ESTUDIOS ELECTRICOS

Empresa	Solek Chile Service SpA
País	Chile
Proyecto	PMG Cauquenes
Descripción	Informe de Potencia Máxima

SOLEK

CÓDIGO DE PROYECTO	EE-2023-110
CÓDIGO DE INFORME	EE-EN-2025-0270
REVISIÓN	A

28 feb. 25

Este documento **EE-EN-2025-0270-RA** fue preparado para Solek Chile Service 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 28/02/2025 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Revisión	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	28.02.2025	Para presentar.	FM	CiC	AC

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

CONTENIDO

1 RESUMEN EJECUTIVO 4
2 INTRODUCCIÓN 5
2.1 Fecha ensayo y personal auditor 6
2.2 Medidores utilizados 6
2.3 Nomenclatura Utilizada 7
3 ASPECTOS NORMATIVOS 8
4 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE 12
4.1 Diagrama unilineal 12
4.2 Datos de los paneles fotovoltaicos 16
4.3 Datos de los inversores 18
4.4 Datos de los transformadores de bloque 20
4.5 Datos de los Consumos de SSAA 21
4.6 Condiciones ambientales de sitio 22
4.6.1 Determinación de la irradiancia de sitio 22
4.6.2 Determinación de la temperatura ambiente de sitio 23
5 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA 24
5.1 Ensayo de Potencia Máxima 25
5.2 Determinación de Potencia de Inversores 27
5.3 Resultados 28
5.3.1 Potencia Bruta 28
5.3.2 Potencia de Servicios Auxiliares 28
5.3.3 Potencia de Perdidas en la Central 28
5.3.4 Potencia Neta 29
5.3.5 Resultados 29
6 CONCLUSIONES 30
7 ANEXOS 31
7.1 Descripción de la entrega 31
7.2 Certificados de calibración de medidor de energía 32

1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento resume los resultados del proceso de determinación de **Potencia Máxima** (PMAX), del **PMG Cauquenes**, Número Único de Proyecto (NUP) 1422.

El informe muestra los ensayos y análisis realizados con el objeto de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en el **Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras** vigente, siguiendo los lineamientos estipulados en la "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio" (NTSyCS, 2024) expedida por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Los ensayos se realizan siguiendo el procedimiento elaborado por Estudios Eléctricos S.A. según el documento ***"EE-EN-2024-1806-RB_Procedimiento_Ensayos_PMG_Cauquenes"***, aprobado por el CEN.

En esta ocasión, para la determinación de Potencia Máxima, se han seguido cautelosamente las indicaciones entregadas por el fabricante, considerando la curva de operación estable de los equipos para la obtención de este parámetro. Las pruebas fueron realizadas exitosamente durante la jornada de trabajo del día 1 de febrero de 2025.

Se verifica la operación estable de la central, bajo una consigna de 8.4793 MW, de acuerdo con los lineamientos estipulados en el Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.

2 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del PMG Cauquenes de acuerdo con lo establecido en el "Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores", y 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 3.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el día 1 de febrero de 2025.

El PMG Cauquenes se encuentra ubicado en la comuna de Cauquenes, Región del Maule y consta de 36 inversores marca Sungrow modelo SG250HX de 250 kW (@30°C) de potencia nominal. El parque totaliza una potencia instalada de 9.0 MW AC (y declara exportar 9.0 MW).

Los inversores se encuentran distribuidos en dos centros de transformación, cada uno con un transformador elevador de relación 0.8 kV / 13.8 kV (±2 x 2.5%) que permite la inyección de su producción en la red de media tensión. La red colectora de media tensión está constituida por cables subterráneos y dividida en 2 circuitos colectores. En ambos circuitos colectores se conectan 18 inversores.

La barra de 13.2 kV de la S/E Cauquenes corresponde al punto de interconexión de la instalación.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión.

2.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Palmo Giacomozzi	1 de febrero de 2025

Tabla 2.1 – Personal participante

2.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	N° Serie
Analizador de red	BlackBox	G4500	00-60-35-2D-E8-4F

Tabla 2.2 – Equipos utilizados

El equipo presentado en la Tabla 2.2 se utilizó para registrar la **Potencia Neta** inyectada en el punto de interconexión. Su certificado de calibración se encuentra disponible en el Anexo 7.2.

No se cuenta con un registro confiable de la **Potencia de Inversores** debido a que, en la medición disponible, el valor total de la potencia de inversores resultó menor al registrado como potencia neta, por lo tanto, se ejecuta un flujo de potencia utilizando la base de datos de la red desarrollada de la central con todos sus elementos modelados. Este flujo de potencia representa el punto de operación obtenido en planta al momento de la prueba.

En cuanto al registro de **Servicios Auxiliares**, no ha sido posible registrar sus variables eléctricas. Sin embargo, el experto técnico ha facilitado documentación que incluye todos los elementos que conforman los Servicios Auxiliares de la central e indica su consumo. Este valor se especifica en el capítulo 4.5.

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 5 minutos para todas las variables.

2.3 Nomenclatura Utilizada

La Figura 2.1 muestra un sistema equivalente de conexión de un parque fotovoltaico, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

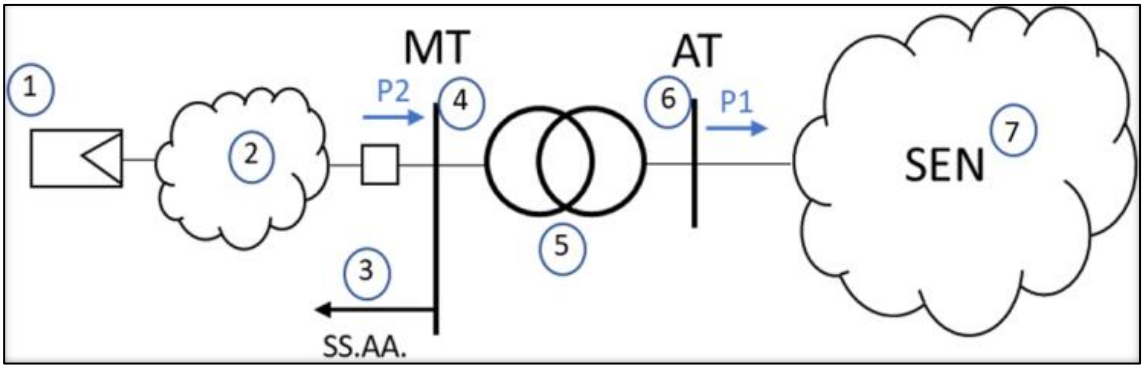


Figura 2.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

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.

3 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 Potencia Máxima 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 de 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 de 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 Potencia Máxima 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 históricos.

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 PMáx 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.

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.

4 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El PMG Cauquenes se encuentra ubicado en la comuna de Cauquenes, Región del Maule y consta de 36 inversores marca Sungrow modelo SG250HX de 250 kW (@30°C) de potencia nominal. El parque totaliza una potencia instalada de 9.0 MW AC (y declara exportar 9.0 MW).

Los inversores se encuentran distribuidos en dos centros de transformación, cada uno con un transformador elevador de relación 0.8 kV / 13.8 kV (±2 x 2.5%) que permite la inyección de su producción en la red de media tensión. La red colectora de media tensión está constituida por cables subterráneos y dividida en 2 circuitos colectores. En ambos circuitos colectores se conectan 18 inversores.

La barra de 13.2 kV de la S/E Cauquenes corresponde al punto de interconexión de la instalación.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión.

4.1 Diagrama unilineal

En la Figura 4.1 se presenta el diagrama unifilar general de la S/E Cauquenes 66/13.2 kV. En tanto, en la Figura 4.2 se muestra el detalle de los dos centros de transformación que conforman el parque. Finalmente, en la Figura 4.3 se muestra el POI del PMG Cauquenes, el cual corresponde al lado de baja del transformador principal del parque (13.2 kV). Se ha enmarcado en los recuadros azules los puntos de medición utilizados, los cuales coinciden con el punto de control del PPC.

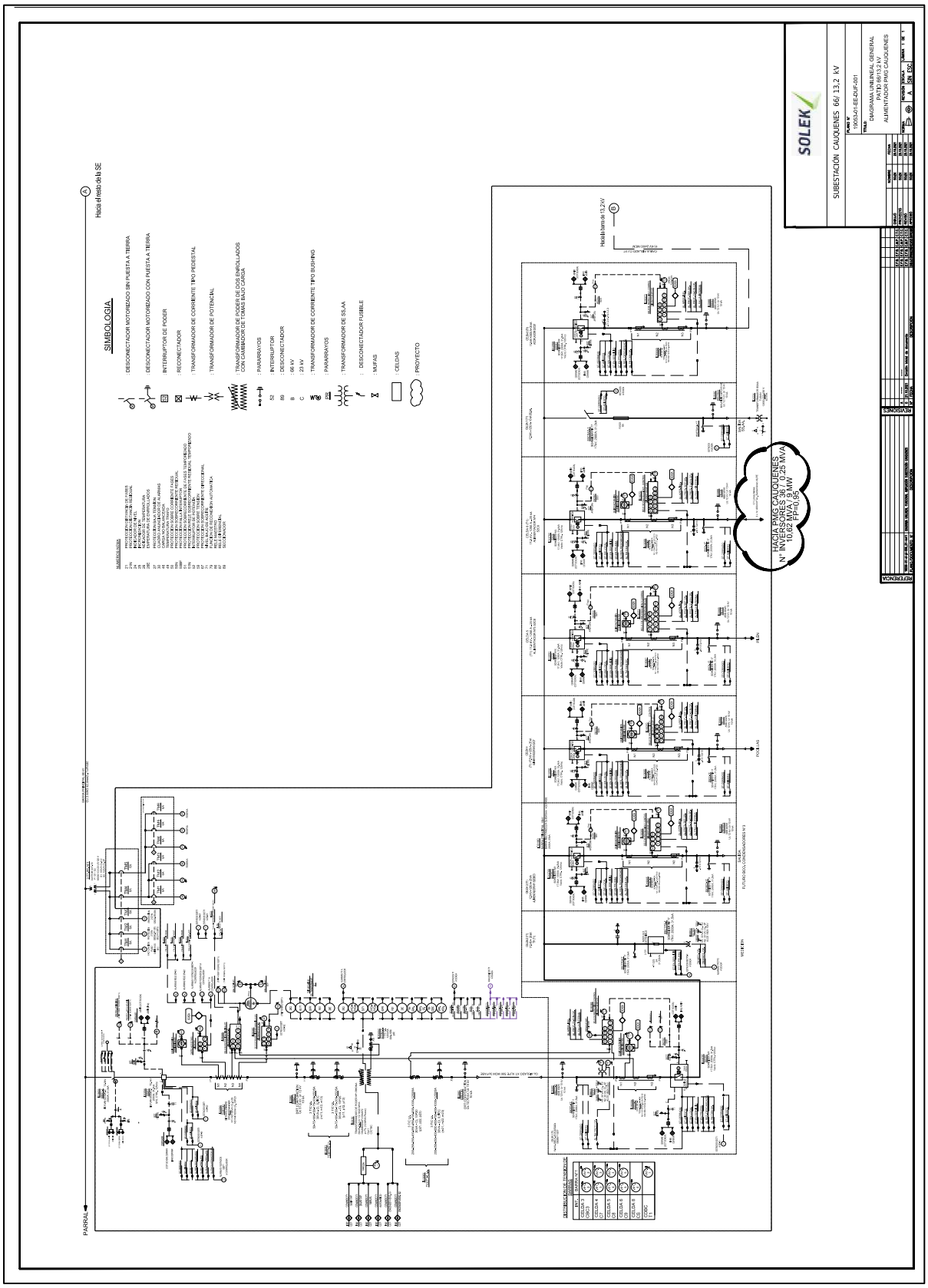


Figura 4.1 – Diagrama unilineal de S/E Cauquenes

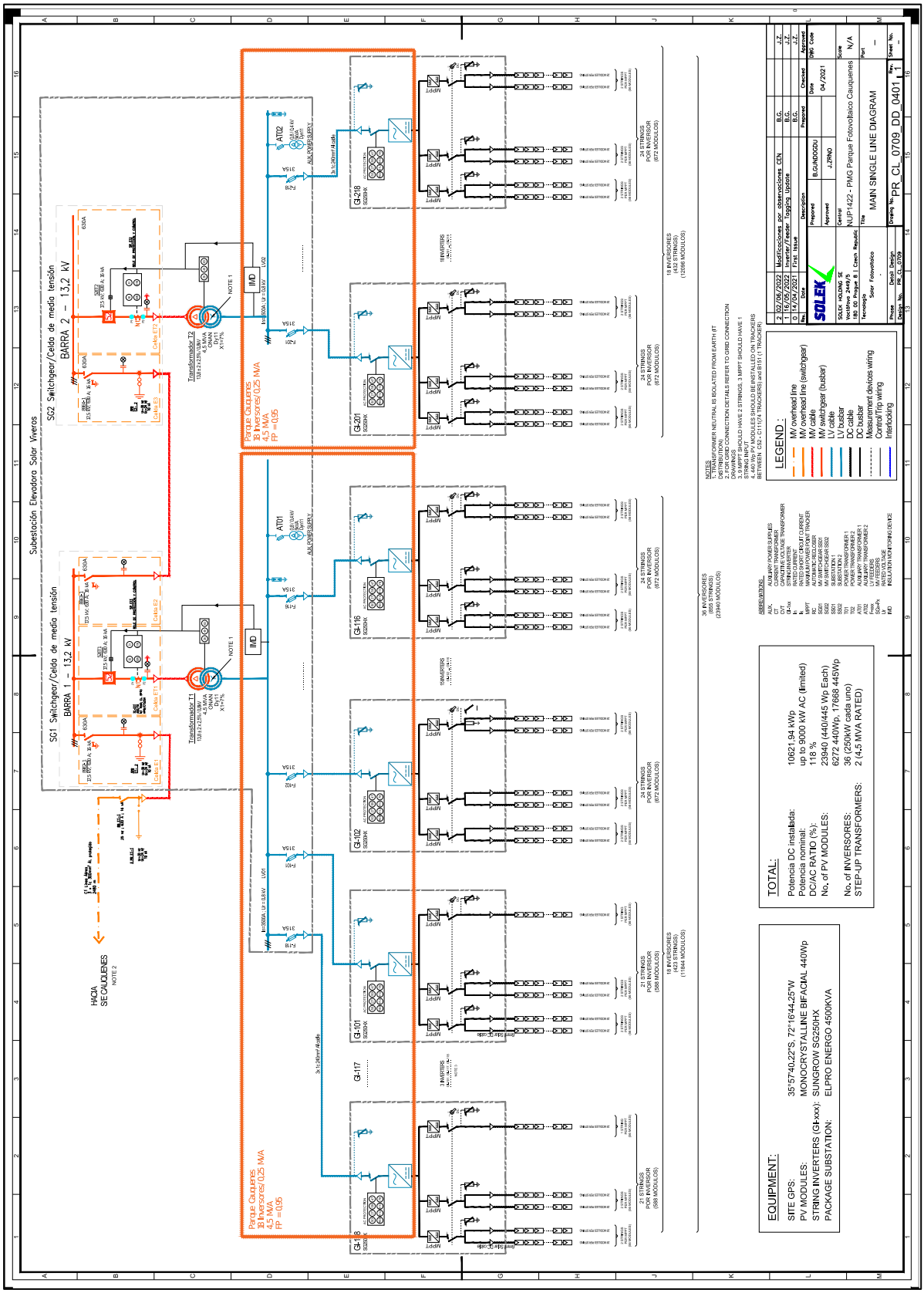


Figura 4.2 – Detalle de los centros de transformación de PMG Cauquenes

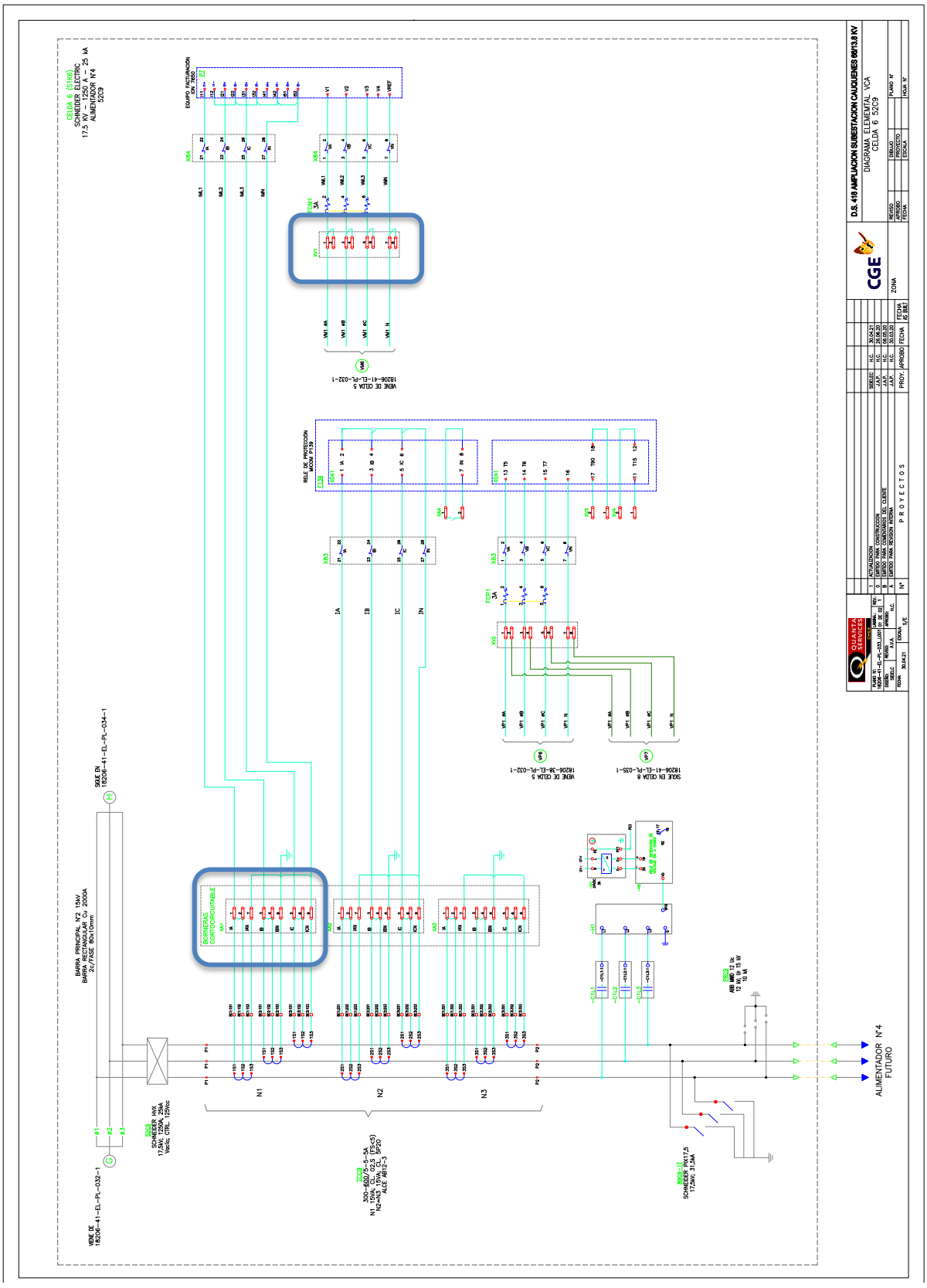
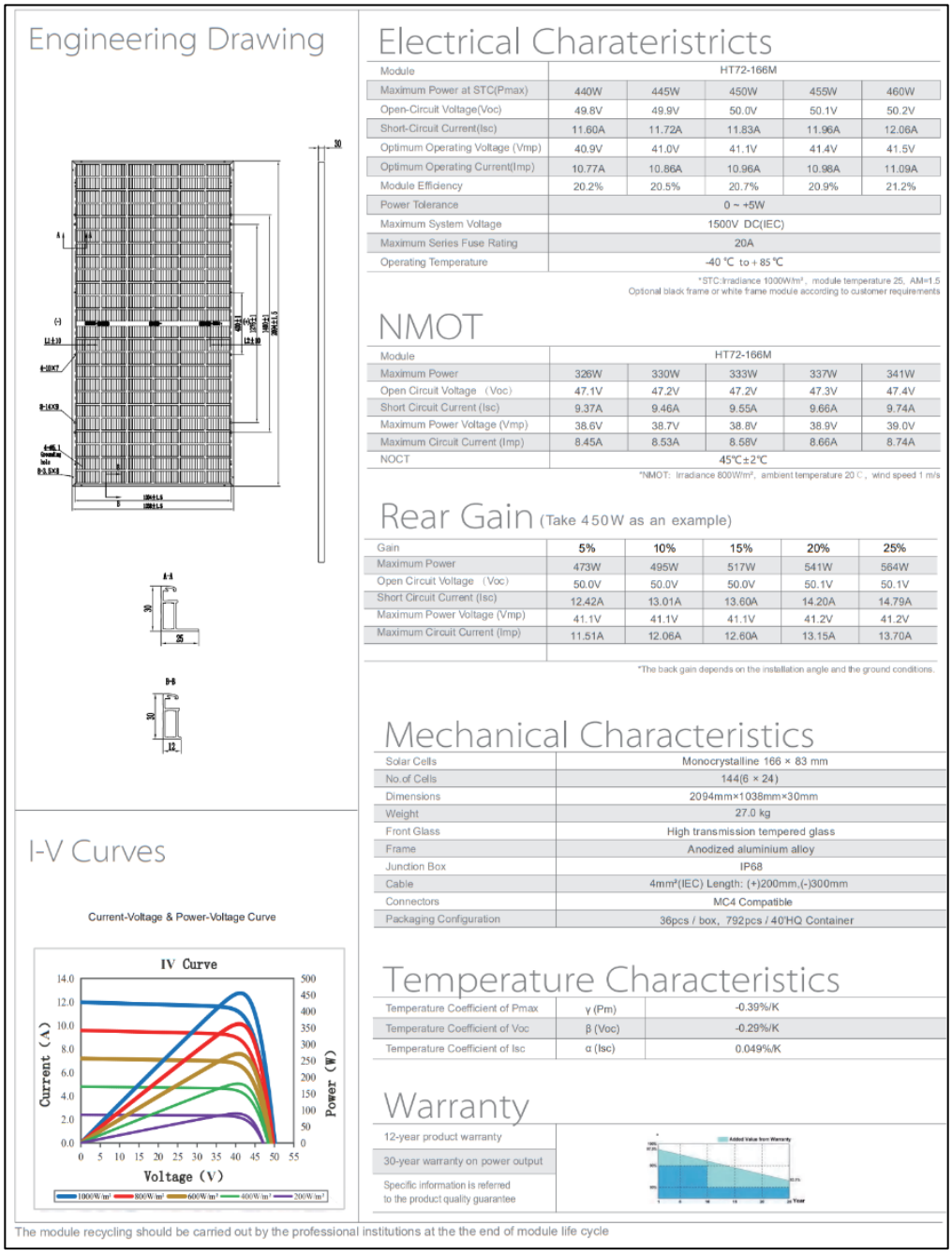


Figura 4.3 – POI del PMG Cauquenes, Celda 6 S1K6

4.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles del PMG Cauquenes son paneles bifaciales de marca HT-SAAE modelo HT72-166M(PD)-F 440Wp y 445Wp. El PMG Cauquenes posee una capacidad DC de 10.62 MW DC, a través de sus 23.940 módulos, agrupados en 855 Strings de 28 módulos en serie cada uno. Sus principales características se presentan en la Figura 4.4.



Engineering Drawing

Electrical Charateristricts

Module	HT72-166M				
Maximum Power at STC(Pmax)	440W	445W	450W	455W	460W
Open-Circuit Voltage(Voc)	49.8V	49.9V	50.0V	50.1V	50.2V
Short-Circuit Current(Isc)	11.60A	11.72A	11.83A	11.96A	12.06A
Optimum Operating Voltage (Vmp)	40.9V	41.0V	41.1V	41.4V	41.5V
Optimum Operating Current(Imp)	10.77A	10.86A	10.96A	10.98A	11.09A
Module Efficiency	20.2%	20.5%	20.7%	20.9%	21.2%
Power Tolerance	0 ~ +5W				
Maximum System Voltage	1500V DC(IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	20A				
Operating Temperature	-40 ℃ to + 85 ℃				

*STC:Irradiance 1000W/m², module temperature 25, AM=1.5
Optional black frame or white frame module according to customer requirements

NMOT

Module	HT72-166M				
Maximum Power	326W	330W	333W	337W	341W
Open Circuit Voltage (Voc)	47.1V	47.2V	47.2V	47.3V	47.4V
Short Circuit Current (Isc)	9.37A	9.46A	9.55A	9.66A	9.74A
Maximum Power Voltage (Vmp)	38.6V	38.7V	38.8V	38.9V	39.0V
Maximum Circuit Current (Imp)	8.45A	8.53A	8.58V	8.66A	8.74A
NOCT	45℃±2℃				

*NMOT: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20 C, wind speed 1 m/s

Rear Gain (Take 450W as an example)

Gain	5%	10%	15%	20%	25%
Maximum Power	473W	495W	517W	541W	564W
Open Circuit Voltage (Voc)	50.0V	50.0V	50.0V	50.1V	50.1V
Short Circuit Current (Isc)	12.42A	13.01A	13.60A	14.20A	14.79A
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	41.1V	41.1V	41.2V	41.2V
Maximum Circuit Current (Imp)	11.51A	12.06A	12.60A	13.15A	13.70A

*The back gain depends on the installation angle and the ground conditions.

Mechanical Characteristics

Solar Cells	Monocrystalline 166 × 83 mm
No.of Cells	144(6 × 24)
Dimensions	2094mm×1038mm×30mm
Weight	27.0 kg
Front Glass	High transmission tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68
Cable	4mm²(IEC) Length: (+)200mm,(-)300mm
Connectors	MC4 Compatible
Packaging Configuration	36pcs / box, 792pcs / 40'HQ Container

I-V Curves

Current-Voltage & Power-Voltage Curve

Temperature Characteristics

Temperature Coefficient of Pmax	γ (Pm)	-0.39%/K
Temperature Coefficient of Voc	β (Voc)	-0.29%/K
Temperature Coefficient of Isc	α (Isc)	0.049%/K

Warranty

12-year product warranty	
30-year warranty on power output	
Specific information is referred to the product quality guarantee	

The module recycling should be carried out by the professional institutions at the the end of module life cycle

Figura 4.4 – Hoja de datos de paneles fotovoltaicos

En la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 se describe la distribución de paneles en el parque según su potencia nominal en cada centro de transformación.

Centro de Transformación	Strings	Cantidad módulos
CT1	423 (x28 módulos)	11844
CT2	432 (x28 módulos)	12096
Total	**855**	**23940**

Tabla 4.1 – Distribución de paneles fotovoltaicos por centro de transformación

Potencia Módulo	Cantidad módulos	Potencia DC [kW]
440 Wp	6272	2759.68
445 Wp	17668	7862.26
Total	**23940**	**10621.94**

Tabla 4.2 – Totalización de potencia DC de PMG Cauquenes

4.3 Datos de los inversores

El PMG Cauquenes cuenta con 36 inversores marca SUNGROW, modelo SG250HX. Los inversores son de 0.200 / 0.225 / 0.250 MVA (@ 50 / 40 / 30°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 4.5.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 ℃ / 225 kVA @40 ℃/200 KVA @50℃
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.7 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 ℃
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013,UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part15 Sub-part B Class A Limits, California Rule 21
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT,active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

Figura 4.5 – Hoja de datos de inversores

Se aprecia en la Figura 4.6, que el máximo consumo de potencia en operación es de 196 W en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

C	Efficiency	
1	Max Efficiency	99.00%
2	Euro Efficiency	98.70%
3	Internal Consumption	196W at full power
4	Night/Standby consumption	<2W

Figura 4.6 – Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 4.7 y Figura 4.8.

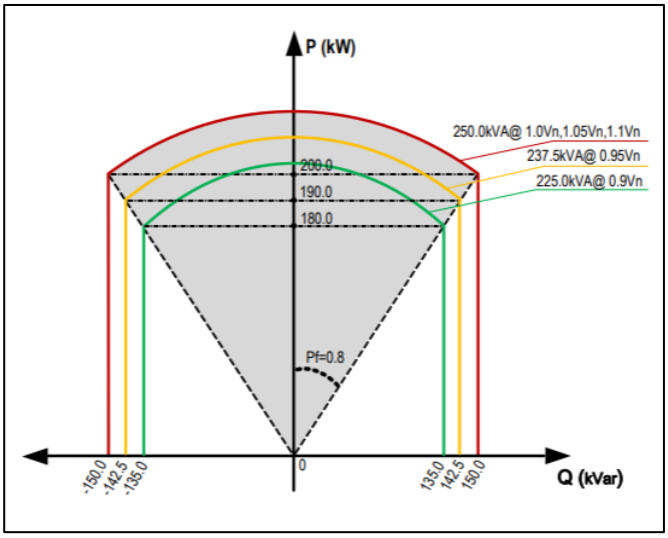


Figura 4.7 – Curva de capacidad del inversor PF mode

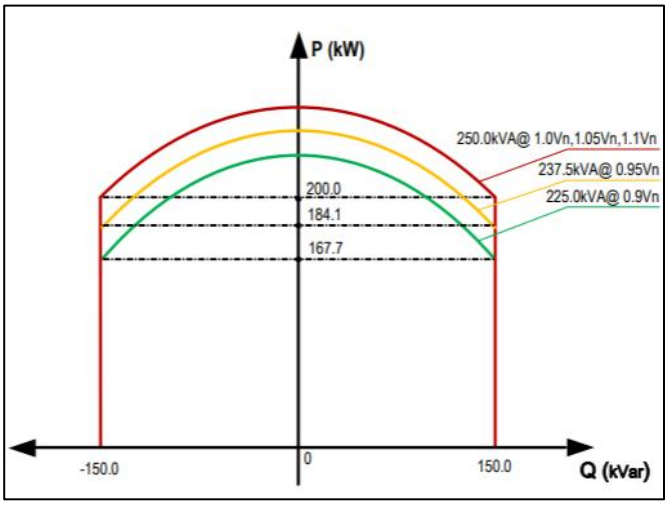


Figura 4.8 – Curva de capacidad del inversor – Q(t) mode

4.4 Datos de los transformadores de bloque

El PMG Cauquenes cuenta con dos (2) transformadores de bloque de 4.5 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Posee un devanado de baja tensión que permite la interconexión en 800 V y un devanado de media tensión que permite la inyección de potencia en la red de 13.8 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

Los datos característicos de los mismos se muestran en la Tabla 4.3.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	4.5 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	13.8 kV
Tensión nominal lado LV	0.8 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	8.0%
Pérdidas en carga	35.0 kW
Pérdidas en vacío	4.0 kW
Posiciones de TAP	±2 x 2.5 %

Tabla 4.3 – Datos de los transformadores de bloque

4.5 Datos de los Consumos de SSAA

Se presenta a continuación el detalle de consumos auxiliares del parque a través de la documentación "*00 - Diagrama Unilineal Baja PMG Cauquenes TE-1_9.0MW (2SS-complete).pdf*".

Consumo por fase	[W]
L1	1496.0
L2	0.0
L3	0.0

Tabla 4.4 - Dimensionamiento de los SSAA

Consumo por fase	[W]
L1	4506.0
L2	506.0
L3	6.0

Tabla 4.5 - Dimensionamiento de los consumos AUX01

Consumo por fase	[W]
L1	706.0
L2	6.0
L3	6.0

Tabla 4.6 - Dimensionamiento de los consumos AUX02

Se aprecia a través de la Tabla 4.4, Tabla 4.5 y Tabla 4.6 un consumo total de **7.232 kW** correspondiente a las cargas esenciales y permanentes.

4.6 Condiciones ambientales de sitio

4.6.1 Determinación de la irradiancia de sitio

La irradiancia de sitio es obtenida del documento "Reporte Explorador Solar – PMG Cauquenes.pdf" (adjunto), el cual se ha confeccionado para las coordenadas y características específicas del PMG Cauquenes.

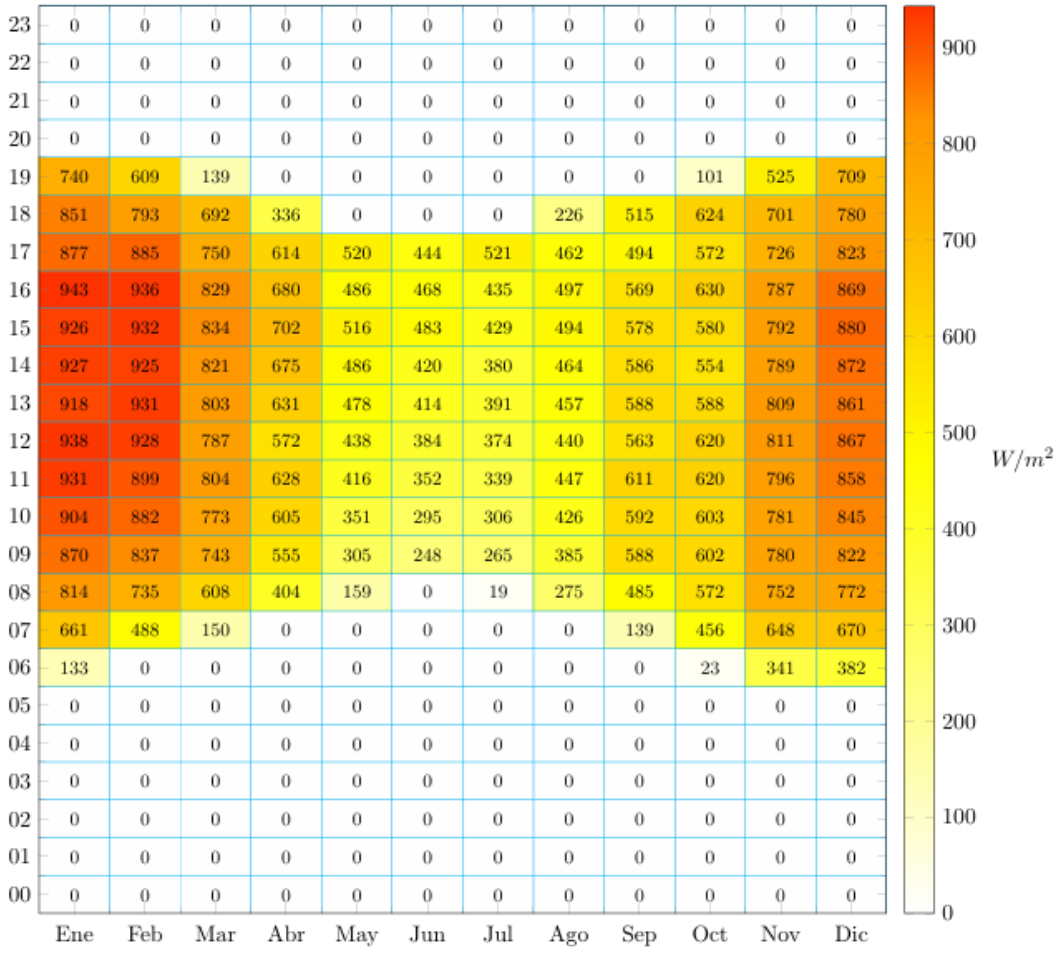


Figura 4.9 – Promedio de la radiación directa normal para cada hora y mes

4.6.2 Determinación de la temperatura ambiente de sitio

La temperatura ambiente de sitio es obtenida del documento "Reporte Explorador Solar – PMG Cauquenes.pdf" (adjunto), el cual se ha confeccionado para las coordenadas y características específicas del PMG Cauquenes.

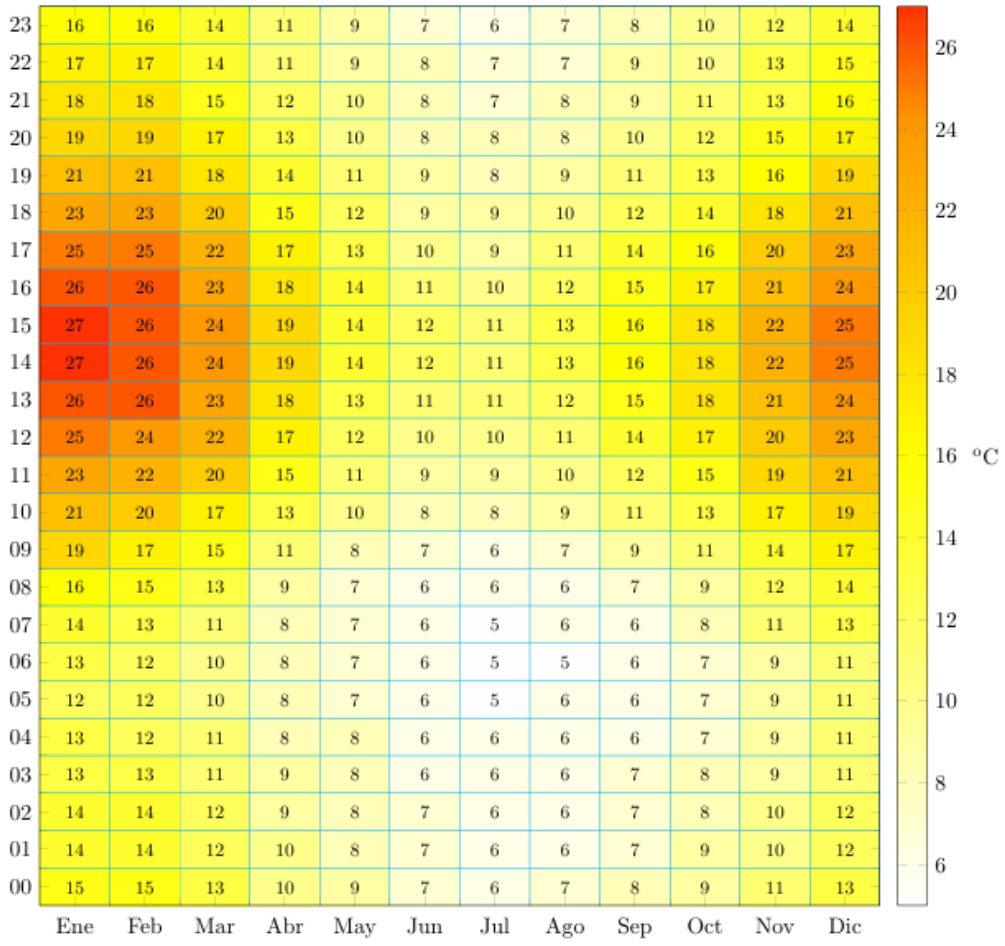


Figura 4.10 – Promedio de la temperatura para cada mes y hora

5 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 PMG Cauquenes, la potencia generada por los inversores se obtendrá a través de un flujo de potencia considerando 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]
PMG Cauquenes	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 5.1 – 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 (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

(4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la S/E Cauquenes 13.2 kV (POI).

5.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 1 de febrero de 2025 se realizó el ensayo de Potencia Máxima con la totalidad de los inversores y elementos de red del PMG Cauquenes en servicio.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 5.1 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 5.2 se muestra el registro de temperatura ambiente y de irradiancia perpendicular a los paneles durante el período de prueba (Ir_{med}).

Finalmente, en la Figura 5.3 se muestra el registro de irradiancia y temperatura ambiente del día completo del ensayo de Potencia Máxima, enmarcando el período de prueba efectiva.

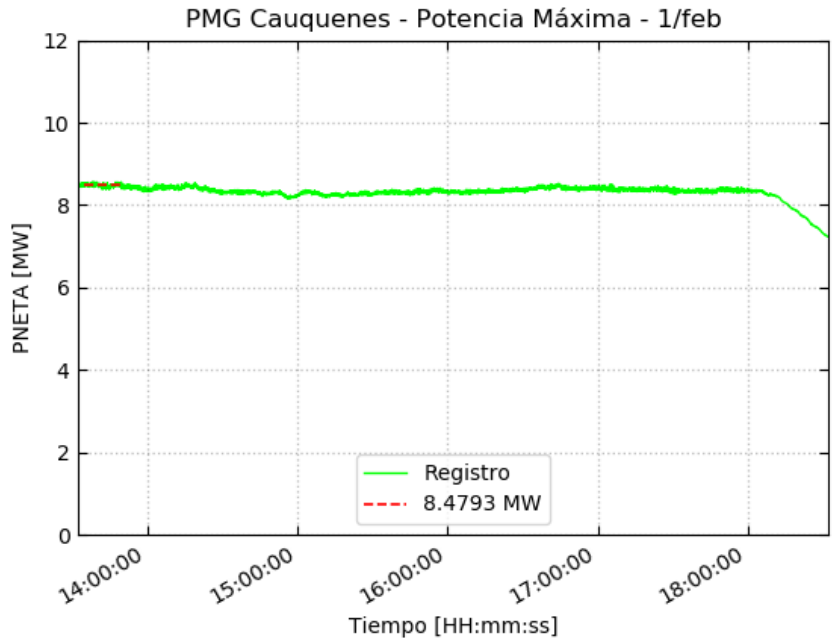


Figura 5.1 – Ensayo de Potencia Máxima – Potencia neta

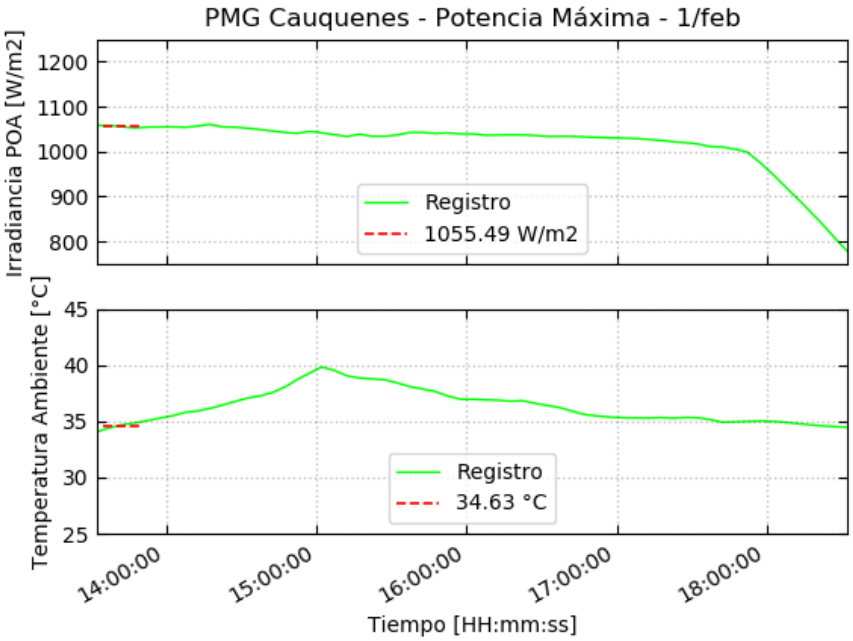


Figura 5.2 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia POA y Temperatura ambiente

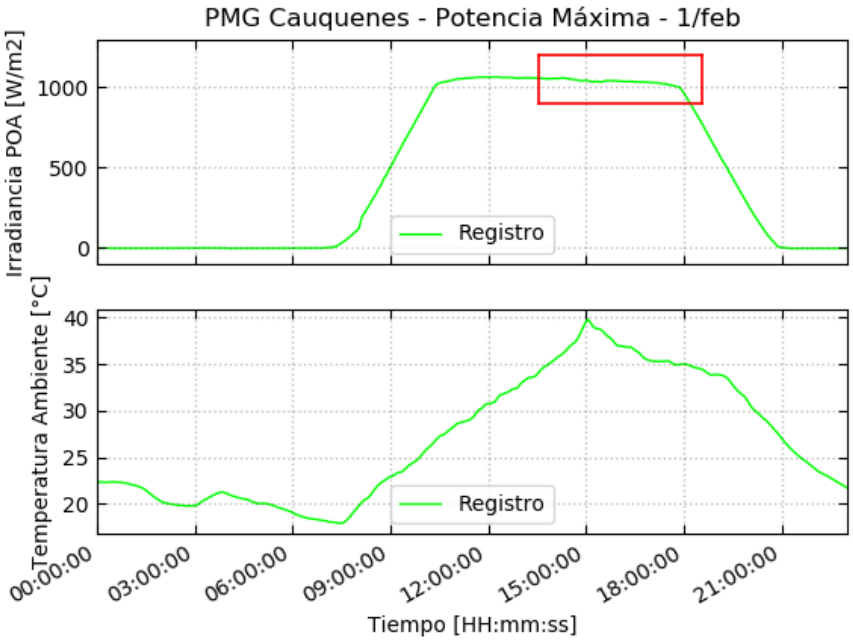


Figura 5.3 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia día completo

De las figuras presentadas es posible notar que la ligera caída de potencia se corresponde con la disminución del recurso solar y a su vez el aumento en la temperatura ambiental presente el día de pruebas.

5.2 Determinación de Potencia de Inversores

Para la obtención de la Potencia de Inversores, se utilizará PowerFactory DIgSilent con la base de datos de la red desarrollada de la planta (adjunto). El modelo por utilizar se presenta en la Figura 5.4.

Para obtener la Potencia de Inversores en el modelo indicado, se considerarán los antecedentes presentados en el capítulo 4 para: inversores, transformadores de bloque y consumos de SSAA. El punto de operación a utilizar corresponde a los valores de potencia activa y reactiva medidos por el equipo adquisidor de Estudios Eléctricos en el POI, estos últimos corresponden a 8.4793 MW y -0.2920 MVAr, respectivamente.

Al correr el flujo de potencia da como resultado una **Potencia de Inversores** de **8.7520 MW**.

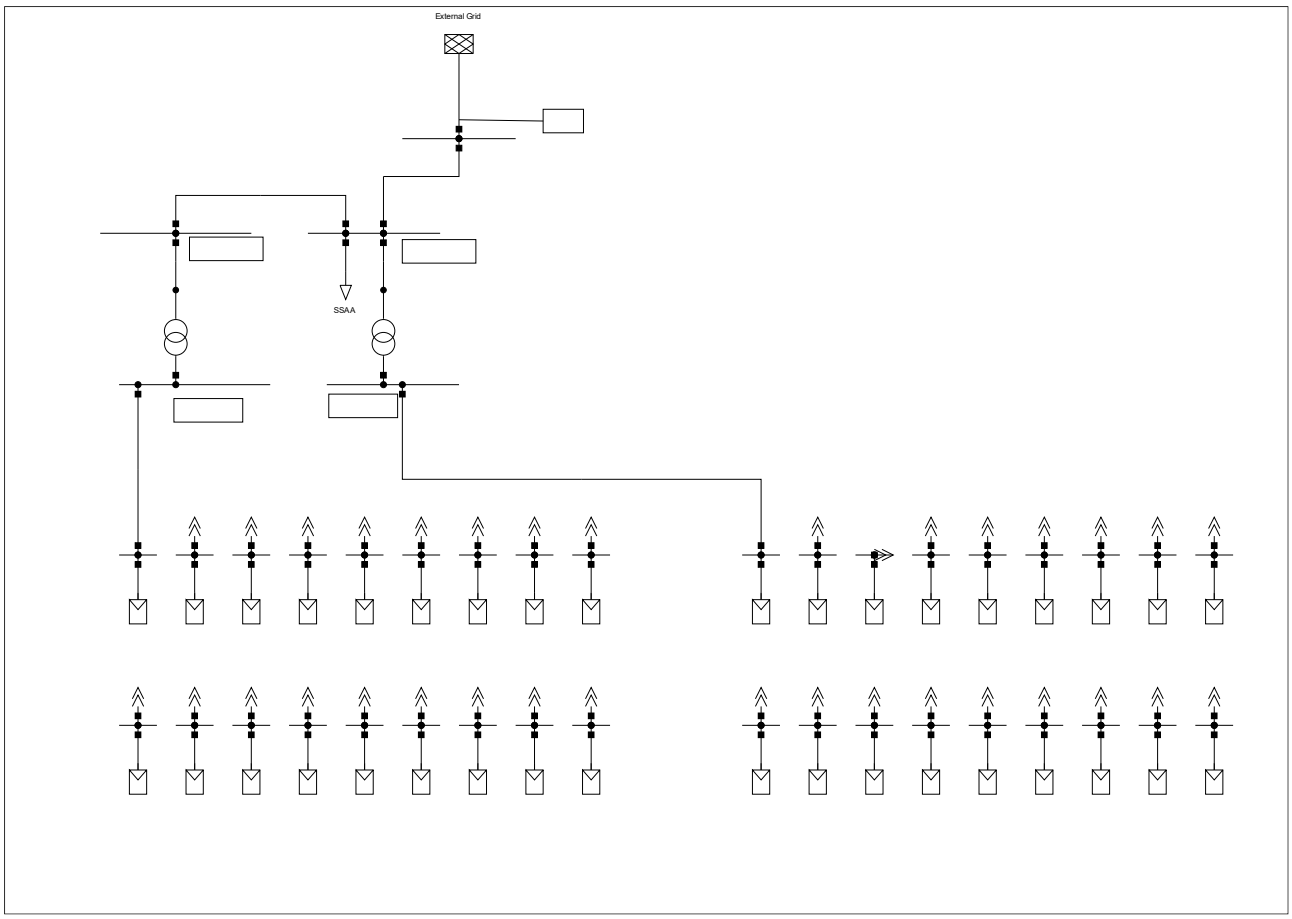


Figura 5.4 – Base de datos de red desarrollada del PMG Cauquenes en PowerFactory DIgSilent

5.3 Resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 5.1. 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 5.1 a Figura 5.3.

5.3.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de inversores presentada en la sección 5.2, se realiza en bornes de los equipos y ya se encuentran descontados los consumos propios de los inversores. Estos consumos se estiman en 0.196 kW según se observa en la Figura 4.6. El valor de **Potencia Bruta** (P_{Bruta}) se obtiene según la siguiente expresión.

$$P_{Bruta} = P_{INV} + N° \, INV \; x \; Consumos \; propios$$

$$P_{Bruta} = 8.7520 \, MW + 36 \; x \; 0.196 \, kW = 8.7591 \, MW$$

5.3.2 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 registrados en la Sección 4.5.

Según se observa en la Figura 4.6, el consumo interno de cada inversor se estima en 0.196 kW.

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

$$P_{SSAA} = N° \, INV \; x \; Consumos \; Propios + P_{Consumo,SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 36 \; x \; 0.196 \, kW + 0.0072 \, MW = 0.0143 \, MW$$

5.3.3 Potencia de Perdidas en la Central

La **Potencia de Perdidas en la Central**, corresponde a las perdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de las Perdidas en la central se realiza consideración la diferencia entre la potencia bruta abastecida por cada uno de los inversores del parque y la Potencia Neta Medida (P_{Neta} ver Figura 5.1). Además, se debe considerar el valor de potencia de los servicios auxiliares, registrados en 0.0072 MW.

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

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

$$P_{perd,central} = 8.7520\ MW - 0.0072\ MW - 8.4793\ MW = 0.2655\ MW$$

Al no existir un transformador de poder principal, el valor de las pérdidas de media tensión corresponde al total de pérdidas de la instalación, según la siguiente expresión.

$$P_{perd,central,corr} = P_{perd,MT}$$

5.3.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta Ensayada** registrada del PMG Cauquenes se obtuvo a partir de la medida en la barra de 13.2 kV de la S/E Cauquenes (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 5.1.

$$P_{Neta} = 8.4793\ MW$$

5.3.5 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 PMG Cauquenes considerando el parque completamente operativo.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PMG Cauquenes	8.7591	0.0143	0.2655	8.4793

Tabla 5.2 – Potencia Máxima – PMG Cauquenes – Resumen de Cálculos

Según se observa en la Tabla 5.2 la **Potencia Bruta Máxima Ensayada** calculada está dentro de lo esperado en base a las capacidades instaladas de inversores y paneles fotovoltaicos.

6 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado la Potencia Máxima del PMG Cauquenes.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta máxima de 8.7591 MW resultando en una inyección de **8.4793 MW** en el POI, correspondiente a S/E Cauquenes 13.2 kV.

La Tabla 6.1 resume los resultados obtenidos.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
PMG Cauquenes	8.7591	0.0143	0.2655	8.4793

Tabla 6.1 – Potencia Máxima – PMG Cauquenes

Para la Tabla 6.1 se tiene el siguiente desglose:

(1) Considera la operación del parque fotovoltaico con sus 36 inversores en servicio.

(2) Corresponde a la suma de los SS.AA. Incluye el consumo propio del inversor y centro de conversión en operación.

(3) Dado que la central no posee transformador principal, este valor corresponde únicamente a las pérdidas en el sistema colector en media tensión (0.2655 MW).

(4) Potencia inyectada en el punto de interconexión ubicado en la barra de 13.2 kV de S/E Cauquenes.

7 ANEXOS

7.1 Descripción de la entrega

Como información adjunta a este documento se debe considera la base de datos "EE-EN-2025-0270-RA_Potencia_Maxima_PMG_Cauquenes_DS".

Este archivo contiene el modelo de red desarrollada y las condiciones de flujo de carga establecidas para reproducir las condiciones de ensayos de potencia máxima mostrado en la sección 5.2.

El archivo "EE-EN-2025-0270-RA_PMAX_PMG_Cauquenes_Registros.zip" contiene los registros utilizados en la determinación de los resultados presentados y se describen a continuación.

Registro	Descripción
PMAX_POI	Mediciones POI 1 de febrero
PMAX _MET_TEST	Variables ambientales 1 de febrero – Ensayo
PMAX _MET_DAY	Variables ambientales 1 de febrero – Completo

Tabla 7.1 – Descripción de registros entregados

7.2 Certificados de calibración de medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACION

ESTUDIOS_001_BLACKBOX G4500

DATOS GENERALES			
Cliente	ESTUDIOS ELECTRICOS CHILE S.A.	**Fecha de certificación**	24 de junio de 2024
Dirección	Manquehue norte #160, Las Condes	**Fecha próxima certificación**	24 de junio de 2025
Contacto	Jorge Leiss	**Temperatura y Humedad**	21 ± 2 °C --- 38 ± 10 %
Email	jorge.leiss@estudios-electricos.com		

IDENTIFICACIÓN DEL ELEMENTO			
Tipo	**Marca**	**Modelo**	**Numero Serie**
Analizador de red	**BLACKBOX**	**G4500**	**00-60-35-2D-E8-4F**

INSTRUMENTOS UTILIZADOS			
Instrumento	**Marca**	**Modelo**	**Numero Serie**
Multímetro	**RSPRO**	**RSDM-9061**	**344B033G2**
SHUNT	**Sin Marca**	**400A/50mV**	**5558581**

Medida de tensión alterna (V)

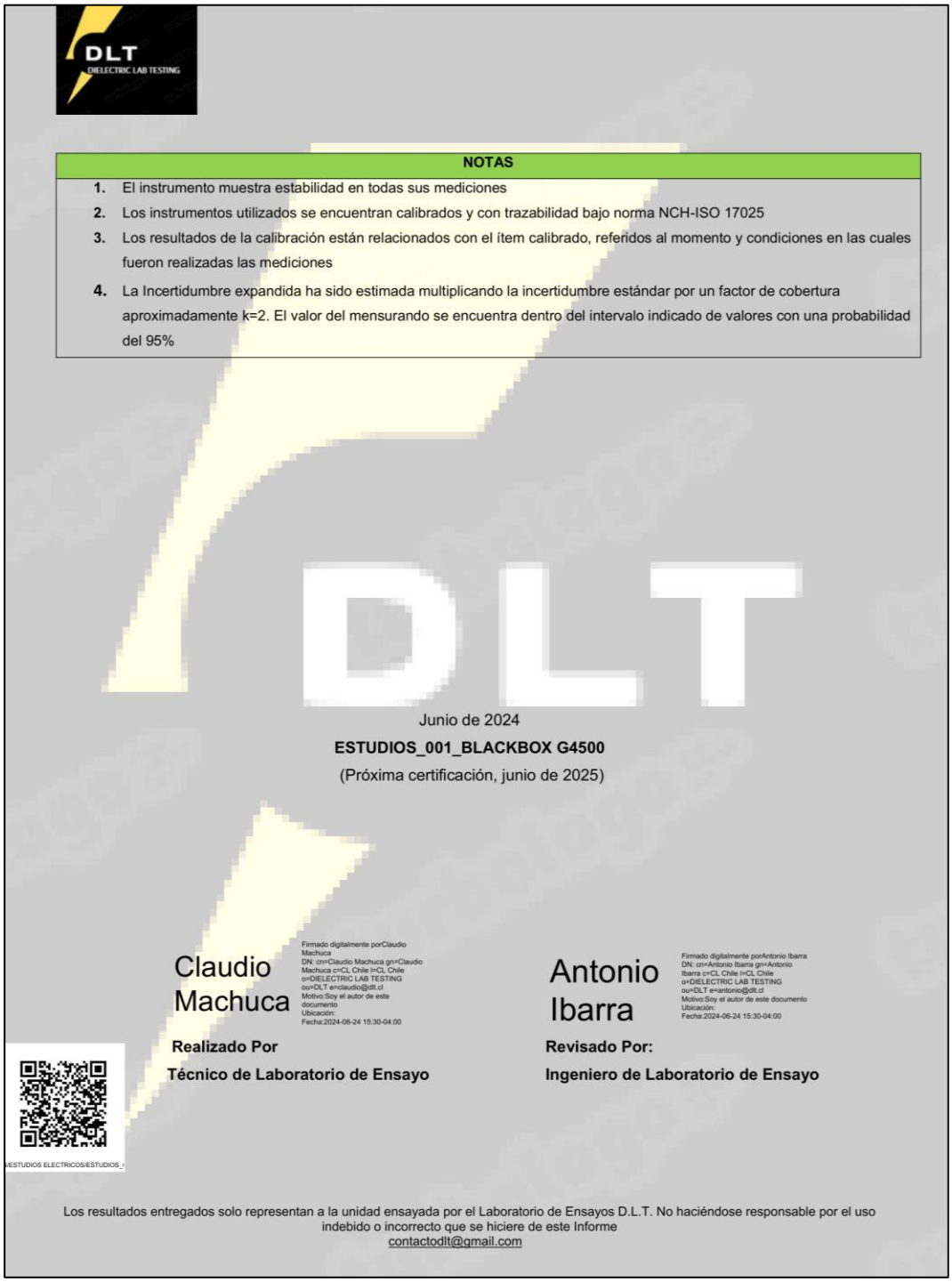
Escala VAC	RSDM-9061 VAC	G4500 VAC	G4500 VAC	G4500 VAC	Error Absoluto	Incertidumbre Expandida K=2	Observaciones
20	20,001	20,000	20,000	20,000	-0,001	0,0007	-----
40	40,003	40,002	40,002	40,002	-0,001	0,0007	-----
60	60,002	60,000	60,000	60,000	-0,002	0,0013	-----
80	80,002	80,000	80,000	80,000	-0,002	0,0013	-----
100	100,003	100,001	100,001	100,001	-0,002	0,0013	-----

Medida de corriente alterna

Escala IAC	RSDM-9061 IAC	G4500 IAC	G4500 IAC	G4500 IAC	Error Absoluto	Incertidumbre Expandida K=2	Observaciones
20	20,158	20,152	20,153	20,155	-0,006	0,0042	-----
50	50,362	50,357	50,359	50,340	-0,005	0,0035	-----
80	80,145	80,131	80,133	80,137	-0,0014	0,0099	-----

Los resultados entregados solo representan a la unidad ensayada por el Laboratorio de Ensayos D.L.T. No haciéndose responsable por el uso indebido o incorrecto que se hiciere de este Informe
contactodlt@gmail.com

Figura 7.1 – Certificado de calibración de medidor de energía, 1 de 2



DLT
DIELECTRIC LAB TESTING

NOTAS
1. El instrumento muestra estabilidad en todas sus mediciones
2. Los instrumentos utilizados se encuentran calibrados y con trazabilidad bajo norma NCH-ISO 17025
3. Los resultados de la calibración están relacionados con el ítem calibrado, referidos al momento y condiciones en las cuales fueron realizadas las mediciones
4. La Incertidumbre expandida ha sido estimada multiplicando la incertidumbre estándar por un factor de cobertura aproximadamente k=2. El valor del mensurando se encuentra dentro del intervalo indicado de valores con una probabilidad del 95%

Junio de 2024

ESTUDIOS_001_BLACKBOX G4500

(Próxima certificación, junio de 2025)

Claudio Machuca

Firmado digitalmente porClaudio Machuca
DN: cn=Claudio Machuca gn=Claudio Machuca c=CL Chile l=CL Chile o=DIELECTRIC LAB TESTING ou=DLT e=claudio@dlt.cl Motivo:Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha:2024-06-24 15:30-04:00

Realizado Por

Técnico de Laboratorio de Ensayo

Antonio Ibarra

Firmado digitalmente porAntonio Ibarra
DN: cn=Antonio Ibarra gn=Antonio Ibarra c=CL Chile l=CL Chile o=DIELECTRIC LAB TESTING ou=DLT e=antonio@dlt.cl Motivo:Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha:2024-06-24 15:30-04:00

Revisado Por:

Ingeniero de Laboratorio de Ensayo

\ESTUDIOS ELECTRICOS\ESTUDIOS_

Los resultados entregados solo representan a la unidad ensayada por el Laboratorio de Ensayos D.L.T. No haciéndose responsable por el uso indebido o incorrecto que se hiciere de este Informe
contactodlt@gmail.com

Figura 7.2 – Certificado de calibración de medidor de energía, 2 de 2

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.