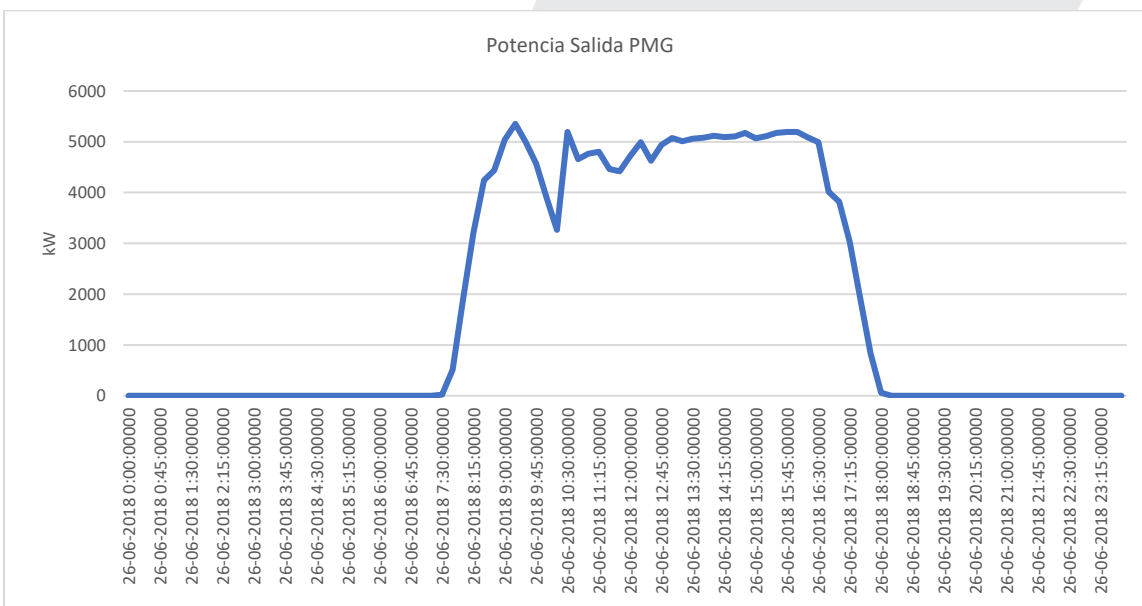


Ilustración 9 Generación PMG

Del grafico se observó que la máxima inyección del parque **5353 kW** y una media de **4168 kW** (media calculada cuando existe recurso primario).

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.

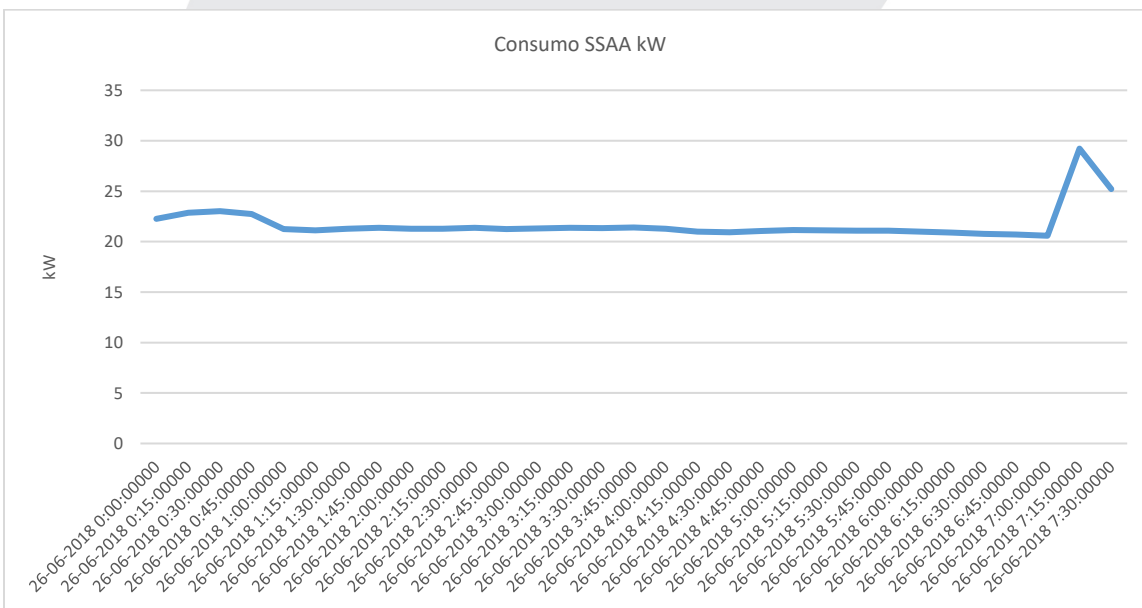


Ilustración 10 Consumo SSAA

Se aprecia que el consumo de los SSAA es constante y tiene un valor promedio de **21.6 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" (12 en este caso) como se muestra en Ilustración 11, el cual se comparó con las medidas en "medición 1", 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.

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

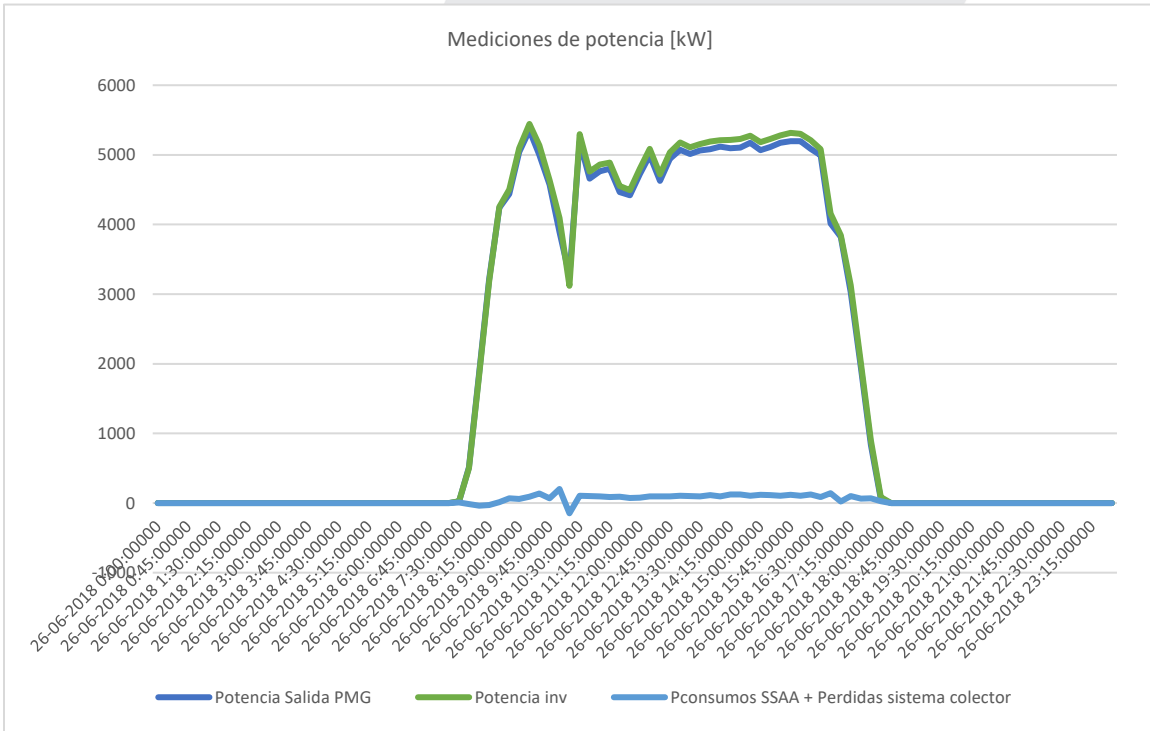


Ilustración 11 Mediciones

Se aprecia que la suma de Potencia en la salida de los 12 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 11.

El valor promedio de "Pconsumos SSAA + Perdidas sistema colector" es de **78.3 kW**.

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

$$P_{consumos\ SSAA} + P_{perdidas\ sistema\ colector} = 78.3\ kW$$

Sin embargo, el consumo de los SSAA fue de 21.6 kW, estimando que el consumo de los SSAA durante la noche es similar al consumo de SSAA durante el día.

$$P_{perdidas\ sistema\ colector} = 56.74\ kW$$

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

$$Min\ tec = P_2 + P_{colector}$$

Donde:

P2: Potencia activa inyectada en barra de media tensión del parque [kW]

Pcolector: Perdidas en sistema colector del parque [kW]

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, despreciando las pérdidas del inversor, "medición 2" (durante un día correspondiente al 26/06/2018) presenta dichos valores.

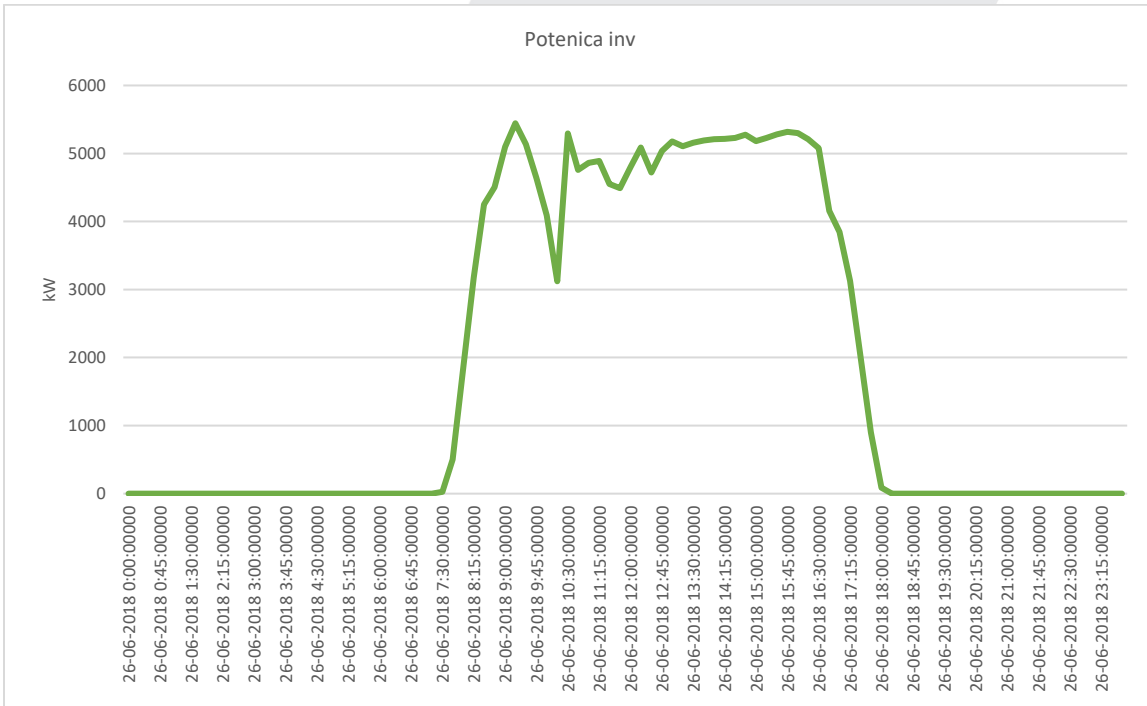


Ilustración 12 Potencia inversores (12)

Del gráfico se observó que la máxima generación de los paneles solares es de **5444 kW** y una media de **4246 kW** (media calculada cuando existe recurso primario).

Es preciso señalar que el parque fotovoltaico no cuenta con controladores para regular la inyección de potencia, lo cual significa que el parque genera en función del recurso natural. Por otro lado, es posible reducir a 0 kW la energía inyectada, sin embargo, es necesaria una operación manual de los inversores.

Control de Reactivos del Parque

Con respecto al control de reactivos del parque, en la siguiente gráfica presentamos el comportamiento en el punto de conexión.

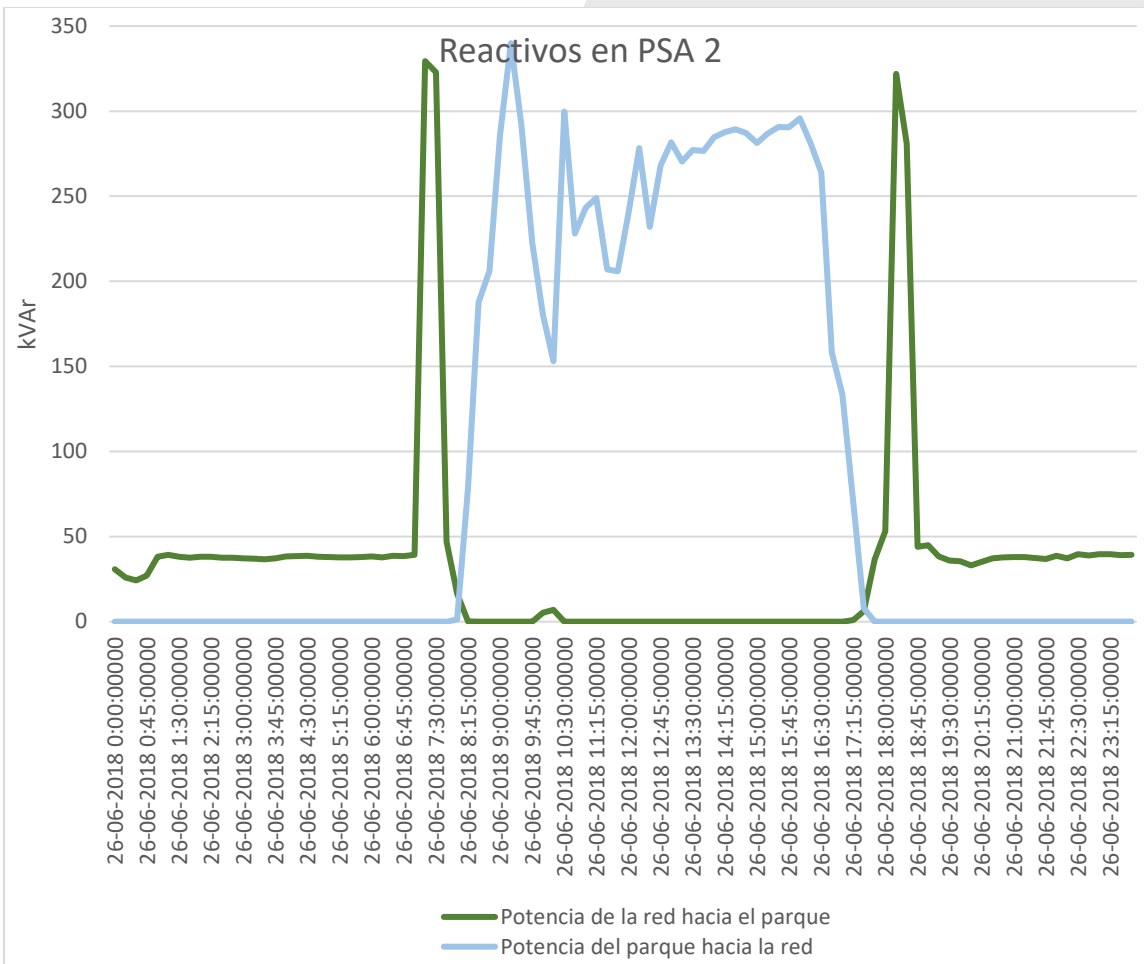


Ilustración 13 Potencias en "medición 1"

Durante la noche la potencia reactiva de la red hacia el parque (en verde) tuvo una máxima de 329.4 kVAR, justo antes de la inyección de potencia activa, y un promedio (noche) de 56.4 kVAR. Durante el día la potencia reactiva del parque hacia la red (en azul) tuvo un peak de 340.0 kVAR, y un promedio (día) de 237.2 kVAR.

Dado que no existe un controlador para el parque el control de reactivos viene dado por el grafico presentado, por otro lado, los inversores pueden entregar un espectro de potencia de potencia entre 0.9 inductivo – 0.9 capacitado, pero estos deben ser ajustados de forma manual, debido a la falta de un controlador.

CONCLUSIONES

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

Se contó con las medidas de energía en el punto de conexión de PAS2 y en todos los inversores instalados, que en este caso son 12.

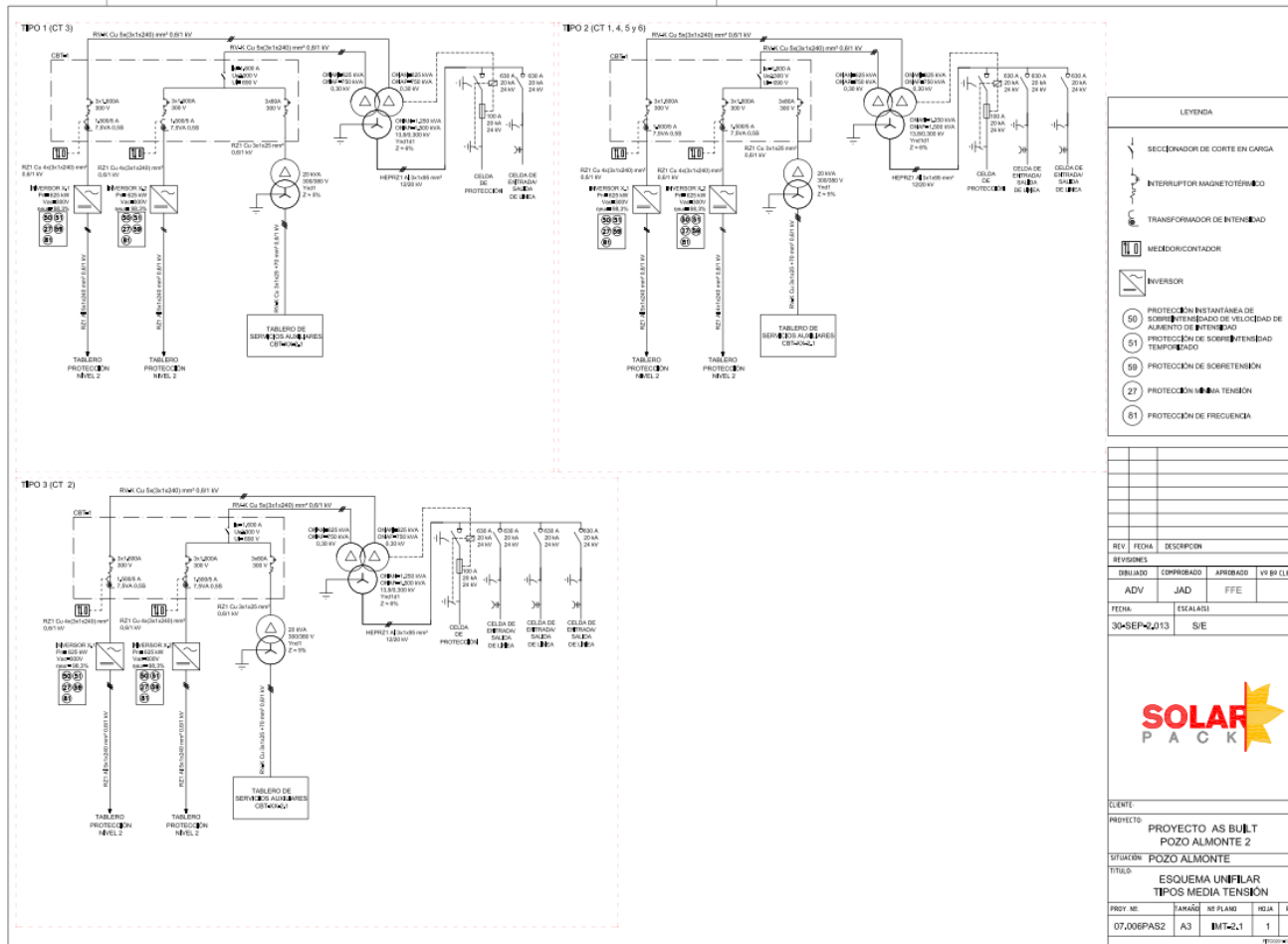
Los análisis realizados, indican que PAS2 llega a un mínimo técnico 0 kW dado que, al no tener un controlador esta operación se realiza sacando de servicio los inversores. Producto del mismo método, no participa en el control de reactivos.

Por otro lado, sin realizar la desconexión y 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 **5444 kW**.

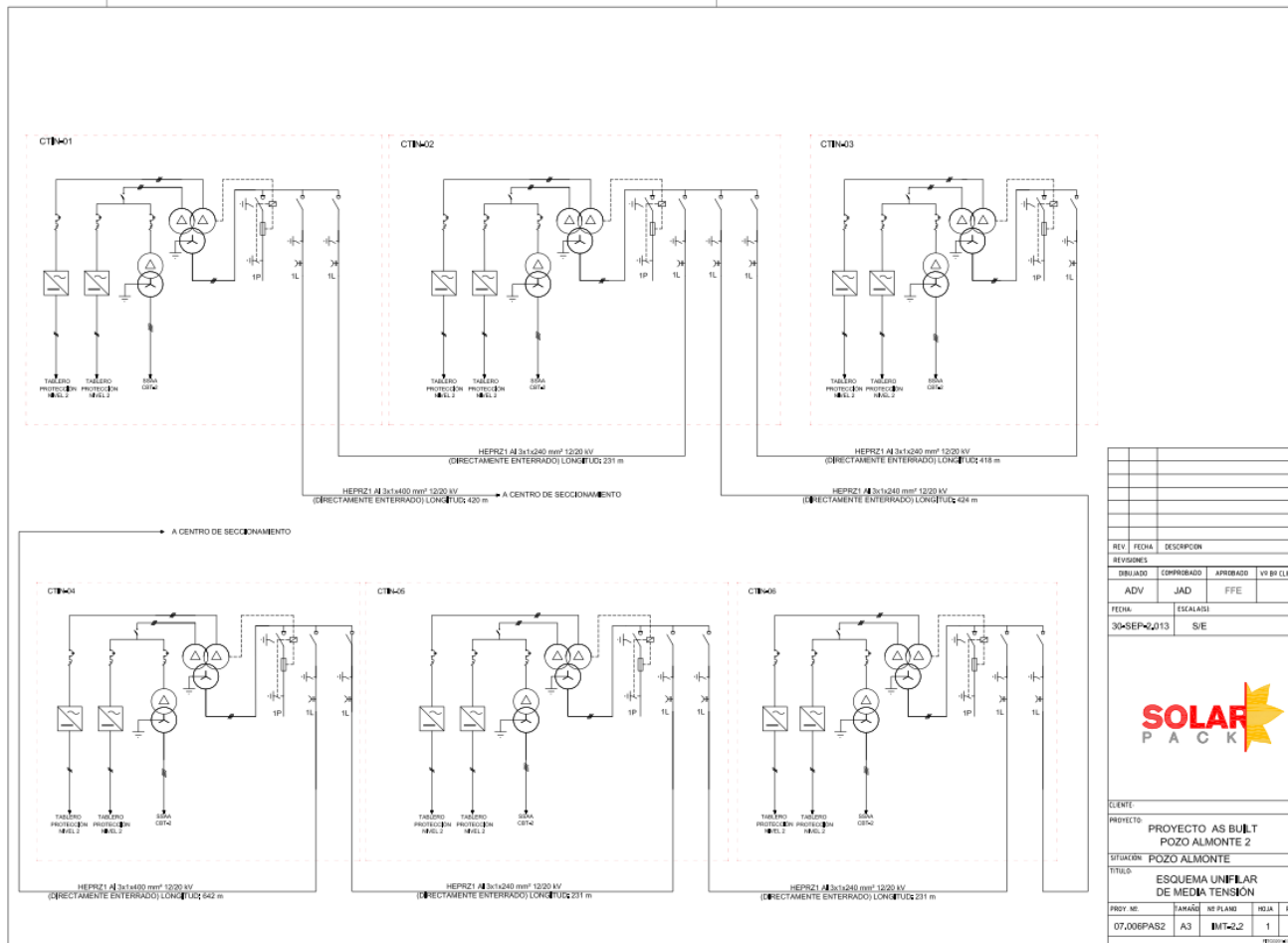
Con respecto a la potencia reactiva, el parque no tiene un controlador propiamente tal, sin embargo, durante la noche la red entregó un valor promedio de 56.4 kVAR y un peak de 329.4 kVAR (momentos antes de la inyección de potencia activa). Durante el día el parque entregó un valor promedio de 237.2 kVAR y un peak de 340.0 kVAR.

ANEXOS

RED MEDIA TENSIÓN Y ESQUEMA UNIFILAR

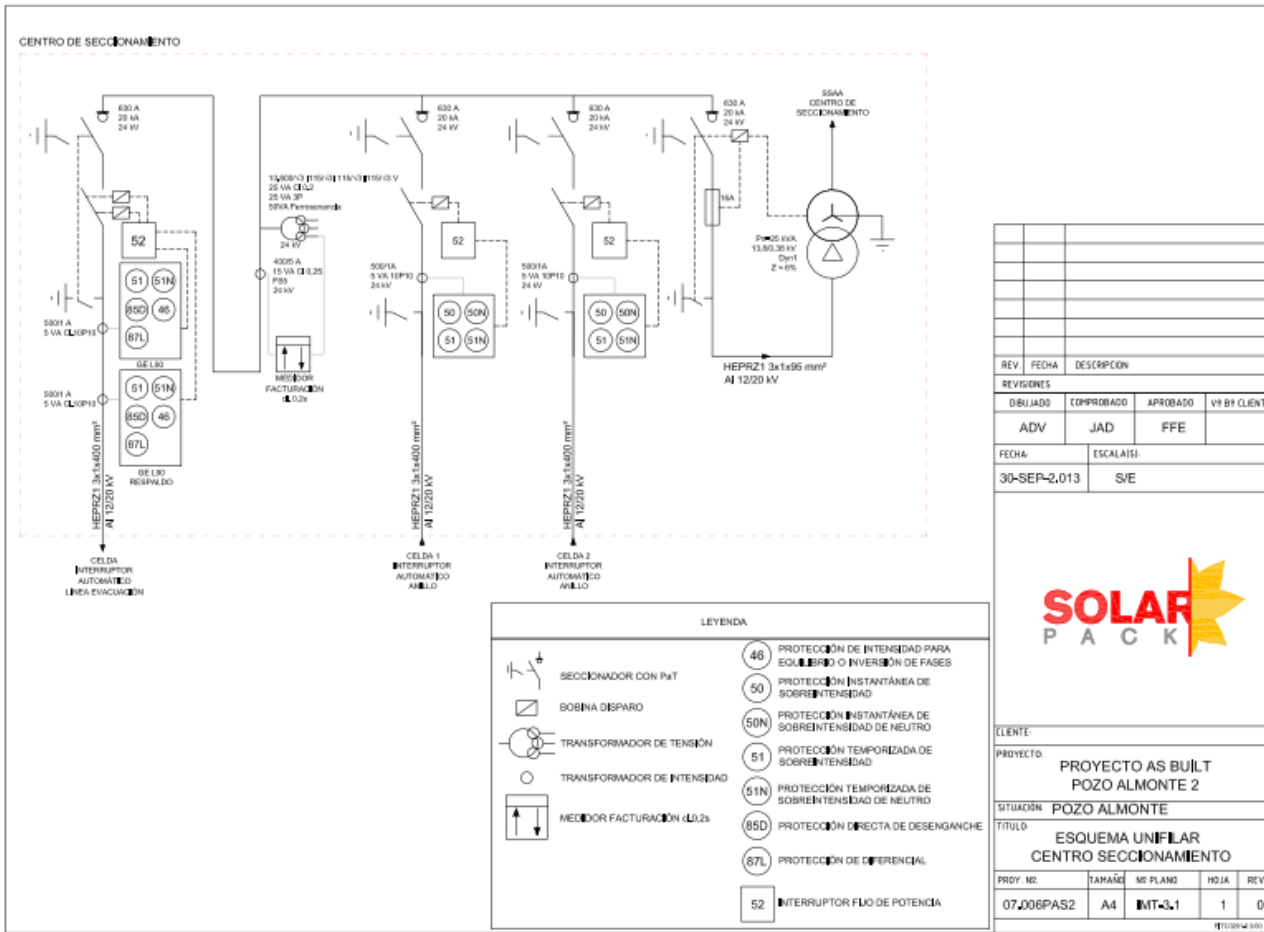


POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A.
POZO ALMONTE SOLAR 2
3274-EL-INF-002
REV0



REV	FECHA	DESCRIPCION
REVISIONES		
DIRIGIDO	COMPROBADO	APROBADO
ADV	JAD	FFE
Vº Bº CLIENTE		
FECHA:	ESCALA:	
30-SEP-2013	S/E	
CLIENTE:		
PROYECTO: PROYECTO AS BULT POZO ALMONTE 2		
SITUACION: POZO ALMONTE		
TITULO: ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSION		
PROY. NO:	ANEXO	NO PLANO
07.006PAS2	A3	BMT-2.2
		NOJA
		REV.
		1
		0

ESQUEMA UNIFILAR CENTRO DE SECCIONAMIENTO



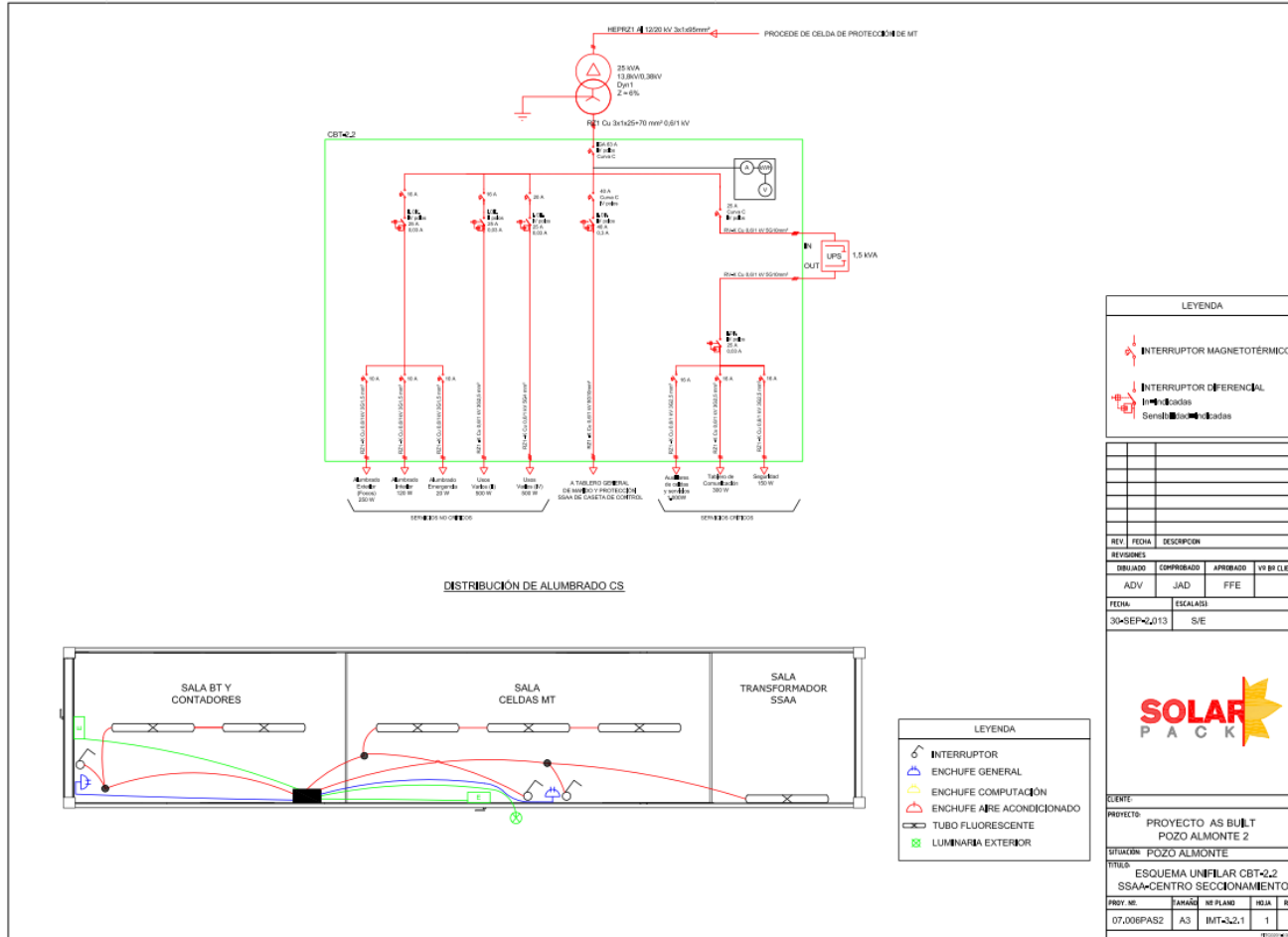
REV	FECHA	DESCRIPCIÓN
REVISIONES		
DIBUJADO	COMPROBADO	APROBADO
ADV	JAD	FFE
FECHA:	ESCALA(S)	
30-SEP-2,013	S/E	



CLIENTE:				
PROYECTO:	PROYECTO AS BUILT POZO ALMONTE 2			
SITUACIÓN:	POZO ALMONTE			
TÍTULO:	ESQUEMA UNIFILAR CENTRO SECCIONAMIENTO			
PROY. NO.	TAMAÑO	Nº PLANO	HOLJA	REV.
07,006PAS2	A4	INT-3,1	1	0



POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A.
POZO ALMONTE SOLAR 2
3274-EL-INF-002
REV0



LEYENDA

- INTERRUPTOR MAGNETOTÉRMICO
- INTERRUPTOR DIFERENCIAL

REV.	FECHA	DESCRIPCION

REVISIONES	ELABORADO	COMPROBADO	APROBADO	Vº DE CLIENTE

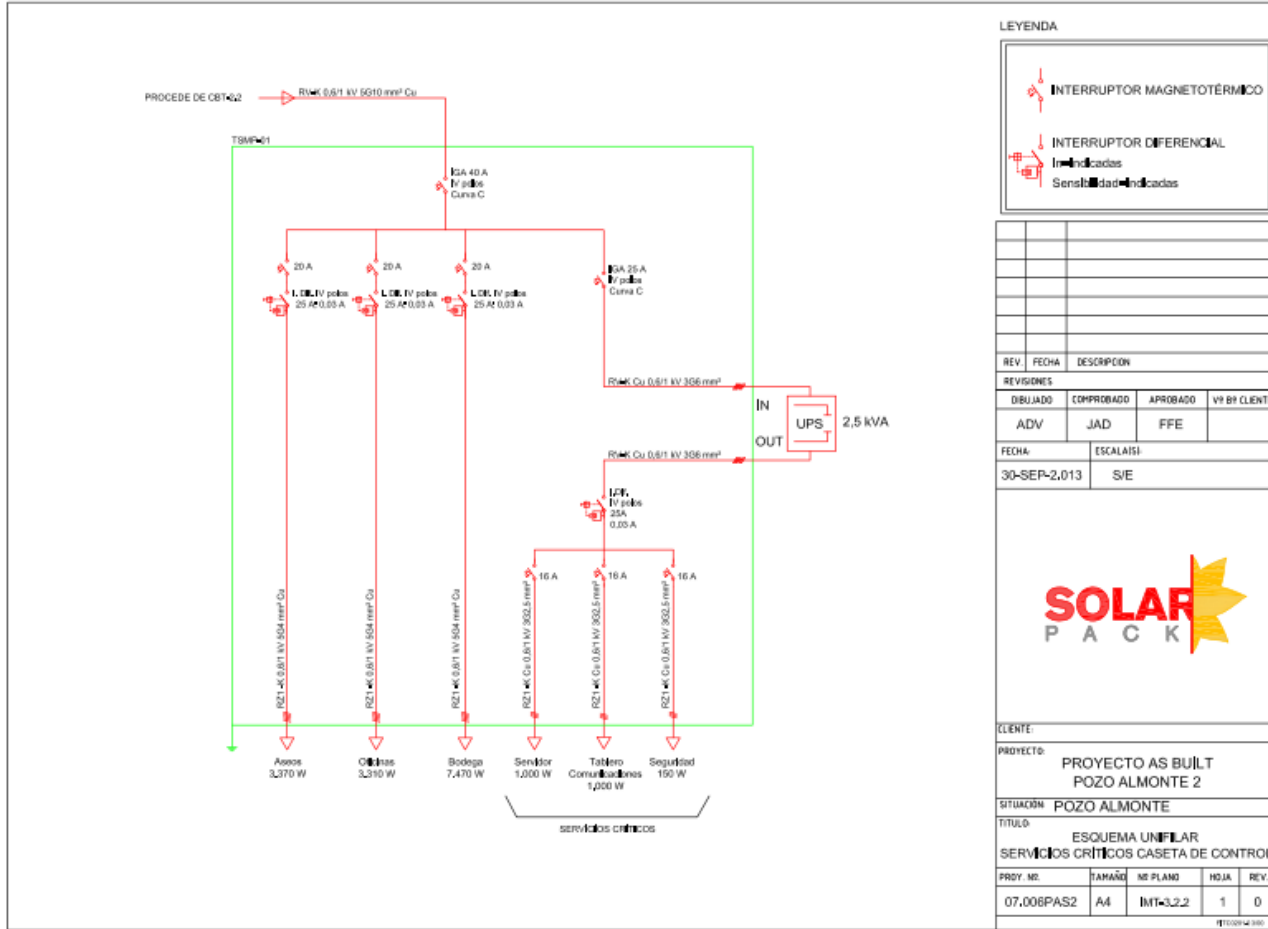
FECHA	ESCALA
30-SEP-2013	S/E

LEYENDA

- INTERRUPTOR
- ENCHUFE GENERAL
- ENCHUFE COMPUTACIÓN
- ENCHUFE AIRE ACONDICIONADO
- TUBO FLUORESCENTE
- LUMINARIA EXTERIOR



CLIENTE	
PROYECTO	PROYECTO AS BUILT POZO ALMONTE 2
SITUACION	POZO ALMONTE
TITULO	ESQUEMA UNIFILAR CBT-2.2 SSAA-CENTRO SECCIONAMIENTO
PROY. NO.	07.006/PAS2
ANEXO	A3
NO PLANO	
NOIA	
REV.	1 0



2_DATASHEET PV625WD



PV625WD

Entrada DC	
Rango de tensiones (MPPT) ⁽¹⁾	495 – 825 Vdc
Máxima tensión de entrada	1.000 V
Corriente máxima de entrada	1.530 A
Máxima potencia FV recomendada	760 kWp
Salida AC	
Tensión de salida	3 x 300 Vac
Rango de funcionamiento en frecuencia	50-60 Hz
Potencia nominal @50°C	700 kVA
Potencia nominal @25°C	750 kVA
Potencia nominal @50°C y FP 0.9	625 kW
Corriente máxima	1.450 A
Distorsión armónica (THD)	< 3%
Factor de potencia	Regulable (0,9 inductivo – 0,9 capacitivo)
Eficiencia	
Eficiencia europea ⁽²⁾	98,30%
Eficiencia CEC	98,29%
Consumo nocturno	≤ 100 W
Condiciones Ambientales	
Temperatura de operación	-20°C/60°C
Temperatura ambiente (sin derating)	0°C/50°C
Temperatura almacenamiento/ transporte	-30°C/65°C
Máxima humedad relativa	95% sin condensación
Máximo consumo de aire	3.000 m ³ /h
Máxima altitud sobre nivel del mar	3.000 m
Características mecánicas	
Dimensiones (H/W/D)	1950 x 2000 x 750 mm
Peso	2.000 kg
Grado de protección	IP23
Protecciones AC	
Sobretensión clase II	
Filtrado EMI	
Sistema de detección activo anti-isla	
Variaciones en tensión de red	
Errores de frecuencia de red	
Frente corrientes asimétricas	
Compensación de huecos de tensión	
Protección DC	
Sobretensión clase II	
Parada del equipo ante errores de sobrecorriente.	
Detector de aislamiento de campo fotovoltaico	
Otras protecciones	
Sobretemperatura en bobina de salida y en IGBTs (independientes por fase) del inversor.	
Protección magnetotérmica de auxiliares	



El Gobierno y el Consejo de Regulación de Energía Solar de Andalucía, en el marco de la Ley 24/2013, de 26 de junio, de fomento de la energía renovable, reconoce la calidad y la seguridad de los productos solares de esta empresa.



Interfaz con usuario

Display de 7" TFT SVGA LCD con Touchscreen ⁽¹⁾

Protocolo de comunicaciones MODBUS RTU.

Indicaciones luminosas, control marcha/paro y parada de emergencia.

Conexión con bus de campo con RS485-DB9.

(1) Al 100% $U_{m, rated}$ y $\cos\phi = 1$

(2) 495Vdc y sin servicios auxiliares

(3) Información de tensiones y corrientes de red RMS, frecuencia de red, tensión y corriente DC, potencia activa, reactiva y aparente de la salida, rendimiento, errores del sistema.



POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A. es una empresa de capital español, con sede en Madrid, España. El producto "Solar" descrito en este documento es un producto de la línea "Solar" de la empresa POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A. y no debe ser considerado un producto de la línea "Solar" de la empresa POZO ALMONTE SOLAR 2 S.A. ni de ninguna otra empresa.

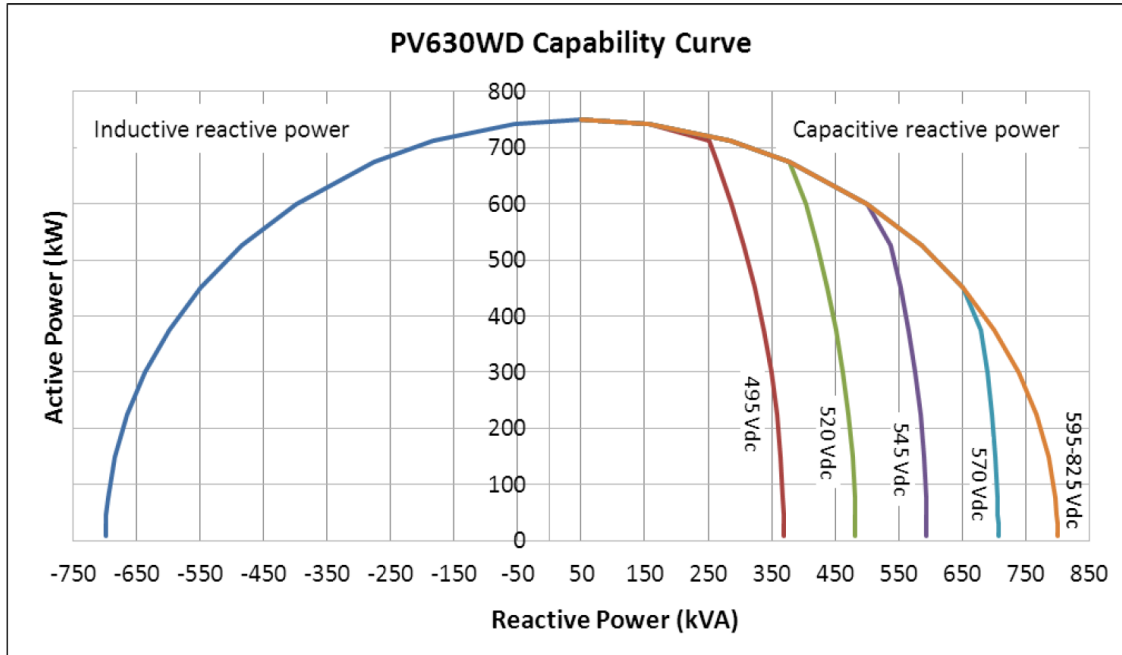


Figure 8. PV630WD capability curve, 750kVA @50Hz @25°C (77 °F)

DRW-0006065_PLACA DE CARACTERISTICAS

Rev	Descripción Modificación:	Rev	Descripción Modificación:
1	Cambiar símbolo estándar a triángulo	2	Cambiar grupo conductor, Borna N

NOTA: Letras y recuadros en blanco y alto relieve, sobre fondo negro

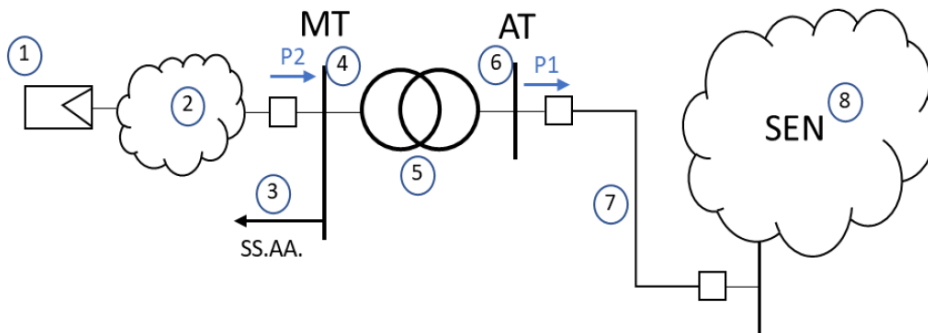
1	1	PLACA DE 148x105x0,8	AISI-304
Marca	Cantidad	DENOMINACION	Materiales
	Fecha	Firma	Título:
Dibujado	05/04/2013	ivanf	PLACA DE CARACTERISTICAS
Comprob.	05/04/2013	igor.g	Código: 2140-P-041
Modifica.	02/05/2013	ivanf	INCOESA
Escala:	Orden de trabajo:	Lista de materiales No:	N: DRW-0006065
			Rev. Actual: 02
			Sustituye a:
			Sustituido por:
			Conjunto No:

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
26-06-2018 0:00:00000	0.0	0.0	22.3	30.7	0	0.0	0.0	5.6	7.7
26-06-2018 0:15:00000	0.0	0.0	22.9	25.8	0	0.0	0.0	5.7	6.5
26-06-2018 0:30:00000	0.0	0.0	23.0	24.3	0	0.0	0.0	5.8	6.1
26-06-2018 0:45:00000	0.0	0.0	22.7	27.0	0	0.0	0.0	5.7	6.7
26-06-2018 1:00:00000	0.0	0.0	21.2	38.1	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 1:15:00000	0.0	0.0	21.1	39.3	0	0.0	0.0	5.3	9.8
26-06-2018 1:30:00000	0.0	0.0	21.3	38.2	0	0.0	0.0	5.3	9.6
26-06-2018 1:45:00000	0.0	0.0	21.4	37.5	0	0.0	0.0	5.3	9.4
26-06-2018 2:00:00000	0.0	0.0	21.3	38.2	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 2:15:00000	0.0	0.0	21.3	38.2	0	0.0	0.0	5.3	9.6
26-06-2018 2:30:00000	0.0	0.0	21.4	37.5	0	0.0	0.0	5.3	9.4
26-06-2018 2:45:00000	0.0	0.0	21.3	37.5	0	0.0	0.0	5.3	9.4
26-06-2018 3:00:00000	0.0	0.0	21.3	37.2	0	0.0	0.0	5.3	9.3
26-06-2018 3:15:00000	0.0	0.0	21.4	37.1	0	0.0	0.0	5.3	9.3
26-06-2018 3:30:00000	0.0	0.0	21.3	36.7	0	0.0	0.0	5.3	9.2
26-06-2018 3:45:00000	0.0	0.0	21.4	37.1	0	0.0	0.0	5.4	9.3
26-06-2018 4:00:00000	0.0	0.0	21.3	38.3	0	0.0	0.0	5.3	9.6
26-06-2018 4:15:00000	0.0	0.0	21.0	38.6	0	0.0	0.0	5.2	9.6
26-06-2018 4:30:00000	0.0	0.0	20.9	38.6	0	0.0	0.0	5.2	9.7
26-06-2018 4:45:00000	0.0	0.0	21.0	38.1	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 5:00:00000	0.0	0.0	21.2	37.9	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 5:15:00000	0.0	0.0	21.1	37.8	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 5:30:00000	0.0	0.0	21.1	37.7	0	0.0	0.0	5.3	9.4
26-06-2018 5:45:00000	0.0	0.0	21.1	37.9	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 6:00:00000	0.0	0.0	21.0	38.3	0	0.0	0.0	5.3	9.6
26-06-2018 6:15:00000	0.0	0.0	20.9	37.9	0	0.0	0.0	5.2	9.5
26-06-2018 6:30:00000	0.0	0.0	20.8	38.8	0	0.0	0.0	5.2	9.7
26-06-2018 6:45:00000	0.0	0.0	20.7	38.5	0	0.0	0.0	5.2	9.6
26-06-2018 7:00:00000	0.0	0.0	20.6	39.2	0	0.0	0.0	5.1	9.8
26-06-2018 7:15:00000	0.0	0.0	29.2	329.4	0	0.0	0.0	7.3	82.4
26-06-2018 7:30:00000	19.8	0.0	25.2	322.9	0	5.0	0.0	6.3	80.7
26-06-2018 7:45:00000	515.3	0.0	0.0	47.0	0	128.8	0.0	0.0	11.7
26-06-2018 8:00:00000	1875.8	1.2	0.0	16.4	0	468.9	0.3	0.0	4.1
26-06-2018 8:15:00000	3209.2	78.5	0.0	0.1	0	802.3	19.6	0.0	0.0
26-06-2018 8:30:00000	4239.9	187.7	0.0	0.0	0	1060.0	46.9	0.0	0.0
26-06-2018 8:45:00000	4436.1	206.2	0.0	0.0	0	1109.0	51.5	0.0	0.0
26-06-2018 9:00:00000	5039.6	285.9	0.0	0.0	0	1259.9	71.5	0.0	0.0
26-06-2018 9:15:00000	5353.3	340.0	0.0	0.0	0	1338.3	85.0	0.0	0.0
26-06-2018 9:30:00000	5000.5	291.7	0.0	0.0	0	1250.1	72.9	0.0	0.0
26-06-2018 9:45:00000	4569.0	222.5	0.0	0.0	0	1142.3	55.6	0.0	0.0
26-06-2018 10:00:00000	3890.5	180.5	3.3	5.2	0	972.6	45.1	0.8	1.3

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
26-06-2018 10:15:00000	3267.7	153.1	3.2	7.0	0	816.9	38.3	0.8	1.8
26-06-2018 10:30:00000	5190.7	299.7	0.0	0.0	0	1297.7	74.9	0.0	0.0
26-06-2018 10:45:00000	4660.3	228.1	0.0	0.0	0	1165.1	57.0	0.0	0.0
26-06-2018 11:00:00000	4762.8	243.4	0.0	0.0	0	1190.7	60.8	0.0	0.0
26-06-2018 11:15:00000	4801.4	249.1	0.0	0.0	0	1200.4	62.3	0.0	0.0
26-06-2018 11:30:00000	4463.5	206.9	0.0	0.0	0	1115.9	51.7	0.0	0.0
26-06-2018 11:45:00000	4419.7	205.9	0.0	0.0	0	1104.9	51.5	0.0	0.0
26-06-2018 12:00:00000	4722.6	240.5	0.0	0.0	0	1180.6	60.1	0.0	0.0
26-06-2018 12:15:00000	4992.7	278.3	0.0	0.0	0	1248.2	69.6	0.0	0.0
26-06-2018 12:30:00000	4627.1	232.0	0.0	0.0	0	1156.8	58.0	0.0	0.0
26-06-2018 12:45:00000	4942.6	268.1	0.0	0.0	0	1235.7	67.0	0.0	0.0
26-06-2018 13:00:00000	5071.6	281.8	0.0	0.0	0	1267.9	70.4	0.0	0.0
26-06-2018 13:15:00000	5010.2	270.4	0.0	0.0	0	1252.5	67.6	0.0	0.0
26-06-2018 13:30:00000	5061.4	277.2	0.0	0.0	0	1265.4	69.3	0.0	0.0
26-06-2018 13:45:00000	5080.1	276.5	0.0	0.0	0	1270.0	69.1	0.0	0.0
26-06-2018 14:00:00000	5116.3	284.7	0.0	0.0	0	1279.1	71.2	0.0	0.0
26-06-2018 14:15:00000	5095.2	287.7	0.0	0.0	0	1273.8	71.9	0.0	0.0
26-06-2018 14:30:00000	5104.4	289.4	0.0	0.0	0	1276.1	72.3	0.0	0.0
26-06-2018 14:45:00000	5171.9	287.1	0.0	0.0	0	1293.0	71.8	0.0	0.0
26-06-2018 15:00:00000	5065.6	281.3	0.0	0.0	0	1266.4	70.3	0.0	0.0
26-06-2018 15:15:00000	5113.9	286.8	0.0	0.0	0	1278.5	71.7	0.0	0.0
26-06-2018 15:30:00000	5174.4	290.6	0.0	0.0	0	1293.6	72.7	0.0	0.0
26-06-2018 15:45:00000	5195.8	290.5	0.0	0.0	0	1299.0	72.6	0.0	0.0
26-06-2018 16:00:00000	5195.8	295.8	0.0	0.0	0	1298.9	74.0	0.0	0.0
26-06-2018 16:15:00000	5087.3	281.4	0.0	0.0	0	1271.8	70.4	0.0	0.0
26-06-2018 16:30:00000	4993.4	264.1	0.0	0.0	0	1248.4	66.0	0.0	0.0
26-06-2018 16:45:00000	4014.9	158.2	0.0	0.0	0	1003.7	39.5	0.0	0.0
26-06-2018 17:00:00000	3822.7	133.6	0.0	0.0	0	955.7	33.4	0.0	0.0
26-06-2018 17:15:00000	3026.8	70.1	0.0	1.0	0	756.7	17.5	0.0	0.2
26-06-2018 17:30:00000	1939.6	7.8	0.0	6.3	0	484.9	2.0	0.0	1.6
26-06-2018 17:45:00000	833.5	0.0	0.0	36.7	0	208.4	0.0	0.0	9.2
26-06-2018 18:00:00000	60.2	0.0	7.6	53.1	0	15.1	0.0	1.9	13.3
26-06-2018 18:15:00000	0.0	0.0	33.2	321.9	0	0.0	0.0	8.3	80.5
26-06-2018 18:30:00000	0.0	0.0	29.1	280.9	0	0.0	0.0	7.3	70.2
26-06-2018 18:45:00000	0.0	0.0	20.2	44.0	0	0.0	0.0	5.0	11.0
26-06-2018 19:00:00000	0.0	0.0	19.9	44.9	0	0.0	0.0	5.0	11.2
26-06-2018 19:15:00000	0.0	0.0	21.1	38.3	0	0.0	0.0	5.3	9.6
26-06-2018 19:30:00000	0.0	0.0	21.6	35.9	0	0.0	0.0	5.4	9.0
26-06-2018 19:45:00000	0.0	0.0	21.5	35.5	0	0.0	0.0	5.4	8.9
26-06-2018 20:00:00000	0.0	0.0	22.0	33.0	0	0.0	0.0	5.5	8.3
26-06-2018 20:15:00000	0.0	0.0	21.7	35.1	0	0.0	0.0	5.4	8.8
26-06-2018 20:30:00000	0.0	0.0	21.4	37.1	0	0.0	0.0	5.3	9.3
26-06-2018 20:45:00000	0.0	0.0	21.3	37.8	0	0.0	0.0	5.3	9.5

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
26-06-2018 21:00:00000	0.0	0.0	21.2	37.9	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 21:15:00000	0.0	0.0	21.2	38.0	0	0.0	0.0	5.3	9.5
26-06-2018 21:30:00000	0.0	0.0	21.3	37.4	0	0.0	0.0	5.3	9.3
26-06-2018 21:45:00000	0.0	0.0	21.4	36.7	0	0.0	0.0	5.3	9.2
26-06-2018 22:00:00000	0.0	0.0	21.1	38.8	0	0.0	0.0	5.3	9.7
26-06-2018 22:15:00000	0.0	0.0	21.4	37.2	0	0.0	0.0	5.4	9.3
26-06-2018 22:30:00000	0.0	0.0	21.0	39.6	0	0.0	0.0	5.3	9.9
26-06-2018 22:45:00000	0.0	0.0	21.2	38.9	0	0.0	0.0	5.3	9.7
26-06-2018 23:00:00000	0.0	0.0	21.0	39.7	0	0.0	0.0	5.3	9.9
26-06-2018 23:15:00000	0.0	0.0	21.0	39.7	0	0.0	0.0	5.2	9.9
26-06-2018 23:30:00000	0.0	0.0	21.0	39.1	0	0.0	0.0	5.3	9.8
26-06-2018 23:45:00000	0.0	0.0	21.1	39.2	0	0.0	0.0	5.3	9.8