



**ESTUDIOS
ELECTRICOS**

Empresa
País
Proyecto
Descripción

Solek Services Chile SpA.
Chile
Parque Fotovoltaico Leyda
Informe de Mínimo Técnico



CÓDIGO DE PROYECTO EE-2024-186
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2025-0211
REVISIÓN B

28 feb. 25



Este documento **EE-EN-2025-0211-RB** 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 27 páginas y ha sido guardado por última vez el 28/02/2025 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
B	28.02.2025	Corrige observación del CEN	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
	2.1 Centrales renovables no convencionales sin capacidad de regulación	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	9
	3.1 Diagrama unilineal.....	9
	3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos	12
	3.3 Datos de los inversores	14
	3.4 Datos de los transformadores de bloque	16
	3.5 Datos del transformador principal.....	17
	3.6 Datos de los Consumos de SSAA.....	18
4	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO	19
	4.1 Ensayo de Mínimo Técnico	20
	4.1.1 Potencia Bruta	22
	4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares.....	23
	4.1.3 Potencia de Perdidas en la Central.....	23
	4.1.4 Potencia Neta.....	24
	4.1.5 Resultados	24
5	CONCLUSIONES.....	25
6	ANEXOS	26
	6.1 Certificados de calibración de medidor de energía	26



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Leyda de acuerdo con lo establecido en el "Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras", cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 0.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el día 17 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	17 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 y puntos de medición:

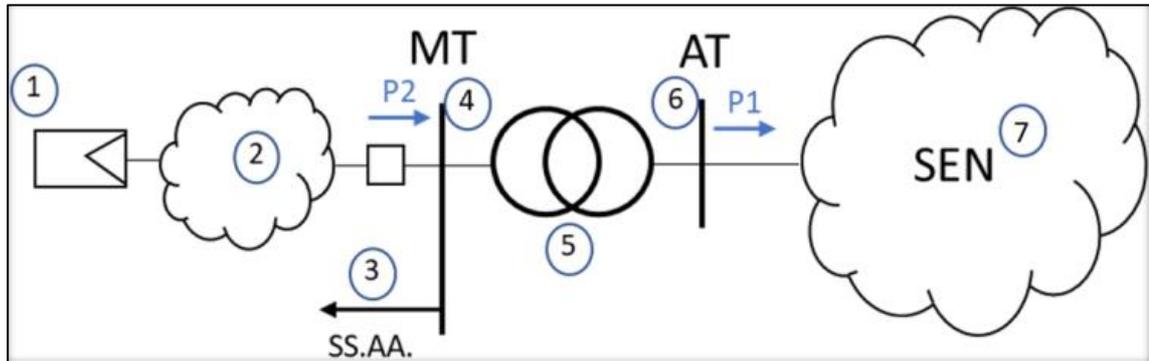


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras**” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de la unidad.

Se determinan valores de Mínimo Técnico, tal que, en el POI se tenga el valor más cercano a 0 MW. El objetivo es determinar este valor con el mínimo número de inversores en servicio con los que se pueda operar.

Se aclara que el PPC cuenta con la capacidad de ir apagando aerogeneradores de forma controlada hasta lograr la operación de mínima generación con el mínimo número de inversores.

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 Mínimo Técnico. En el caso particular del parque eólico se destaca el capítulo 8.1.

2.1 Centrales renovables no convencionales sin capacidad de regulación

- a) El objetivo de la prueba de MT es determinar la condición de mínima inyección estable de la central, tal que en el lado de alta tensión del transformador elevador, se tenga un valor lo más cercano a 0 MW. En este caso el objetivo es determinar el MT bajo una condición de operación con el mínimo número de inversores o aerogeneradores en servicio con los que puede operar.
- b) La Potencia Activa Bruta mínima, debe mantenerse en forma permanente, segura, continua y estable inyectando energía al SI. Para ello, la prueba de la central completa, debe durar al menos 1 hora. Sin perjuicio de lo anterior, el experto técnico podrá evaluar las características de las unidades para establecer el tiempo de duración de la prueba, pudiendo ser este distinta al mencionado, lo que deberá quedar consignado tanto en los protocolos como en el cuerpo del informe.
- c) En el caso de PE y PFV, el informe deberá contener los datos y registros gráficos de Potencia Activa Bruta, irradiancia (fotovoltaicas), temperatura (fotovoltaicas) y velocidad del viento (eólicas), según corresponda, de las 24 horas del día de la prueba de toda la planta.
- d) En el caso de PE y PFV, además de los resultados de la prueba de la central completa, deberá complementar los resultados de los ensayos con tabla con los datos de la Potencia Activa Bruta y/o Neta de los inversores del PFV y los aerogeneradores, de un periodo de 15 minutos en operación estable



- a MT, que se encontraban operativos durante la prueba considerando lo indicado en el punto C del Anexo 1.
- e) Cabe destacar que la potencia mínima, no implica necesariamente, la operación de un solo inversor, o aerogenerador al mínimo, pudiendo ser necesario la operación de más de uno para permanecer en la condición de inyectar en el lado del lado de alta del transformadore elevador, y no absorber potencia desde la red. La medición se debe realizar en el punto de alta tensión del transformador elevador.
 - f) Los informes de las centrales PFV y PE deberán indicar explícitamente el mecanismo con que el controlador (PPC) realiza la reducción de la Potencia Activa Neta, mediante el apagado y/o pausado de inversores y/o aerogeneradores, indicando si la acción es realizada de forma automática o requiere apagado o pausado en forma manual. En el caso que las maniobras sean manuales, deberá especificar si el operador de planta está capacitado y habilitado para realizar dichas maniobras en caso de ser requeridas por el CDC.
 - g) Las acciones manuales mencionadas en el literal previo se refieren a aquellas que pueden ser realizadas por el operador desde la sala de control de la central durante la operación normal de la central. Lo anterior implica que el operador ejecute manualmente la acción de pausa o apagado de los inversores del PFV o aerogeneradores, de modo de lograr una operación estable, inyectando lo más cercana a los 0 MW en el lado de alta tensión del transformador elevador (Potencia Neta). En el informe, se deberá describir las acciones necesarias para que el parque llegue al punto antes indicado, entregando los antecedentes técnicos de respaldo de la configuración del PPC.
 - h) Dentro de los antecedentes técnicos se deberá incluir las prestaciones del controlador, su filosofía de control y diferentes modos de operación habilitadas para este, en función de respaldar toda eventual limitación que el controlador pudiese tener.
 - i) El informe debe contener en sus conclusiones una tabla de resultados tal como se indica en el punto 8.4. Además, estos valores deben ser consistentes con la notación del Anexo 1.
 - j) En el informe y en las Conclusiones, se debe indicar la cantidad mínima de inversores o aerogeneradores en servicio para lograr la condición de MT.



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.

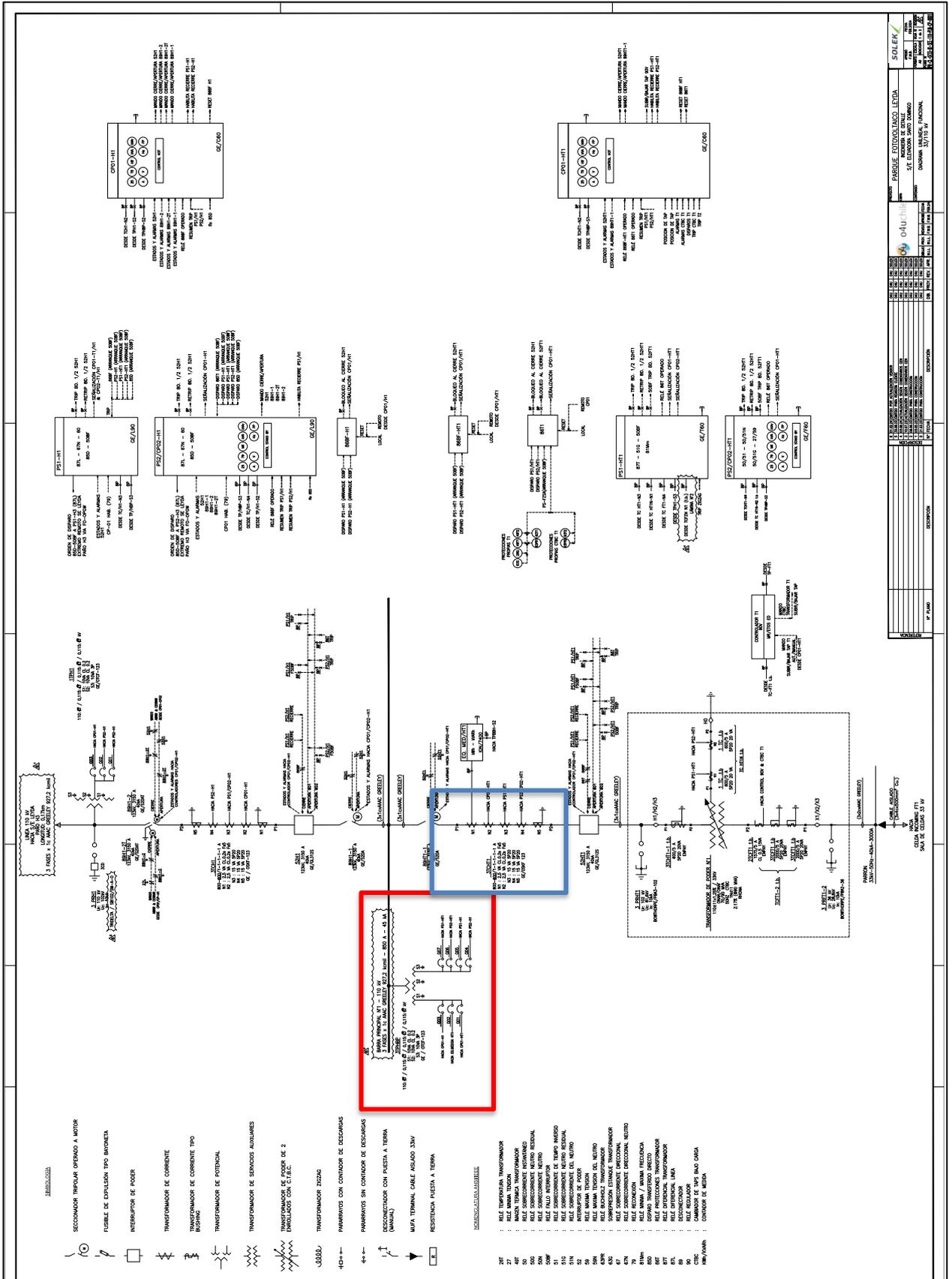


Figura 3.1 – Diagrama unilineal de Subestación Parque Fotovoltaico Leyda



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.

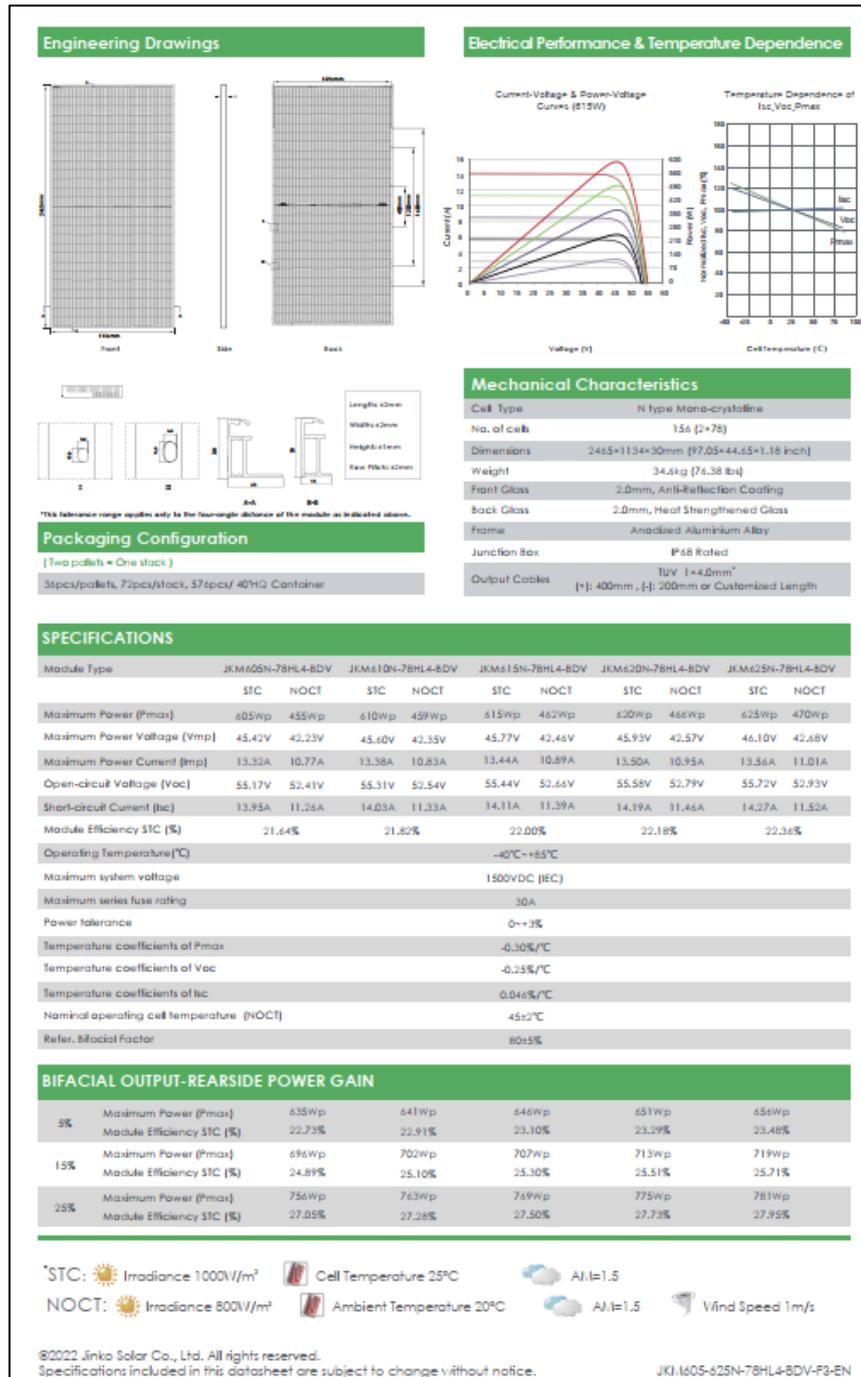


Figura 3.3 – Hoja de datos de paneles fotovoltaicos



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.

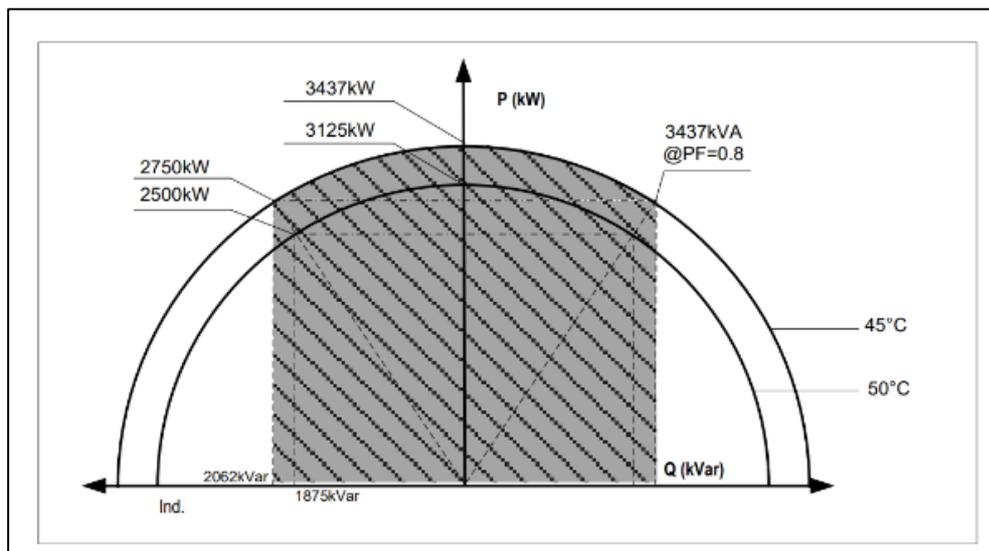


Figura 3.6 – Curva de capacidad de los inversores



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	±2 x 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 6,76 kW.



Figura 3.7 – Medidor de Consumo SSAA esenciales Parque Fotovoltaico Leyda

Hora	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]
16:35	6,78	0,09
16:45	6,83	0,04
16:55	7,06	0,18
17:05	6,87	0,19
17:15	6,54	0,20
17:25	6,81	0,23
17:35	6,65	0,18
17:45	6,56	0,10

Tabla 3.4 – Consumo SSAA durante ensayo de Mínimo Técnico



4 DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO

El “**Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras**” establece cómo determinar e informar la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema. Este mínimo deberá obedecer sólo a restricciones técnicas de operación de las unidades.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y considerando la operación con **el mínimo número de inversores en servicio posible**.

Para la prueba de Mínimo Técnico realizadas, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Central/Unidad	Mínimo Técnico [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínimo Neta [MW]
PFV 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 MW 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 (MW) 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 Mínimo Técnico

El día 17 de diciembre de 2024 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico. Para lograr una condición de mínimo número de inversores en servicio, el operador debe dar una orden de detención a los 24 inversores excepto 1.

La orden de detención se realiza de forma manual, enviando un comando individualizado a cada equipo desde la consola de operación centralizada. Se aclara que el PPC no cuenta con la capacidad de ir apagando inversores de forma automática y controlada hasta lograr la operación con un inversor individual.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia neta medida (P_{NETA}) durante 1 hora de prueba. Se destaca con la línea segmentada roja la media de potencia activa registrada.

En tanto, en la Figura 4.2 se muestra la potencia sumada medida de todos los inversores (P_{INV}) y Se destaca con la línea segmentada roja la media de potencia activa registrada.

En la Figura 4.3 se muestra el registro de irradiancia y temperatura registrados durante el período de prueba completa. Finalmente, en la Figura 4.4 se muestra el registro de irradiancia y temperatura ambiente del día completo del ensayo de Mínimo Técnico, enmarcando el período de prueba efectiva.

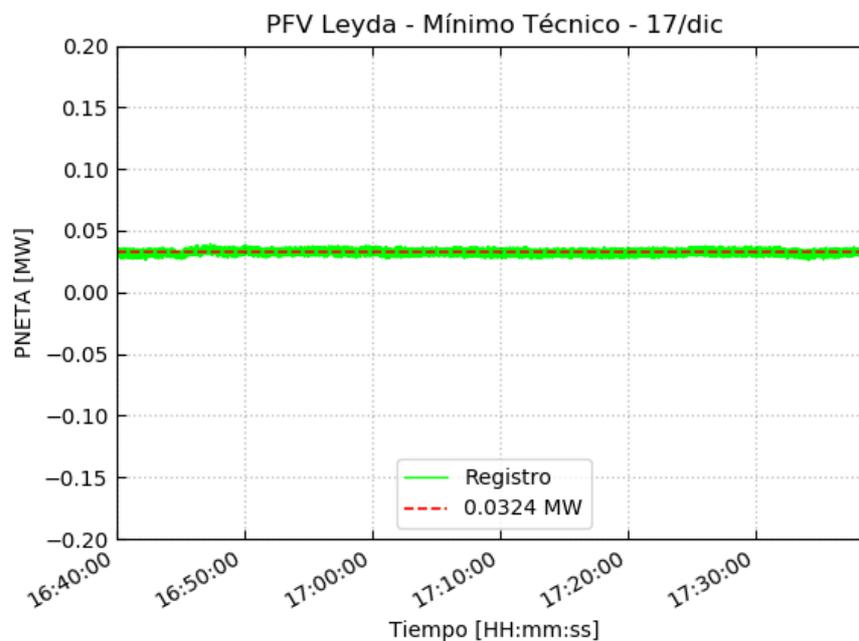


Figura 4.1 – Potencia neta – Mínimo Técnico

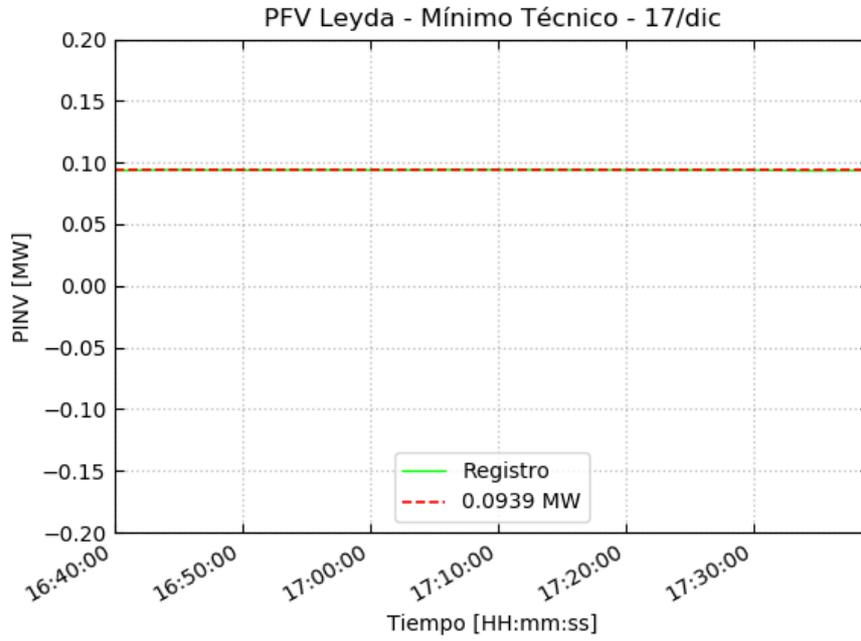


Figura 4.2 – Potencia de inversores – Mínimo Técnico

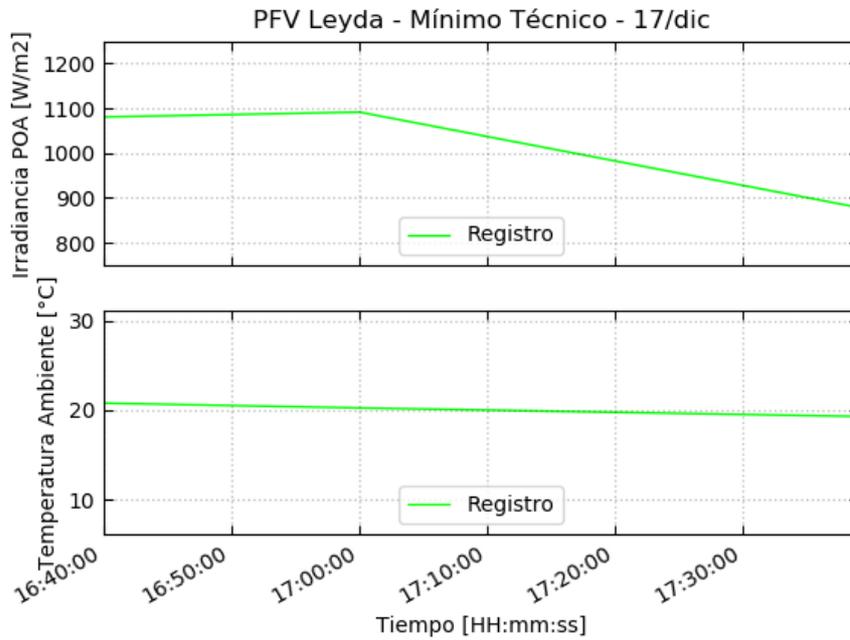


Figura 4.3 – Condiciones ambientales durante pruebas de mínimo técnico

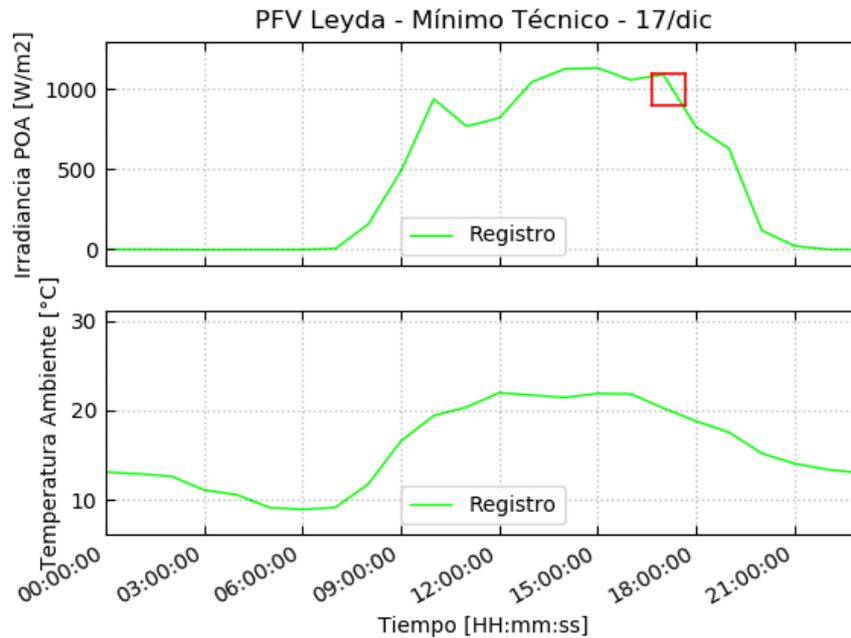


Figura 4.4 – Irradiancia y temperatura día completo – Mínimo Técnico

4.1.1 Potencia Bruta

La medición de potencia presentada en la Figura 4.2, se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 5.236 kW según se observa en Figura 3.5. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 0.0939\ MW + 1 \times 5.236\ kW = 0.0991\ MW$$



4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en MW x Cantidad de inversor (considerando la única unidad en servicio), más el consumo de los inversores en Standby más los consumos de SSAA expuestos en la Sección 3.6 y que entregan una media de 6.76 kW durante la hora del ensayo.

Según se observa en la Figura 3.5 , el consumo interno del inversor se estima en 5.236 kW en operación y 120 W en el caso de Standby. En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares**.

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 5.236 \text{ kW} + 23 \times 0.120 \text{ kW} + 6.76 \text{ kW} = 0.0147 \text{ MW}$$

4.1.3 Potencia de Pérdidas en la Central

En base a las mediciones realizadas, el valor de pérdidas de la central queda determinado en base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, considerando la diferencia entre la potencia bruta medida, los consumos del transformador de servicios auxiliares ($P_{tr,SSAA}$), el consumo de inversores en standby y la potencia neta.

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{Consumo,SSAA} - N^{\circ} INV_{standby} \times \text{Consumos Propios}_{standby} - P_{NETA}$$

$$P_{perd,central} = 0.0939 \text{ MW} - 6.76 \text{ kW} - 23 \times 0.120 \text{ kW} - 0.0324 \text{ MW} = 0.0520 \text{ MW}$$

El valor de **Potencia de Pérdidas en la central** debe ser desglosado en los siguientes elementos:

- Pérdidas en el transformador principal ($P_{Perd,tr_{ppal}}$)
- Pérdidas en red colectora de media tensión ($P_{Perd,redMT}$)

En la Tabla 3.3 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición particular de carga particular del ensayo. La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = \text{Pérdidas}_{carga} + \text{Pérdidas}_{vacío}$$



Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 34.5 \text{ kW} = 34.5 \text{ kW}$$

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 0.0345 \text{ MW}$$

En tanto, el valor de pérdidas en la red colectora queda determinado por la siguiente ecuación.

$$P_{Perd,redMT} = P_{Perd,central} - P_{Perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,redMT} = 0.0520 \text{ MW} - 0.0345 \text{ MW}$$

$$P_{Perd,redMT} = 0.0175 \text{ MW}$$

4.1.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** del Parque Fotovoltaico Leyda corresponde a la potencia inyectada en la barra de 110 kV de la S/E Santo Domingo (POI). Se obtiene un mínimo de operación estable de 0.0324 MW.

$$P_{Neta} = 0.0324 \text{ MW}$$

4.1.5 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 un único inversor en servicio.

Central/Unidad	Mínimo Técnico [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínimo Neta [MW]
PFV Leyda	0.0991	0.0147	0.0520	0.0324

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Parque Fotovoltaico Leyda



5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el valor de **Mínimo Técnico** del Parque Fotovoltaico Leyda. Se ha determinado este valor el escenario más cercano a 0 MW en el Punto de interconexión y con el mínimo número de inversores en servicio.

Se destaca que para que el parque llegue al punto de operación de mínimo técnico, el operador deberá acceder al SCADA y dar una orden de **forma manual** para la eventual detención de todos los equipos, excepto a uno, ya que el controlador conjunto de planta no cuenta con la capacidad de apagar de forma automática y controlada los inversores hasta lograr la operación con un inversor individual.

La Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

Central/Unidad	Mínimo Técnico [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínimo Neta [MW]
PFV Leyda	0.0991	0.0147	0.0520	0.0324

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Leyda

Para la Tabla 5.1 se tiene el siguiente desglose:

- (1) Considera la operación del parque fotovoltaico con 23 inversores en modo detención y 1 entregando una potencia activa de 0.0991 MW.
- (2) Corresponde a la suma de los SS.AA. Incluye el consumo propio del inversor y centro de conversión en operación.
- (3) Este valor corresponde a las pérdidas en el sistema colector en media tensión (0.0175 MW) y del transformador de poder (0.0345 MW).
- (4) Potencia inyectada en el punto de interconexión ubicado en la barra de 110 kV de S/E Santo Domingo.



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			



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.