



**ESTUDIOS
ELECTRICOS**

Empresa
País
Proyecto
Descripción

Solek Services Chile SpA.
Chile
Parque Fotovoltaico Leyda
Informe de Potencia Máxima



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2024-186
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2025-0200
REVISIÓN A

17 feb.-25



Este documento **EE-EN-2025-0200-RA** fue preparado para Solek Services Chile SpA. por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Andrés Capalbo
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Claudio Celman
Sub-Gerente Dpto. Ensayos
claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani
Gerente Dpto. Ensayos
pablo.rifrani@estudios-electricos.com

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 34 páginas y ha sido guardado por última vez el 17/02/2025 por Nicolás Silva; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	17.02.2025	Para presentar	NS	CiC	AC

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	4
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor	5
	1.2 Medidores utilizados	5
	1.3 Nomenclatura Utilizada	6
2	ASPECTOS NORMATIVOS	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	11
	3.1 Diagrama unilineal.....	11
	3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos	14
	3.3 Datos de los inversores	16
	3.4 Datos de los transformadores de bloque	18
	3.5 Datos del transformador principal.....	19
	3.6 Datos de los Consumos de SSAA.....	20
4	DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA.....	22
	4.1 Ensayo de Potencia Máxima	23
	4.2 Resultados.....	25
	4.2.1 Potencia Bruta.....	25
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares.....	26
	4.2.3 Potencia de Perdidas en la Central.....	26
	4.2.4 Potencia Neta	28
	4.2.5 Resultados	28
5	CONCLUSIONES	29
6	ANEXOS	30
	6.1 Certificados de calibración de medidor de energía	30
	6.2 Registro de inversores	31



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Leyda de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores” y a lo recomendado en la Guía Técnica DCO: “Recomendaciones para la elaboración de los Informes de Determinación de Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el día 19 de diciembre de 2024.

El Parque Fotovoltaico Leyda, ubicado en la comuna de San Antonio, región de Valparaíso, se compone por doce (12) estaciones convertidoras marca SUNGROW modelo SG6250HV-MV-30 de 6.250/6.874 MVA (@50°C/45°C) de capacidad nominal, el cual contempla dentro de su estructura un transformador de bloque de 0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$) de tensión de operación nominal y de capacidad 6.874 MVA, totalizando una potencia activa instalada de 82.488 MW AC, no obstante, se designa 80 MW AC como potencia nominal de la planta en su punto de interconexión.

La red colectora se compone de una (2) sala Switchgear de 33 kV de tensión nominal que se compone de seis (6) circuitos colectores. En cuatro (4) circuitos colectores se conectan tres (3) estaciones convertidoras en cada uno. Un quinto colector se utiliza para la conexión de Servicios Auxiliares y la conexión del reactor Zigzag. El circuito restante queda de reserva.

Desde la barra principal de 33 kV del Switchgear principal, la potencia es evacuada mediante el devanado secundario del transformador elevador. El transformador elevador se ubica en la S/E Santo Domingo y cuenta con una relación de 33 kV / 110 ($\pm 11 \times 1.25\%$) y una capacidad nominal de 90/70 MVA (ONAF/ONAN).

El parque cuenta con un control conjunto de planta que permite al parque operar con los modos de control de potencia reactiva, factor de potencia, tensión y potencia activa.



1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Iñaki Cubillos	19 de diciembre de 2024

Tabla 1.1 – Personal participante

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	N° Serie
Adquisidor	Janitza	UMG512	5100/0731

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

El equipo presentado en la Tabla 1.2 se utilizó para registrar la **Potencia Neta** inyectada en el punto de interconexión. Su certificado de calibración se encuentra disponible en el Anexo 6.1.

Para el registro de **Potencia Bruta**, se cuenta con datos adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de aproximadamente 5.5 minutos para todas las mediciones.

En cuanto al registro de **Servicios Auxiliares**, no ha sido posible el registro de sus variables eléctricas. Sin embargo, el experto técnico ha tomado medición manual cada 10 minutos en toda la extensión del ensayo a fin de estimar su valor medio. Su valor es determinado en el capítulo 3.6.

El registro de **Temperatura ambiente e Irradiancia** fueron adquiridos desde una estación meteorológica presente en el parque y que cuenta con una tasa de muestreo de 1 hora para todas las variables.

1.3 Nomenclatura Utilizada

La Figura 1.1 muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

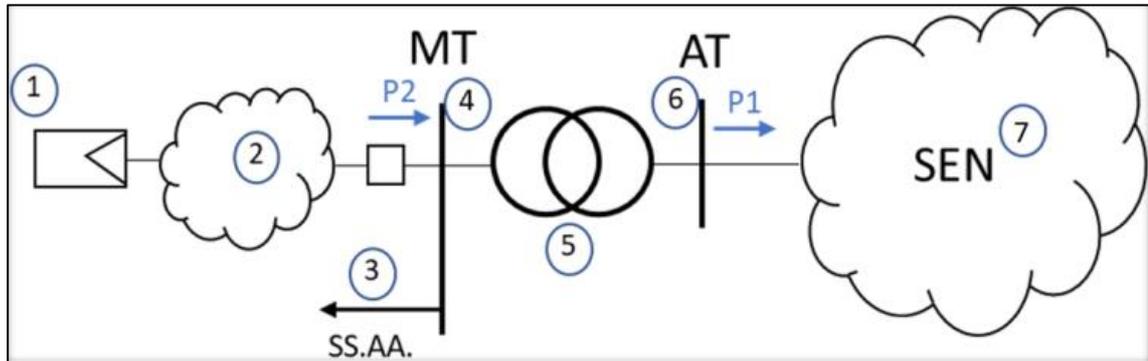


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 1. Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de Potencia Activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2. Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3. Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4. Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5. Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6. Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico. Se corresponde con el punto de Potencia Neta para efectos de la determinación de los parámetros operacionales.
- 7. Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
 - **P1:** Potencia inyectada por el parque fotovoltaico en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
 - **P2:** Potencia inyectada por el parque fotovoltaico en la barra de media tensión de su subestación de salida.



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.

La “Guía Técnica DCO N°01-2024: Recomendaciones para la elaboración de los informes de Determinación de los Parámetros Operacionales de Unidades Generadoras Renovables no Convencionales y Sistemas de Almacenamiento de Energía” indica directrices y sugerencias para dar completitud a los ensayos e informes de las pruebas de Potencia Máxima. En el caso particular del parque fotovoltaico se destacan los capítulos 7.1 y 7.2 mostrados a continuación.

CONSIDERACIONES GENERALES

- a) Los valores de PM_{áx} deben ser establecidos mediante pruebas efectivas en terreno toda su instalación en operación.
- b) Los ensayos deben ser realizados con todas las unidades de generación (inversores y/o aerogeneradores) en servicio al mismo tiempo. No es aceptable como parámetro de la instalación, la multiplicación del número de aerogeneradores, paneles y/o inversores por su potencia nominal. En caso que el recurso primario no permita tener al momento de la prueba a todas las unidades generando se procederá a complementar los datos de mediciones en base a lo indicado en literal d).
- c) En el caso de Centrales HP, la prueba debe realizarse en cada de las unidades por separado y adicionalmente con todas las unidades en servicio, generando de manera conjunta.
- d) En caso que el recurso primario durante la prueba no sea suficiente para alcanzar el valor de potencia máxima de diseño, se deberán adjuntar respaldos de operaciones previas de la planta, o durante el proceso de Puesta en Servicio en el caso de proyectos, que muestren que las unidades pueden llegar a su potencia máxima. No obstante, estos registros de operaciones previas, en ningún caso reemplazarán la ejecución de la prueba de Potencia Máxima. La realización de la prueba es obligatoria, tal como consigna el Artículo 6 del Anexo Técnico “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras” de la NTSyCS.



- e) Los parámetros de Potencia Máxima Bruta, Potencia Máxima Neta, SS.AA. y pérdidas deben ser considerados según lo descrito en el Anexo 1 del presente documento.
- f) Considerando lo planteado en el punto previo, la Potencia Máxima Neta, corresponderá a la potencia activa en el lado de alta tensión del transformador elevador de la central y/o sistema de almacenamiento. Sin perjuicio de lo anterior, en casos particulares en que el diseño de la instalación impida realizar la medida en el punto antes mencionado, el experto técnico podrá determinar la realización de la medida en el lado de baja tensión del transformador elevador, extrapolando el resultado al lado de alta tensión considerando las pérdidas respectivas. El informe deberá contener la descripción detallada de la particularidad de la instalación y los supuestos realizados para la extrapolación.
- g) Los consumos de SS.AA. deben ser medidos. Sólo en condiciones donde no sea factible su medición, podrán ser estimados y debidamente justificados en base a supuestos razonables, los que deberán ser respaldados y validados por el Coordinador. Se deberán entregar todos los detalles de la condición que no permite realizar la medida de los consumos de los SS.AA.
- h) Los valores de Potencia Máxima Bruta y/o Potencia Máxima Neta deben ser obtenidos mediante pruebas efectivas en terreno y no mediante simulaciones, siendo medidos al mismo tiempo. Se podrán utilizar mediciones del PPC de la planta si es que estas cumplen con la clase de precisión especificada en el artículo 31 del Anexo Técnico "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" entregando los antecedentes de respaldo en el informe.
- i) En el caso de PFV y PE, la prueba de PM_{max} se debe desarrollar por un periodo de 5 horas, pudiendo ser menos en el caso en el que el recurso primario no es suficiente lo que deberá quedar explícitamente consignado en el informe. Para la determinación de la potencia máxima de la unidad, para dicho periodo de 5 horas, se considerarán los datos de potencia bruta y neta medidos en un intervalo de 15 minutos continuos, considerando aquel intervalo de 15 minutos que haya registrado la mayor potencia máxima promedio.
- j) El informe deberá contener una tabla con los datos y registros gráficos de potencia activa, irradiancia y temperatura para centrales PFV y velocidad del viento para centrales PE, de las 24 horas del día de la prueba. El informe debe describir como las condiciones meteorológicas afectan la generación de cada unidad. Con esta información se validarán los datos utilizados en el literal previo.
- k) Adicionalmente, se deberá entregar una tabla con los datos de potencia bruta para cada uno de los inversores (PFV) y cada uno de los aerogeneradores (PE) que componen la central, en los 15 minutos considerado para la prueba.
- l) El Informe de Potencia Máxima podrá actualizarse una vez al año, a efectos de reconocer los cambios que puedan producirse en el recurso natural conforme a registros históricos⁴.
- m) La actualización mencionada en el literal previo, deberá solicitarse al Coordinador por carta, especificando los motivos de dicha actualización



- n)** Considerando que los sistemas de almacenamiento cuentan con capacidad de regulación, en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía o de componentes de almacenamiento de Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, la prueba de PM_{áx} deberá realizarse considerando la máxima potencia que la instalación puede sostener de forma continua por la cantidad de horas declaradas de Duración del Almacenamiento. Se deberán considerar los datos de potencia bruta y neta bajo una operación estable y dentro de las Horas de Almacenamiento.
- o)** En el caso de centrales renovables con capacidad de almacenamiento, el valor de Potencia Máxima del conjunto será determinado en base a las mediciones individuales de la central y de su respectivo almacenamiento, considerando la capacidad de inyección del conjunto. En el caso que ambas componentes puedan generar de manera simultánea, la potencia máxima deberá medirse por el número de horas declaradas de duración del almacenamiento, considerando para la determinación de la potencia máxima, los mejores 15 minutos continuos de Generación del PE o PFV y la potencia que el almacenamiento puede sostener de forma continua por la cantidad de horas declaradas como Duración del Almacenamiento.
- p)** Cabe destacar que, si el tiempo de descarga declarado para el sistema de almacenamiento es menor a 5 horas la prueba durará lo que permita el tiempo de carga y descarga a Potencia Máxima. En caso de que el tiempo de carga sea mayor a 5 horas la prueba durará 5 horas, en el cual se deberá comprobar una operación estable en proceso de carga y descarga. En ambos casos se deberá adjuntar la información de respaldo que acredite el tiempo de carga y descarga del sistema de almacenamiento a Potencia Máxima.

CENTRALES PFV

En el caso de los ensayos realizados a centrales fotovoltaicas, estos deben ser realizados en el horario con las mejores condiciones de irradiancia y temperatura del sitio, que permitan llegar a niveles de potencia lo más cercana a las nominales. En caso de que las condiciones ambientales y/o estacionales no permitan alcanzar sus valores de potencia nominal, se aceptará realizar la corrección por irradiancia y temperatura, incorporando los respaldos necesarios (datasheet panel, inversor e irradiancia y temperatura del sector), utilizando para ello la metodología indicada en el Anexo 2.

El objetivo de estas correcciones es obtener un parámetro que sea representativo de manera independiente a las condiciones particulares de la prueba. Específicamente:

- a)** El informe debe contener los resultados de la potencia obtenida en el transcurso de las 5 horas del ensayo, acompañando los datos irradiancia y temperatura según corresponda. Deberá priorizar el realizar la prueba en el mejor periodo del día considerando la ubicación geográfica del parque y la estacionalidad.
- b)** El valor de la irradiancia a usar para la corrección deberá ser el mismo de la hora de realización de los ensayos, estando estos respaldados mediante registros históricos del sitio del proyecto. No será válida la



corrección si se emplean valores de irradiancia de un bloque horario distinto al de la prueba. Por ejemplo, si la prueba se llevó a cabo entre las 11:30 y las 16:30, los datos históricos serán del mismo periodo horario. Esto tiene como objetivo garantizar que las pruebas se realicen en las mejores condiciones posibles.

- c)** La corrección por temperatura debe efectuarse con el valor de temperatura del mismo bloque horario utilizado para la realización de la corrección por irradiancia, es decir del bloque horario en el que se realizaron las pruebas.
- d)** El Anexo 2, especifica los cálculos a incorporar en el informe para respaldar la corrección por irradiancia y temperatura y los bloques horarios representativos a considerar (horas donde el recurso solar está disponible).
- e)** El informe debe contener los elementos probatorios que justifiquen los valores considerados en la metodología de corrección por temperatura e irradiancia, considerando el conjunto datos históricos de los tres mejores meses consecutivos. Los datos deben ser incorporados en un archivo en formato Excel.
- f)** En el caso de correcciones por irradiancia en centrales que cuenten con registros históricos de operación, el informe técnico debe contener en sus Anexos los registros de operación donde se alcance la potencia máxima corregida.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Leyda, ubicado en la comuna de San Antonio, región de Valparaíso, se compone por doce (12) estaciones convertidoras marca SUNGROW modelo SG6250HV-MV-30 de 6.250/6.874 MVA (@50°C/45°C) de capacidad nominal, el cual contempla dentro de su estructura un transformador de bloque de 0.6 kV / 0.6 kV / 33 kV ($\pm 2 \times 2.5\%$) de tensión de operación nominal y de capacidad 6.874 MVA, totalizando una potencia activa instalada de 82.488 MW AC, no obstante, se designa 80 MW AC como potencia nominal de la planta en su punto de interconexión.

La red colectora se compone de una (2) sala Switchgear de 33 kV de tensión nominal que se compone de seis (6) circuitos colectores. En cuatro (4) circuitos colectores se conectan tres (3) estaciones convertidoras en cada uno. Un quinto colector se utiliza para la conexión de Servicios Auxiliares y la conexión del reactor Zigzag. El circuito restante queda de reserva.

Desde la barra principal de 33 kV del Switchgear principal, la potencia es evacuada mediante el devanado secundario del transformador elevador. El transformador elevador se ubica en la S/E Santo Domingo y cuenta con una relación de 33 kV / 110 ($\pm 11 \times 1.25\%$) y una capacidad nominal de 90/70 MVA (ONAF/ONAN).

El parque cuenta con un control conjunto de planta que permite al parque operar con los modos de control de potencia reactiva, factor de potencia, tensión y potencia activa.

3.1 Diagrama unilineal

En la Figura 3.1 y Figura 3.2 se presenta el diagrama unifilar general del Parque Fotovoltaico Leyda. En el recuadro **rojo** se remarca los TP y en **azul** los TC utilizados para la medición de las señales en el punto de interconexión (Potencia Neta). Por otra parte, se declara que la Potencia Bruta es registrada por el sistema SCADA y concebida como la suma de la potencia individual de cada inversor en el lado de baja tensión.

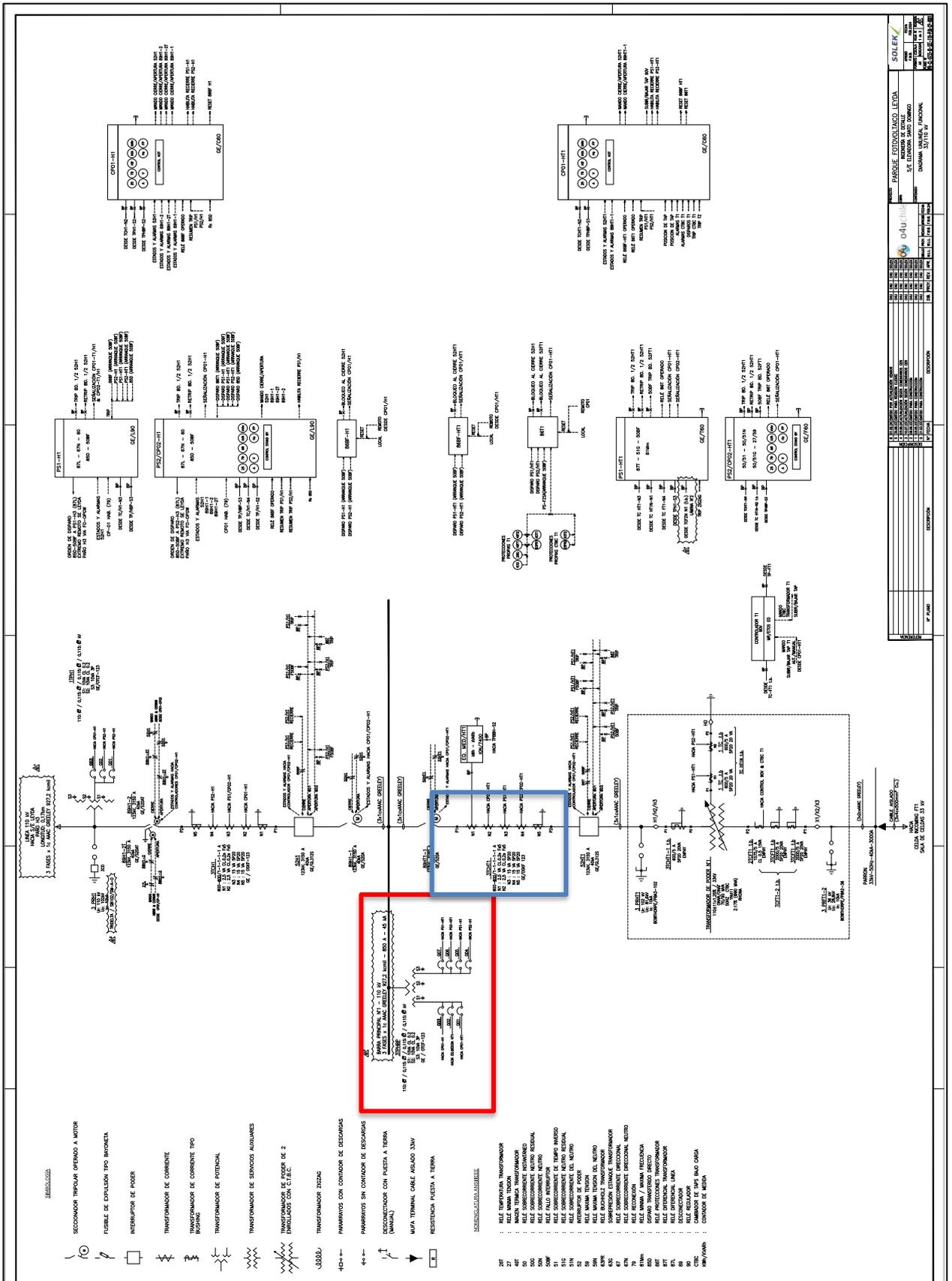


Figura 3.1 – Diagrama unilineal de Subestación Parque Fotovoltaico Leyda



3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles del Parque Fotovoltaico Leyda son paneles marca Jinko Solar modelos JKM620N-78HL4-BDV. El Parque Fotovoltaico Leyda posee una capacidad DC de 95,232 MW DC, a través de sus 153.600 módulos, con una cantidad de 6.144 Strings de 25 módulos cada uno. Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

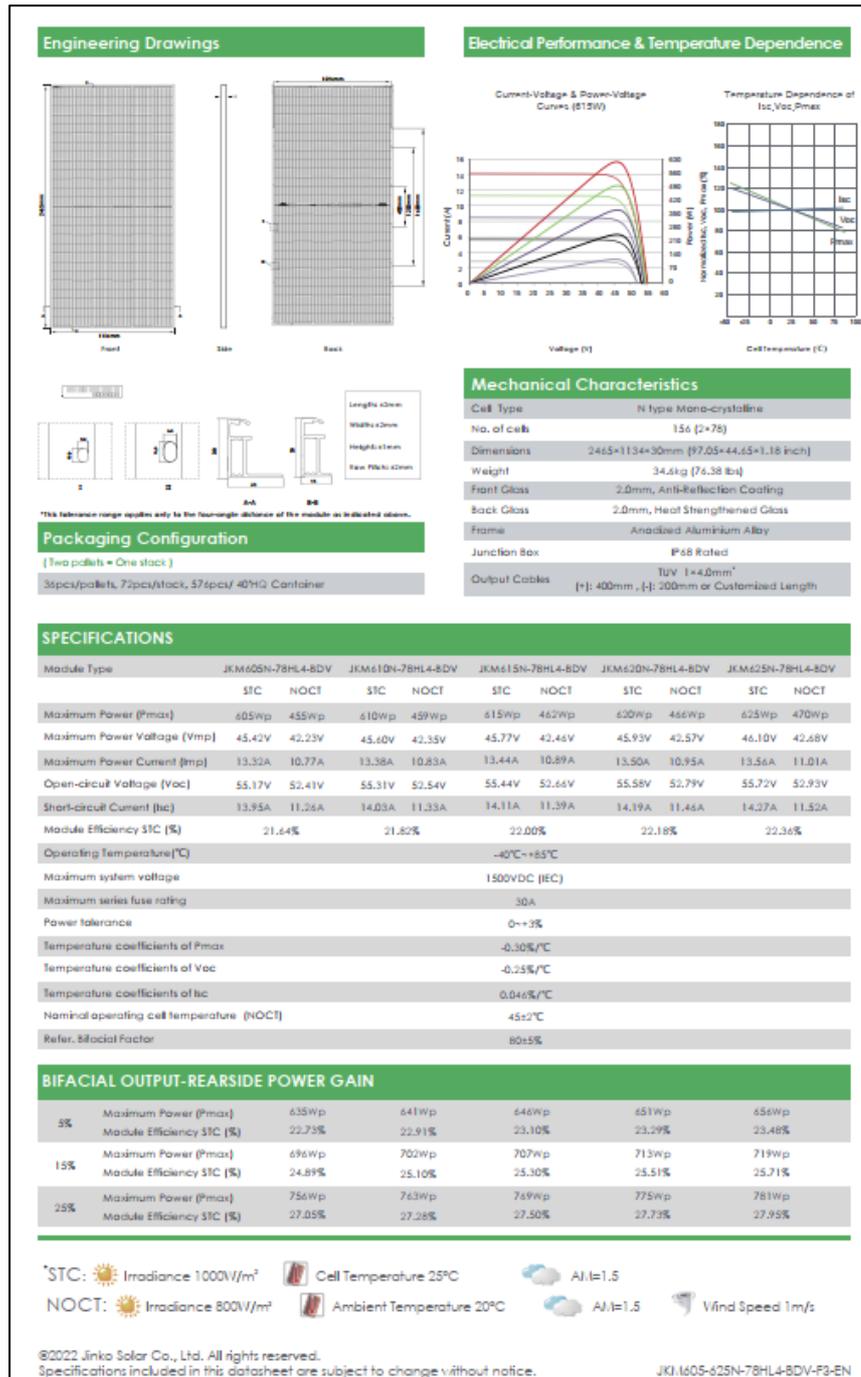


Figura 3.3 – Hoja de datos de paneles fotovoltaicos



En la Tabla 3.1 se describe la distribución de paneles en el parque según su potencia nominal en cada centro de transformación.

Centro de Transformación	Módulo Jinko Solar	Strings	Cantidad módulos	Potencia DC [kW]
CIS1	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS2	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS3	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS4	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS5	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS6	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS7	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS8	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS9	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS10	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS11	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
CIS12	620 Wp	512 (x25 módulos)	12.800	7.936,0
	Total	6.144 (x25 módulos)	153.600	95.232

Tabla 3.1 – Distribución de paneles fotovoltaicos



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Leyda cuenta con 12 estaciones marca SUNGROW modelo SG6250HV-MV-30 de 6.250/6.874 MVA (@50°C/45°C) de potencia aparente nominal, constituido a su vez por dos (2) inversores SUNGROW modelo SG3125HV-MV y un transformador de bloque. Las principales características de la estación se presentan en la Figura 3.4.

SUNGROW Clean power for all		
Type designation	SG6250HV-MV	SG6800HV-MV
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	4	
No. of DC inputs	32 / 36 / 44 / 48 / 56 (Max. 48 for floating system)	
Max. PV input current	2 * 3997 A	
Max. DC short-circuit current	2 * 10000 A	
PV array configuration	Negative grounding or floating	
Output (AC)		
AC output power	2 * 3125 kVA @ 50 °C, 2 * 3437 kVA @ 45 °C	2 * 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	2 * 3308 A	
AC voltage range	20 kV – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Inverter max. efficiency	99.0%	
Inverter European efficiency	98.7%	
Transformer		
Transformer rated power	6250 kVA	6874 kVA
Transformer max. power	6874 kVA	
LV / MV voltage	0.6 kV / 0.6 kV / (20 – 35)kV	
Transformer vector	Dy11y11	
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)	
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection & Function		
DC input protection	Load break switch + fuse	
Inverter output protection	Circuit breaker	
AC MV output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	12192*2896*2438 mm	
Weight	29 T	
Degree of protection	Inverter: IP55 (optional: IP65) / Others: IP54	
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 3.4 – Hoja de datos de estación inversora



Como se indicó anteriormente, cada una de las 12 estaciones inversoras cuenta con dos inversores SUNGROW SG3125HV-MV. La Figura 3.5 muestra que el máximo consumo de potencia en operación de ellos es de 5.236 kW en máxima carga.

SUNGROW		Clean power for all		
1.Introduction				
This document gives a brief introduction of the devices self-consumption of SG3125HV-30 , SG3400HV-30 and SG2500HV-30.				
This document is intended to be used by the specific addressees. No part of this document may be reproduced or distributed in any form or by any means without the prior written permission of Sungrow Power Supply Co., Ltd.				
2.Devices self-consumption list				
SG3125HV-30,SG3400HV-30,SG2500HV-30		Max self-consumption-in-operation (W)	Standby Consumption (W)	Q at night (kW)
Inverters	Control-power-consumption	361	120	Max. 31.1 (when reactive power output: 2062kVar)
	Fans consumption@ full power(IP65 version)	4875		
Max. in total		5236	120	

Figura 3.5 – Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.6.

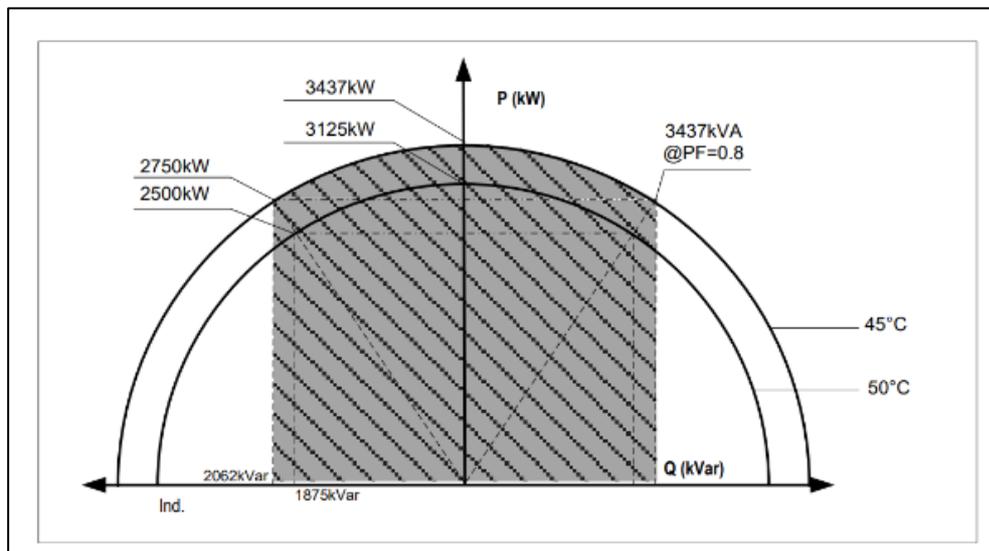


Figura 3.6 – Curva de capacidad de los inversores



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Leyda cuenta con 12 transformadores de bloque de tres devanados que permiten la interconexión de dos inversores. Su relación de transformación es de 0.6 / 0.6/ 33 kV y de 6.250 MVA de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	6.250 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV1	0.6 kV
Tensión nominal lado LV2	0.6 kV
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia HV-LV1+LV2	7%
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque



3.5 Datos del transformador principal

El Parque Fotovoltaico Leyda cuenta con 1 transformador principal de dos devanados que permiten la interconexión del parque con el SI. Su relación de transformación es de 33 / 110 kV y de 70/90 MVA (ONAN/ONAF) de capacidad nominal.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 3.2.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	70/90 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	110 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia	13.91%
Pérdidas en carga	240.2 kW
Pérdidas en vacío	34.5 kW
Posiciones de TAP	$\pm 11 \times 1.25 \%$

Tabla 3.3 – Datos del transformador principal



3.6 Datos de los Consumos de SSAA

Los consumos de servicios auxiliares (SSAA) del Parque Fotovoltaico Leyda se monitorearon durante la ejecución de las pruebas. Para ello, el experto técnico en sitio realizó un registro manual, cada 10 minutos del ensayo (Tabla 3.4), de lo visto en el medidor de SSAA (Figura 3.7) del parque lo que da como media durante la prueba 12,73 kW.



Figura 3.7 – Medidor de Consumo SSAA esenciales Parque Fotovoltaico Leyda

Hora	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]
12:20	13.68	10.25
12:30	13.56	10.20
12:40	12.60	10.15
12:50	13.50	10.57
13:00	13.54	10.38
13:10	12.60	10.11
13:20	13.29	10.25
13:30	13.90	10.38



13:40	13.70	10.38
13:50	13.50	10.37
14:00	13.32	10.34
14:10	14.02	10.39
14:20	13.36	10.47
14:30	11.79	10.21
14:40	13.08	10.42
14:50	12.77	10.40
15:00	13.50	10.49
15:10	13.20	10.55
15:20	13.51	10.41
15:30	13.38	10.45
15:40	12.03	10.50
15:50	12.82	10.52
16:00	11.88	10.62
16:10	12.27	10.73
16:20	12.16	10.62
16:30	12.48	10.74
16:40	10.91	10.32
16:50	12.27	10.76
17:00	11.00	10.20
17:10	12.24	10.73
17:20	9.61	9.91
17:30	11.77	10.77

Tabla 3.4 – Consumo SSAA durante ensayo de Potencia Máxima



4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Fotovoltaico Leyda se cuenta con la medición de la potencia generada por los inversores por medio del sistema de adquisición de datos del PPC y de la Potencia Neta registrada en el POI.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	Consumos propios [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
Parque Fotovoltaico Leyda	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la sumatoria de potencia bruta medida directamente en bornes de las unidades de generación con sus consumos propios.
- (2) **Potencia de SS. AA:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central.
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la S/E Santo Domingo 110 kV (POI).



4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 19 de diciembre de 2024 se realizó el ensayo de Potencia Máxima con la totalidad de los inversores y elementos de red del Parque Fotovoltaico Leyda en servicio.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia neta medida (P_{Neta}) durante las 5 horas de la prueba. Se destaca con la línea segmentada roja la ventana móvil de 15 minutos en que se obtiene el máximo valor medio de potencia activa.

En la Figura 4.2 se muestra la potencia sumada medida de todos los inversores (P_{INV}) y el período de 15 minutos correspondiente a la máxima generación alcanzada.

En la Figura 4.3 se muestra el registro de temperatura ambiente y de irradiancia perpendicular a los paneles durante el período de prueba ($I_{r_{med}}$).

Finalmente, en la Figura 4.4 se muestra el registro de irradiancia del día completo del ensayo de Potencia Máxima, enmarcando el período de prueba efectiva. Es importante mencionar que los ensayos se realizaron en condiciones de máxima irradiancia por lo que no será necesario aplicar corrección de parámetros para condiciones de sitio.

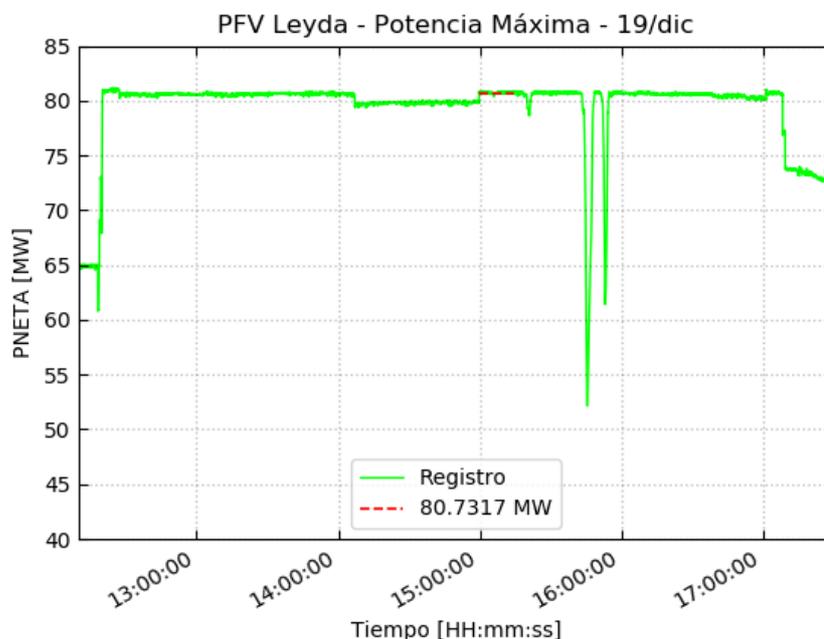


Figura 4.1 – Ensayo de Potencia Máxima – Potencia neta

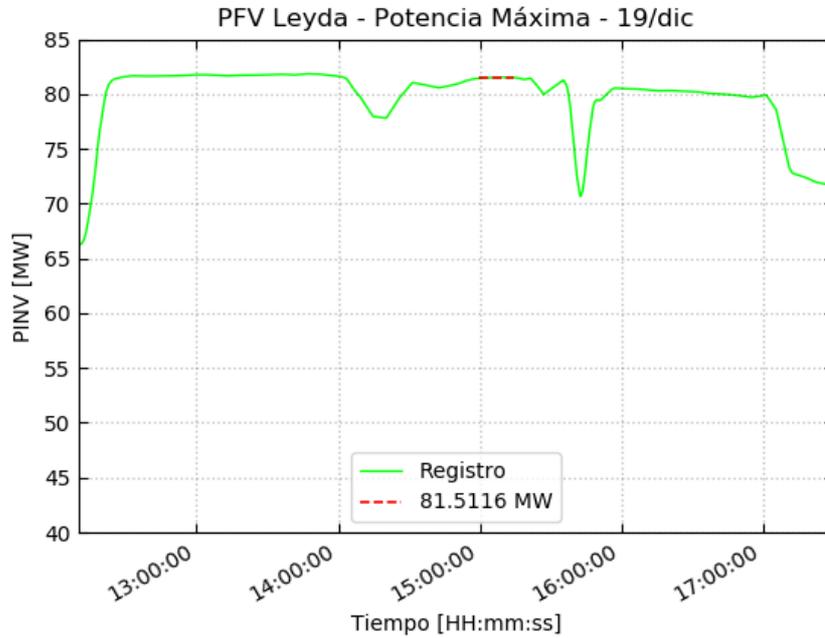


Figura 4.2 – Ensayo de Potencia Máxima – Potencia de inversores

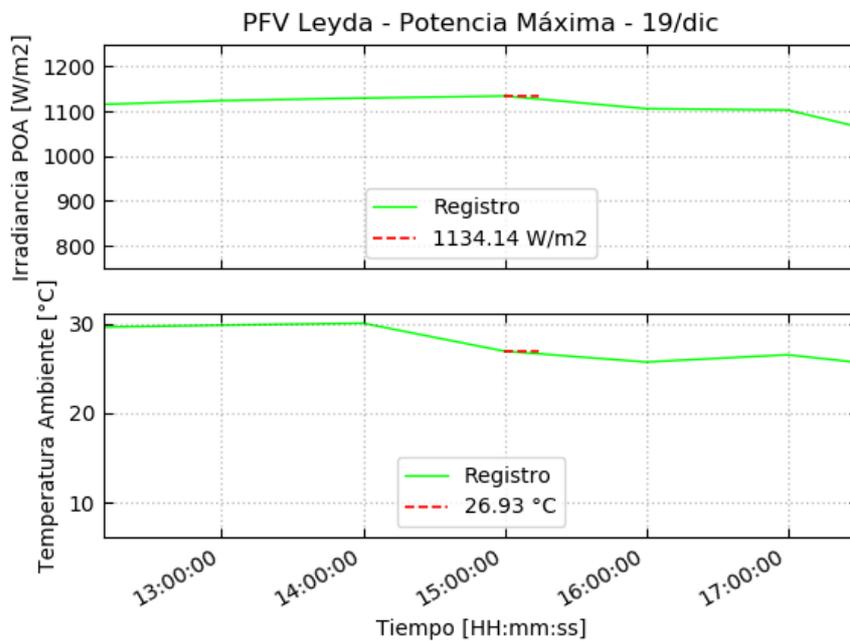


Figura 4.3 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia POA y Temperatura ambiente

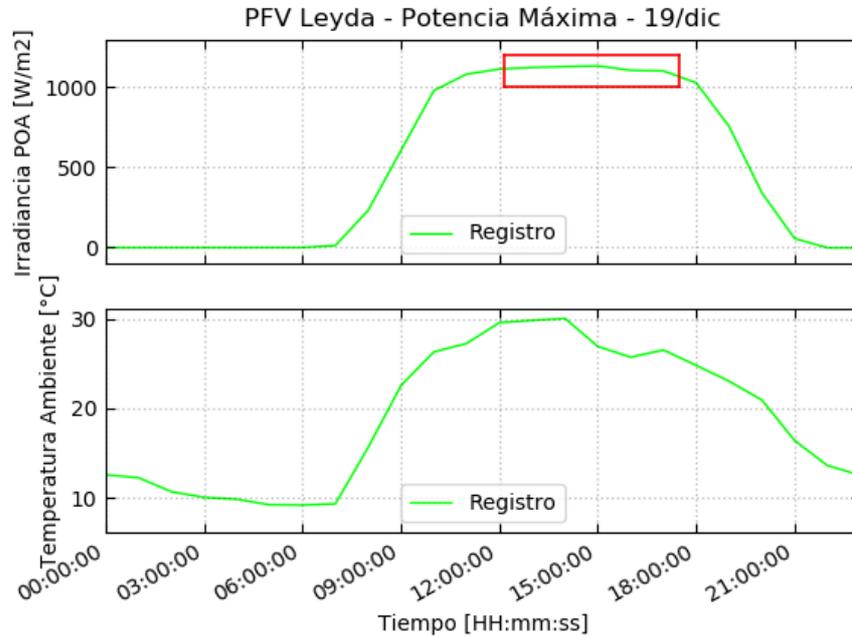


Figura 4.4 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia y temperatura día completo

4.2 Resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el periodo de medición, los cuales se han presentado en las Figura 4.1 a Figura 4.4.

4.2.1 Potencia Bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.2 , se realiza en bornes de los equipos y ya se encuentran descontados los consumos propios de los inversores. Estos consumos se estiman en 5.236 kW según se observa en la Figura 3.5. El valor de **Potencia Bruta** (P_{Bruta}) se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{Bruta} = P_{INV} + N^{\circ} INV \times Consumos\ propios$$

$$P_{Bruta} = 81.5116\ MW + 24 \times 5.236\ kW = 81.6373\ MW$$



4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio) más los consumos de SSAA expuestos en la Sección 3.6 y que entregan una media de 12.73 kW durante las 5 horas del ensayo.

Según se observa en la Figura 3.5, el consumo interno de cada inversor se estima en 5.236 kW.

En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares**.

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times Consumos Propios + P_{Consumo,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 24 \times 5.236 \text{ kW} + 12.73 \text{ kW} = 0.1384 \text{ MW}$$

4.2.3 Potencia de Perdidas en la Central

La **Potencia de Perdidas en la Central** ($P_{perd,central}$) corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central y en la red de media tensión que considera los transformadores de bloque y circuitos colectores de la planta.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de las Perdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia bruta abastecida por cada uno de los inversores del parque (P_{INV} ver Figura 4.2) y la Potencia Neta Medida (P_{Neta} ver Figura 4.1). Además, se debe considerar el valor de potencia de los servicios auxiliares, registrados en 12.73 kW.

La expresión para el cálculo de Potencia de Pérdidas en la Central se presenta a continuación.

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{Consumo,SSAA} - P_{Neta}$$

$$P_{perd,central} = 81.5116 \text{ MW} - 0.01273 \text{ MW} - 80.7317 \text{ MW} = 0.7672 \text{ MW}$$

El valor de potencia de pérdidas de la central debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal}}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{perd,redMT}$)



La potencia de pérdidas del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal}}$) considera las pérdidas en vacío ($P_{perd,TR_{ppal},vacío}$) y en carga ($P_{perd,TR_{ppal},carga}$) del equipo. Las pérdidas en carga se determinan a partir del valor de potencia inyectada del equipo. Las pérdidas en carga del transformador principal se calculan según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = P_{perd,TR_{ppal},carga,nominal} \times \left(\frac{P_{INV}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$

$$P_{perd,TR_{ppal},carga} = 240.2 \text{ kW} \times \left(\frac{81.5116 \text{ MW}}{90.0 \text{ MVA}} \right)^2 = 197.0275 \text{ kW}$$

Las pérdidas en vacío del transformador principal ($P_{perd,TR_{ppal},vacío}$) se presentan directamente en la Tabla 3.3.

$$P_{perd,TR_{ppal},vacío} = 34.5 \text{ kW}$$

Por tanto, las pérdidas del transformador principal quedan determinadas según la siguiente expresión.

$$P_{perd,TR_{ppal}} = P_{perd,TR_{ppal},vacío} + P_{perd,TR_{ppal},carga}$$

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 34.5 \text{ kW} + 197.0275 \text{ kW} = 231.5275 \text{ kW}$$

$$P_{perd,TR_{ppal}} = 0.2315 \text{ MW}$$

En tanto, el valor de potencia de pérdidas en la red colectora de media tensión se determinan considerando la diferencia de la potencia de pérdidas en la central y la determinada para el transformador principal. Se presenta el cálculo según la siguiente expresión.

$$P_{perd,MT} = P_{perd,central} - P_{perd,TR_{ppal}}$$

$$P_{perd,MT} = 0.7672 \text{ MW} - 0.2315 \text{ MW} = 0.5357 \text{ MW}$$



4.2.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta Ensayada** registrada del Parque Fotovoltaico Leyda se obtuvo a partir de la medida en la barra de 110 kV de la S/E Santo Domingo (POI) y el cálculo del mayor valor medio en una ventana de 15 minutos dentro del período total de pruebas. Este valor se encuentra en la Figura 4.1.

$$P_{Neta} = 80.7317 \text{ MW}$$

4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Leyda considerando el parque completamente operativo.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Leyda	81.6373	0.1384	0.7672	80.7317

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Leyda – Resumen de Cálculos

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima** está dentro de lo esperado en base a los registros de potencia disponibles de los inversores.



5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Leyda.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta máxima de 81.6373 MW resultando en una inyección de 80.7317 MW en el POI, correspondiente a S/E Santo Domingo 110 kV.

La Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PFV Leyda	81.6373	0.1384	0.7672	80.7317

Tabla 5.1 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Leyda

El valor de '**Pérdidas en la central**' se desglosa en 0.2315 MW de pérdidas en el transformador principal y 0.5357 MW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Certificados de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN			
 ESTUDIOS ELECTRICOS			
Estudios Eléctricos declara que el instrumento: Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.			
Instrumento	Número de Serie:	Última Calibración	
JANITZA UMG512 Pro	4201-5361	11/4/2024	
Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:			
Instrumento Patrón	Número de Serie:	Ultima calibración	Proxima calibración
VALIJA OKICRON 256-6	HH594R	4/3/2024	4/3/2025
Fecha de evaluación: 11/4/2024 Certificado número: EE-CI-2024-0410		Nombre Inspector: Leiss, Jorge Firma: 	
Power System Studies & Power Plant Field Testing and Electrical Commissioning			



6.2 Registro de inversores

En la presente sección se muestra el registro de cada inversor para la prueba de Potencia Máxima

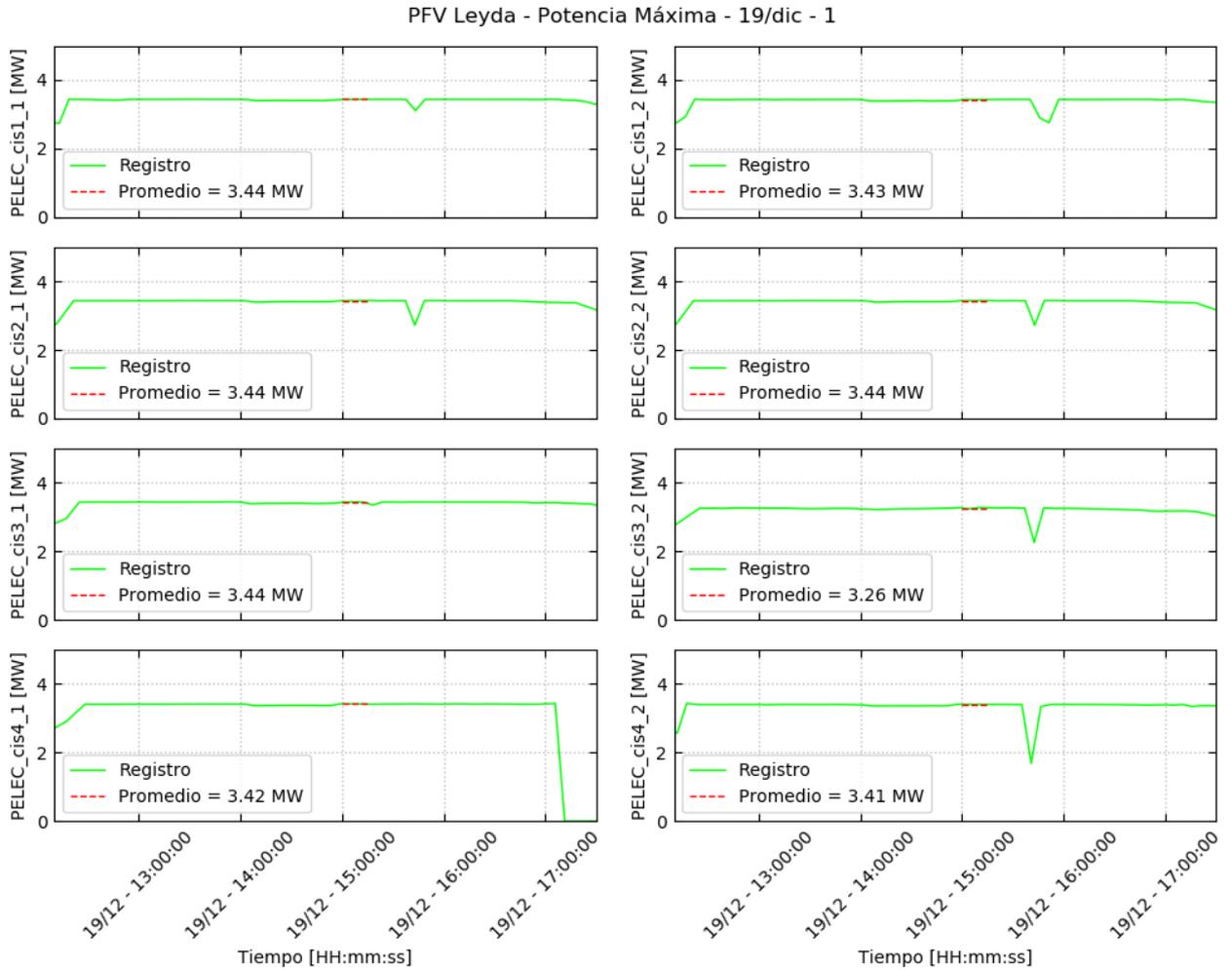


Figura 6.1 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 1 de 3)



PFV Leyda - Potencia Máxima - 19/dic - 2

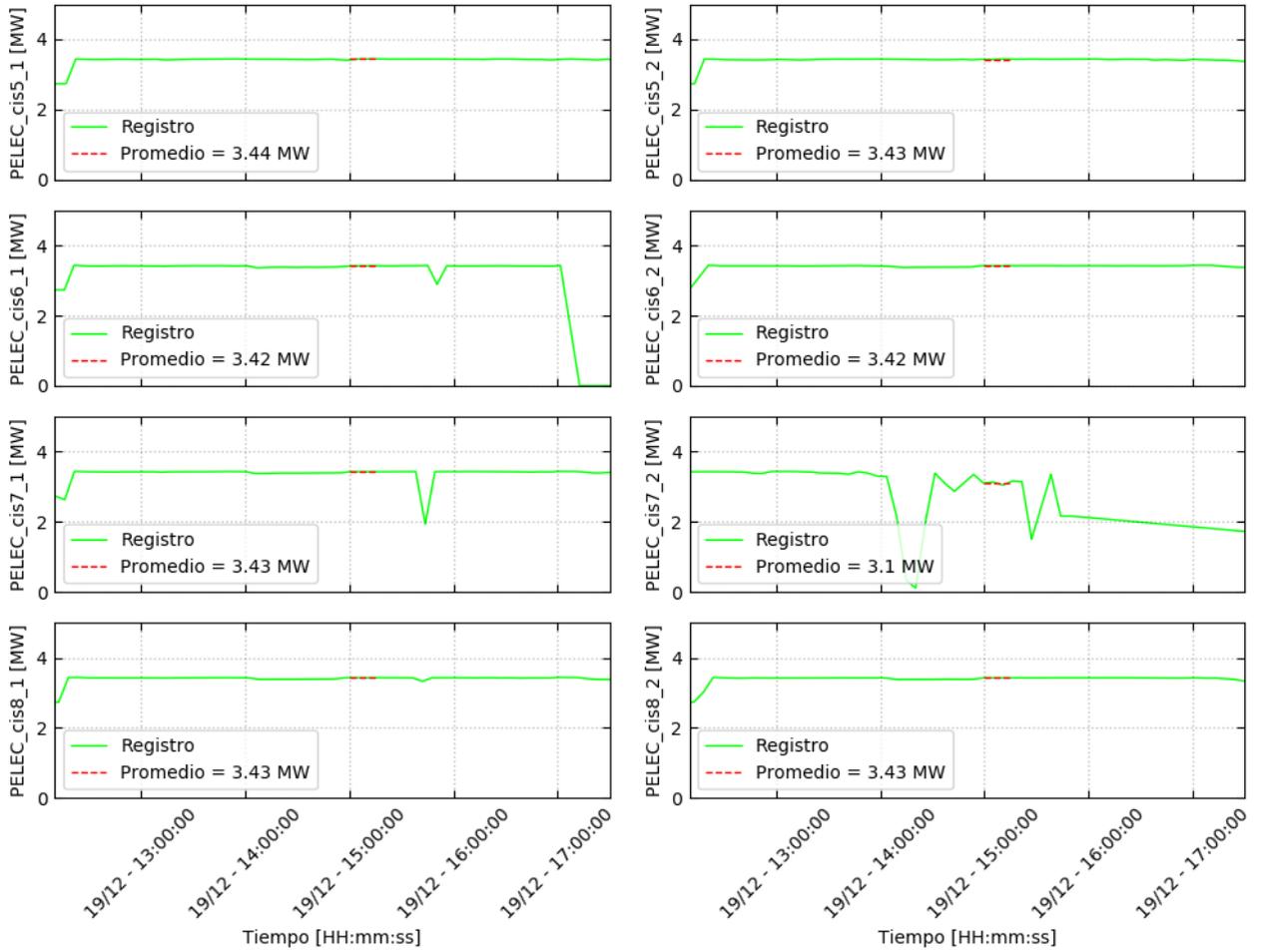


Figura 6.2 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 2 de 3)



PFV Leyda - Potencia Máxima - 19/dic - 3

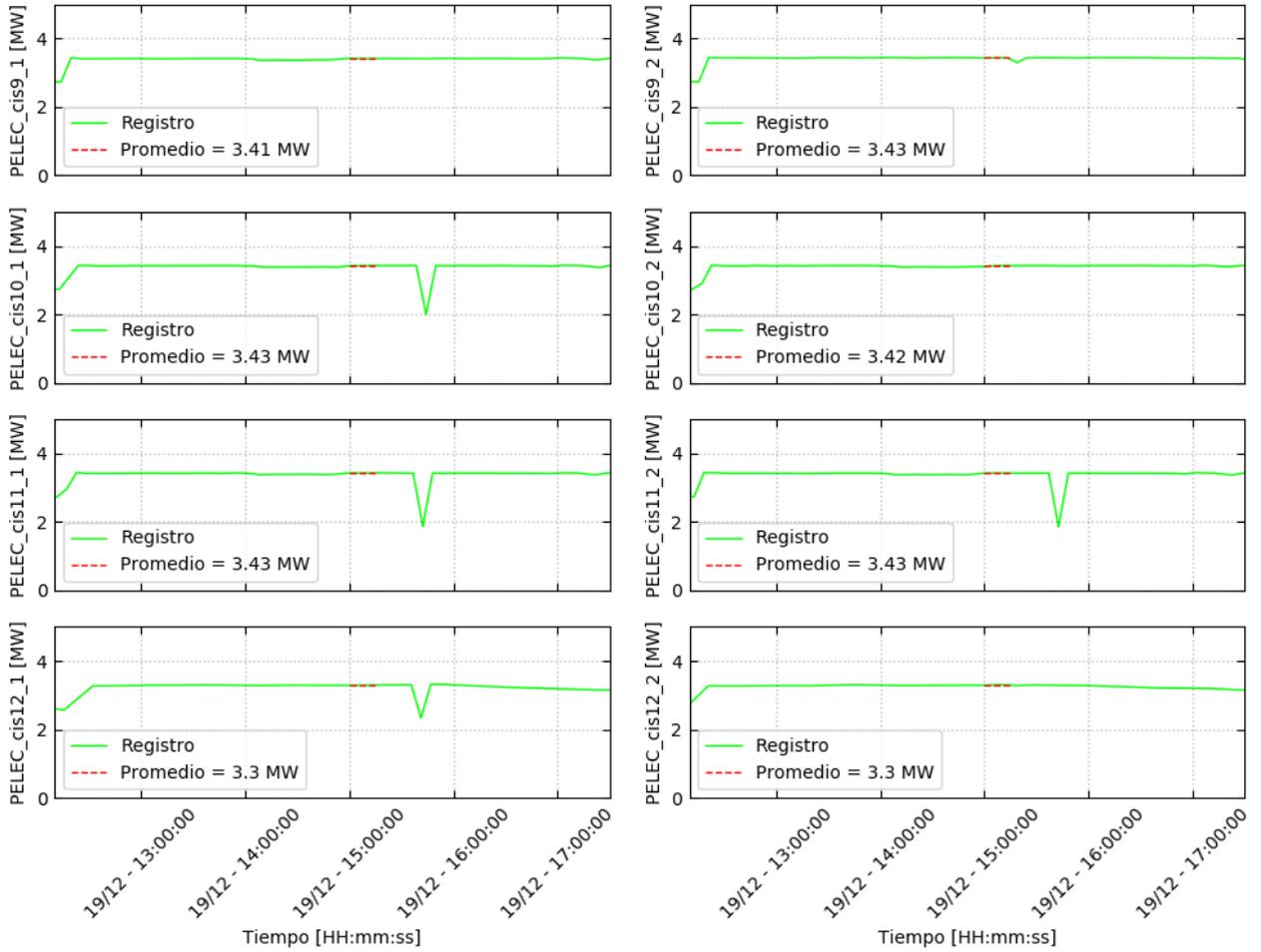


Figura 6.3 – Registro por inversores PMAX – Planta completa (parte 3 de 3)



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.