

Empresa
País
Proyecto
Descripción

Solek Chile Service SpA
Chile
PMG Cauquenes
Informe de Mínimo Técnico



CÓDIGO DE PROYECTO	EE-2023-110
CÓDIGO DE INFORME	EE-EN-2025-0271
REVISIÓN	A

28 feb. 25



Este documento **EE-EN-2025-0271-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 30 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 autenticadas 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
	3.1 Centrales renovables no convencionales sin capacidad de regulación	8
4	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	10
	4.1 Diagrama unilineal.....	10
	4.2 Datos de los paneles fotovoltaicos	14
	4.3 Datos de los inversores	16
	4.4 Datos de los transformadores de bloque	18
	4.5 Datos de los Consumos de SSAA	19
5	DETERMINACIÓN DE MÍNIMO TÉCNICO	20
	5.1 Ensayo de Mínimo Técnico	21
	5.2 Determinación de Potencia de Inversores	23
	5.3 Resultados.....	24
	5.3.1 Potencia Bruta	24
	5.3.2 Potencia de Servicios Auxiliares.....	24
	5.3.3 Potencia de Perdidas en la Central.....	24
	5.3.4 Potencia Neta.....	25
	5.3.5 Resultados	25
6	CONCLUSIONES	26
7	ANEXOS	27
	7.1 Descripción de la entrega	27
	7.2 Certificados de calibración de medidor de energía	28



1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento resume los resultados del proceso de determinación de **Mínimo Técnico (MT)**, de la **PMG Cauqueses**, 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: Determinación de Mínimo Técnico 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_Cauqueses"**, aprobado por el CEN.

En esta ocasión, para la determinación de Mínimo Técnico, se han seguido cuidadosamente 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 0.0096 MW, de acuerdo con los lineamientos estipulados en el Anexo Técnico: Determinación de Mínimo Técnico en Unidades Generadoras.



2 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del PMG Cauquenes 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 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 ($\pm 2 \times 2.5\%$) 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 las bajas corrientes que circula en inversores del tipo “string inverter” en la condición de mínimo técnico, 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 Coordinado 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 y puntos de medición:

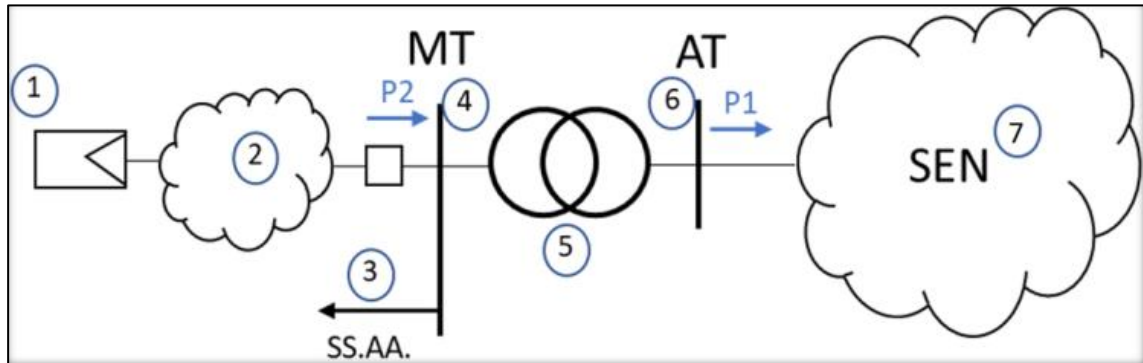


Figura 2.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

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:** 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 no cuenta con la capacidad de ir apagando inversores de forma controlada hasta lograr la operación de mínima generación con el mínimo número de equipos.

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.

3.1 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.

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.



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 ($\pm 2 \times 2.5\%$) 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.

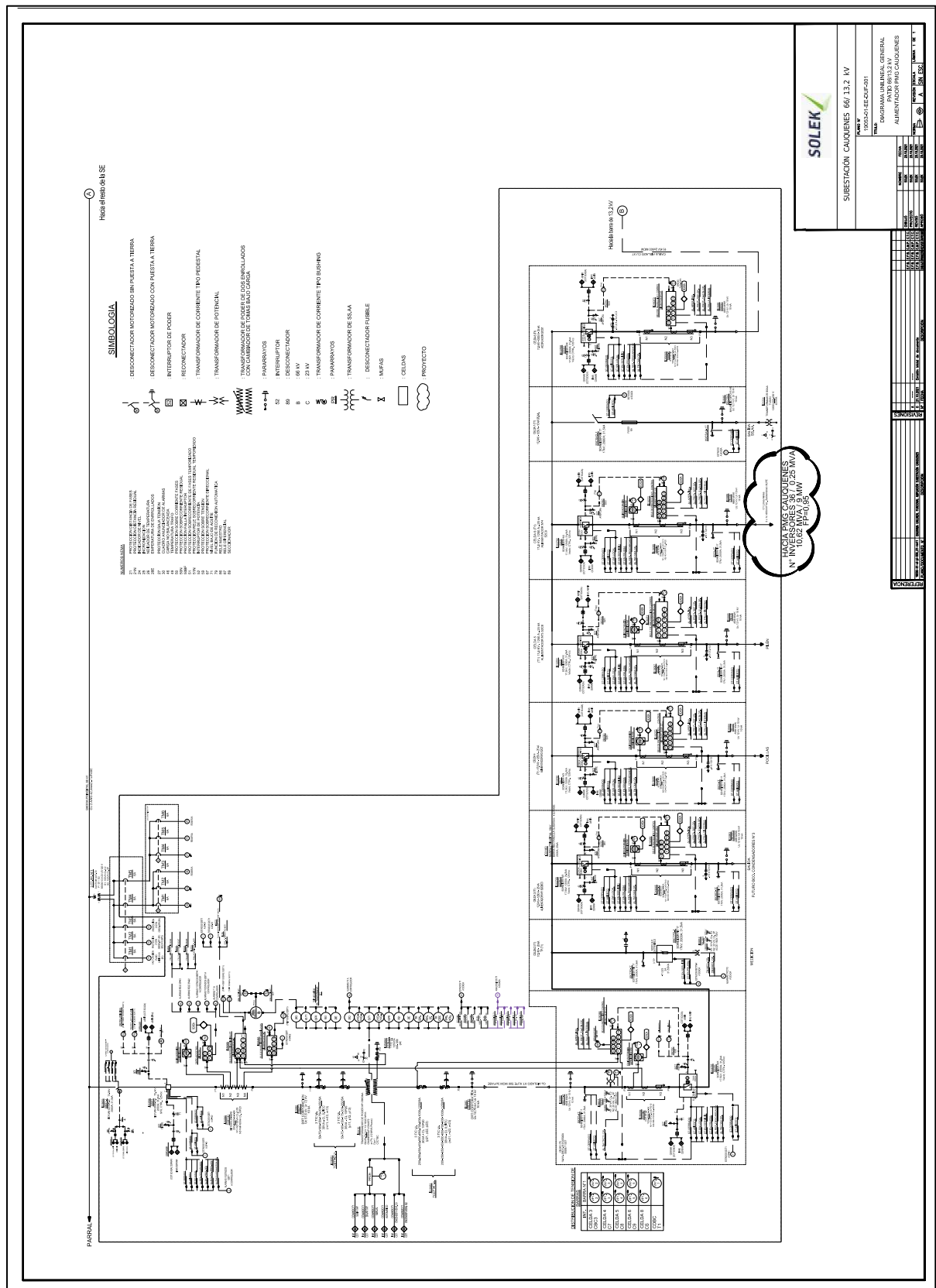


Figura 4.1 – Diagrama unilineal de S/E Cauqueses

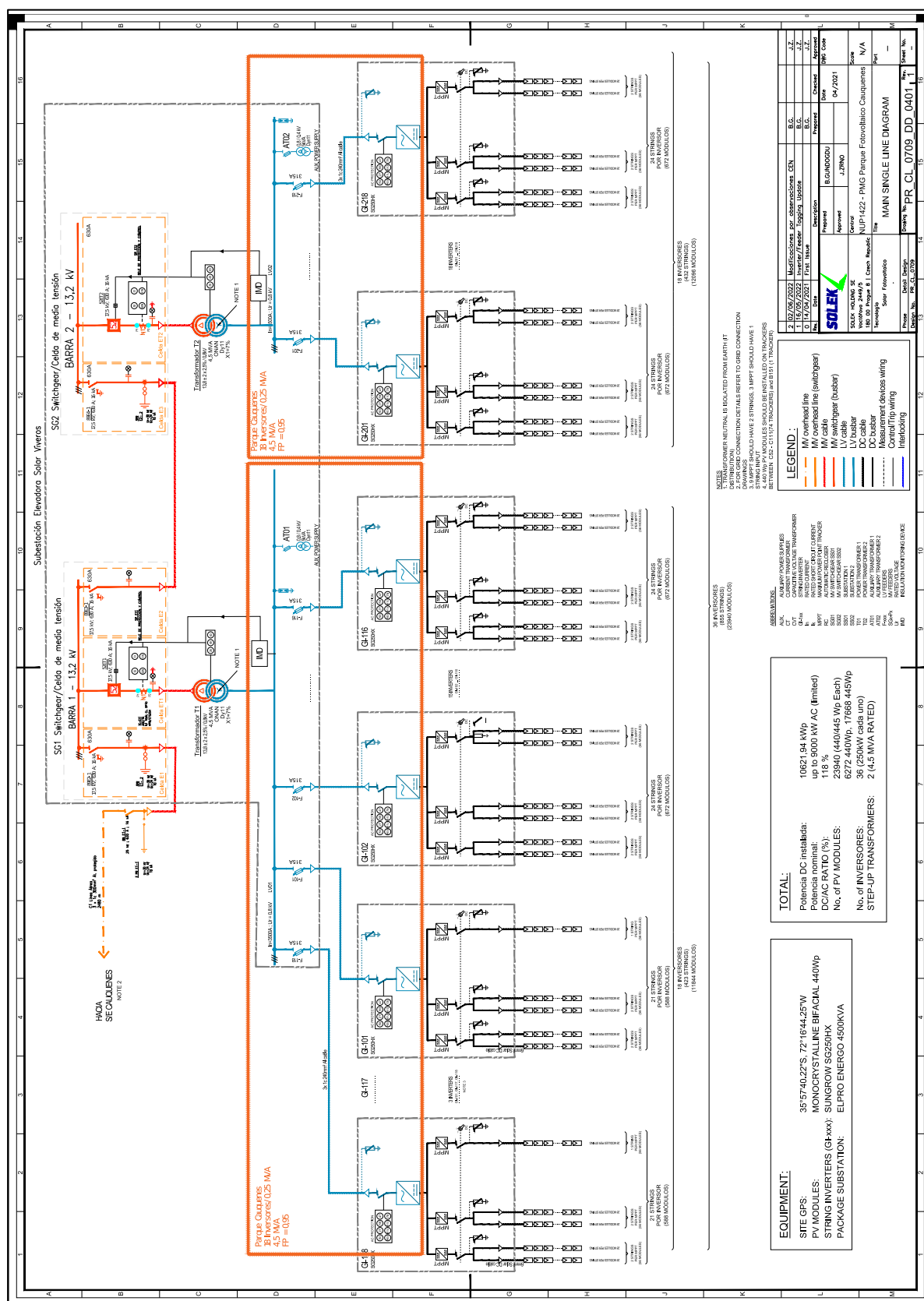


Figura 4.2 – Detalle de los centros de transformación de PMG Cauquenes

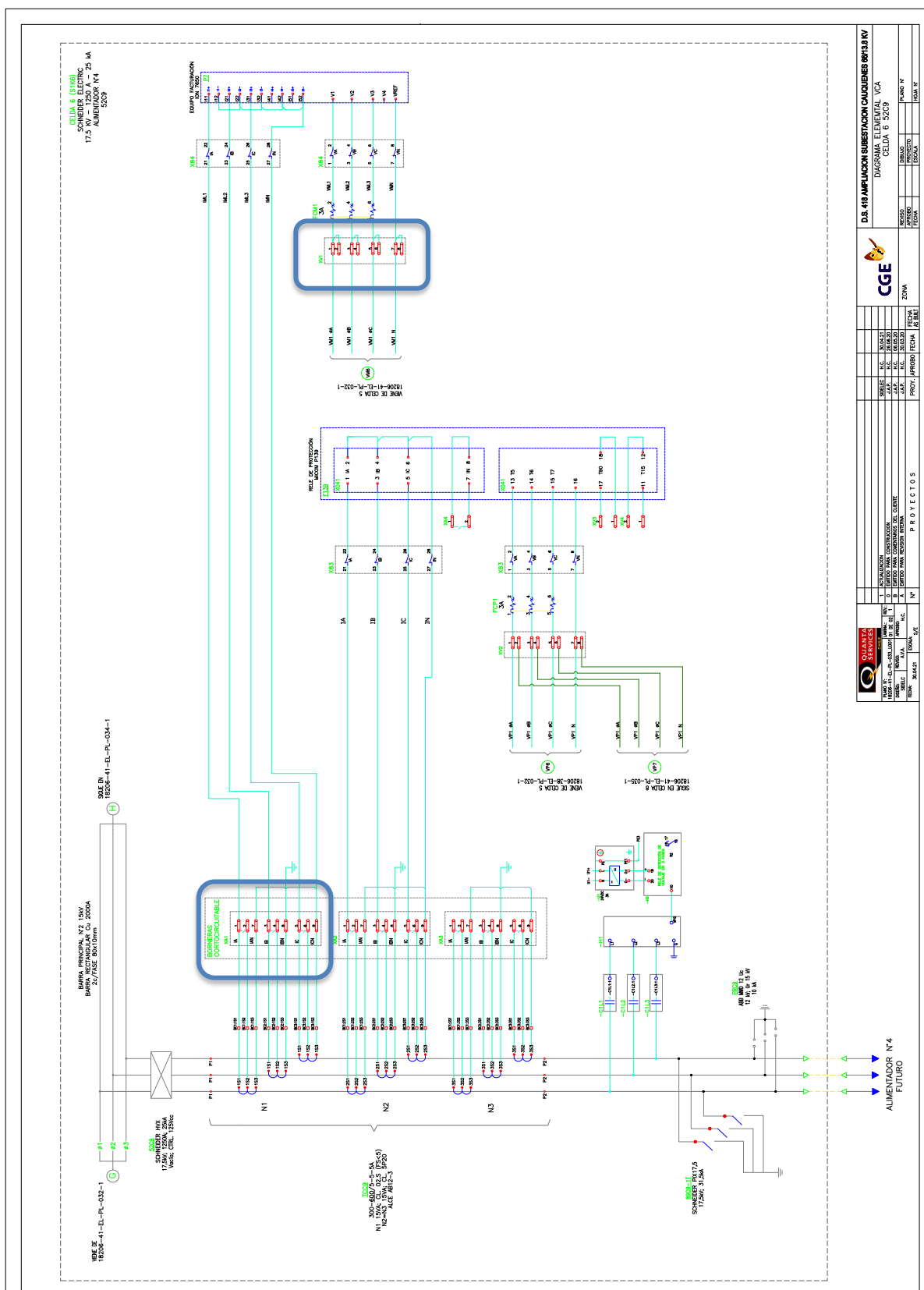


Figura 4.3 – POI del PMG Cauquenes, Celda 6 S1K6



4.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles del PMG Cauqueses son paneles bifaciales de marca HT-SAAE modelo HT72-166M(PD)-F 440Wp y 445Wp. El PMG Cauqueses 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.

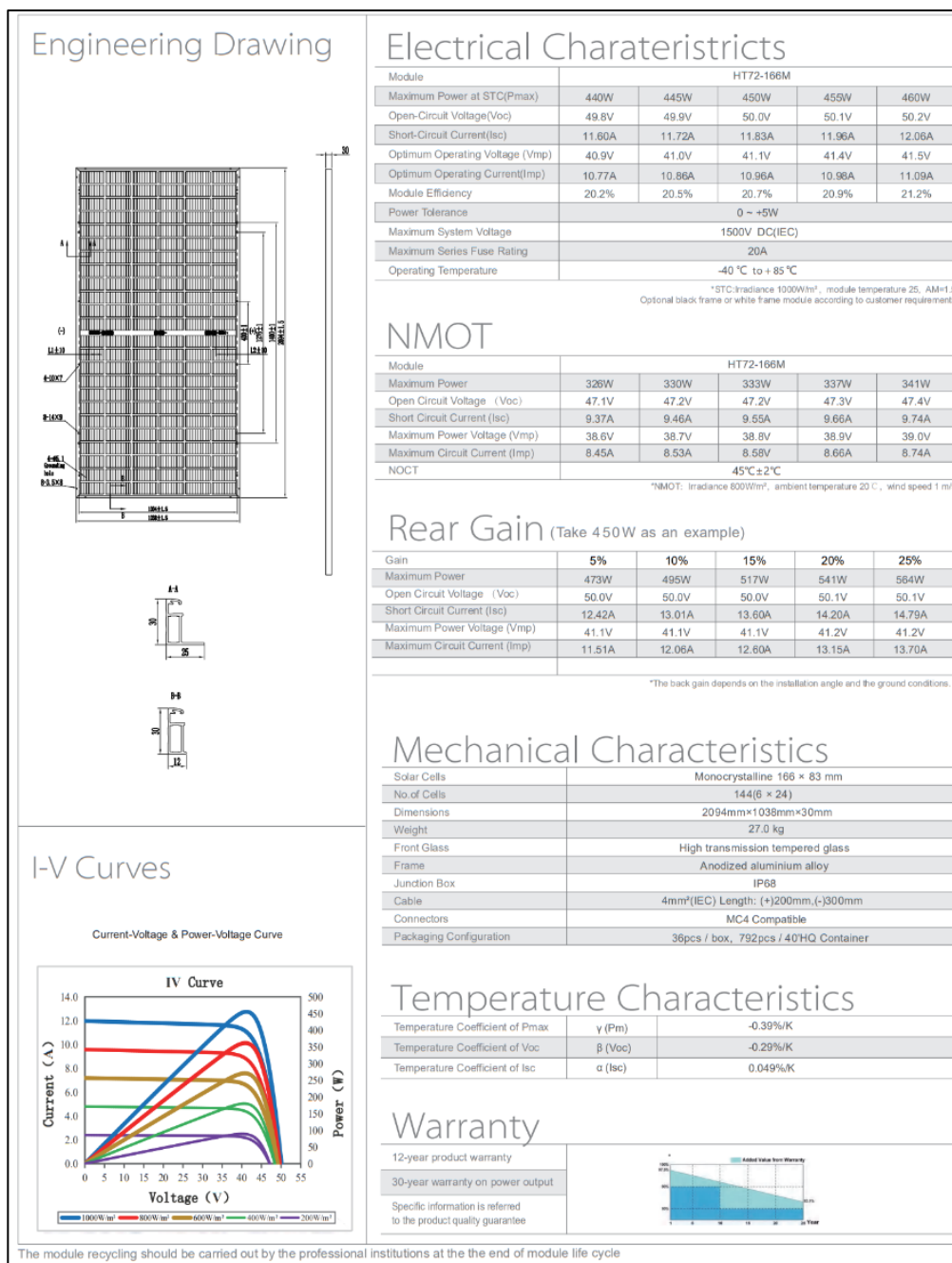


Figura 4.4 – Hoja de datos de paneles fotovoltaicos



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 Cauques



4.3 Datos de los inversores

El PMG Cauqueses 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 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
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 % I _n
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 °C
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 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm ²)
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.

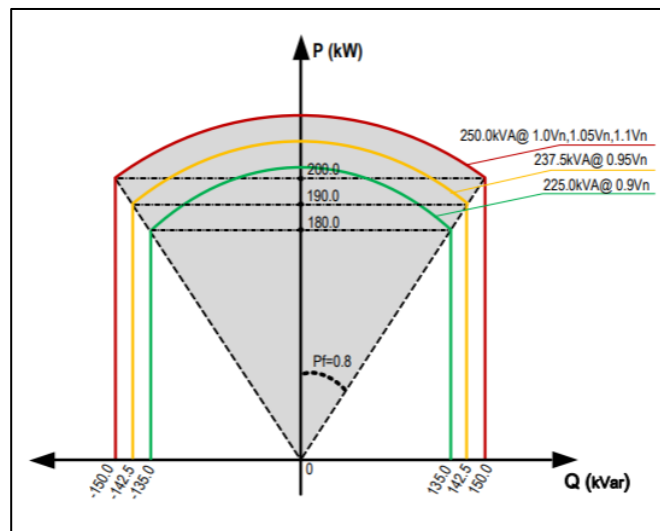


Figura 4.7 – Curva de capacidad del inversor PF mode

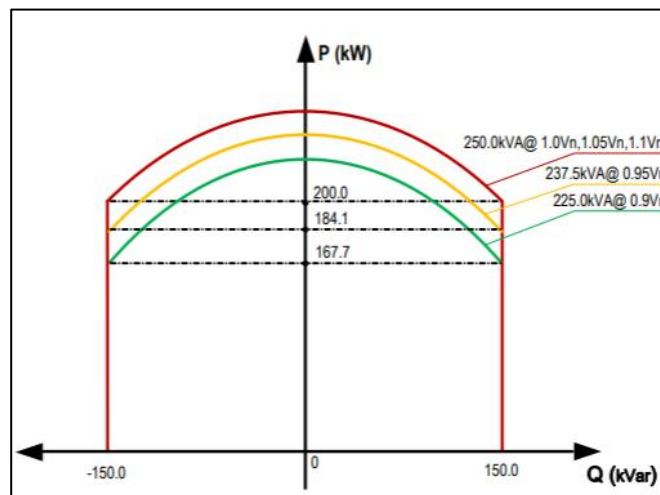


Figura 4.8 – Curva de capacidad del inversor – Q(t) mode



4.4 Datos de los transformadores de bloque

El PMG Cauqueses 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 13.2 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

Notar que la tensión de operación de la barra del punto de interconexión es de 13.2 kV a pesar de que los transformadores tengan una tensión nominal de 13.8 kV.

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	$\pm 2 \times 2.5 \%$

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 Cauques 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.



5 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 3 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 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 Cauqueses	(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 Cauqueses 13.2 kV (POI).



5.1 Ensayo de Mínimo Técnico

El día 1 de febrero de 2025 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico. Para lograr una condición de mínimo número de inversores en servicio, el operador debe dar una consigna de 0.0 MW. Cabe destacar que **no es posible detener inversores de forma manual** para la operación a Mínimo Técnico, por ello la prueba contempla el funcionamiento de los 36 equipos inversores que componen el proyecto.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 5.1 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 la Figura 5.2 se muestra el registro de irradiancia y temperatura registrados durante el período de prueba completa. Finalmente, en la Figura 5.3 se muestra el registro de irradiancia y temperatura ambiente del día completo del ensayo de Mínimo Técnico, enmarcando el período de prueba efectiva.

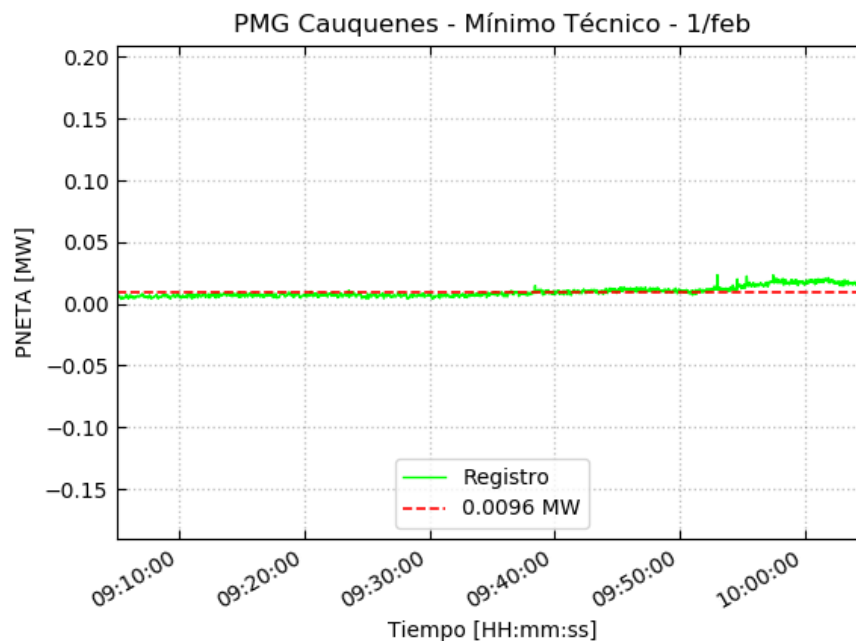


Figura 5.1 – Potencia neta – Mínimo Técnico

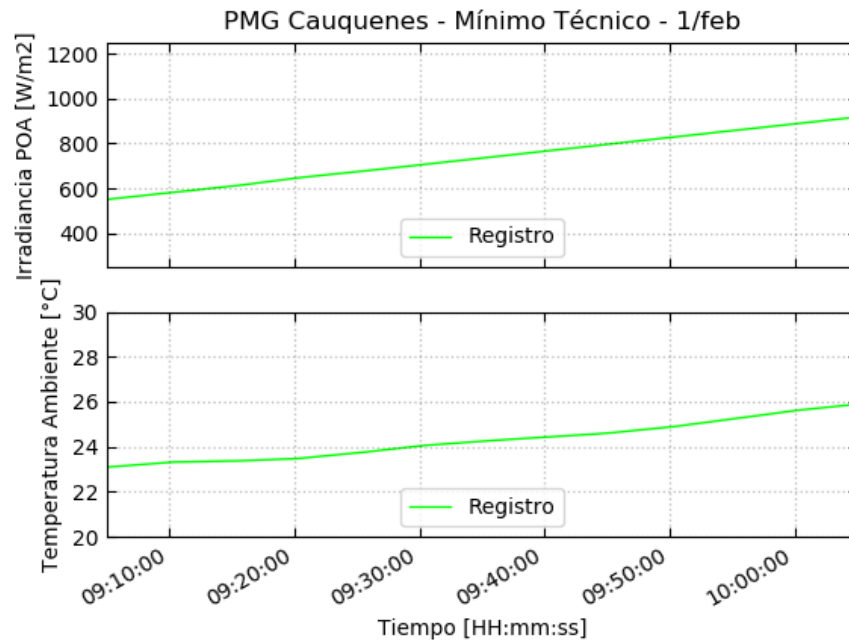


Figura 5.2 – Condiciones ambientales durante pruebas de mínimo técnico

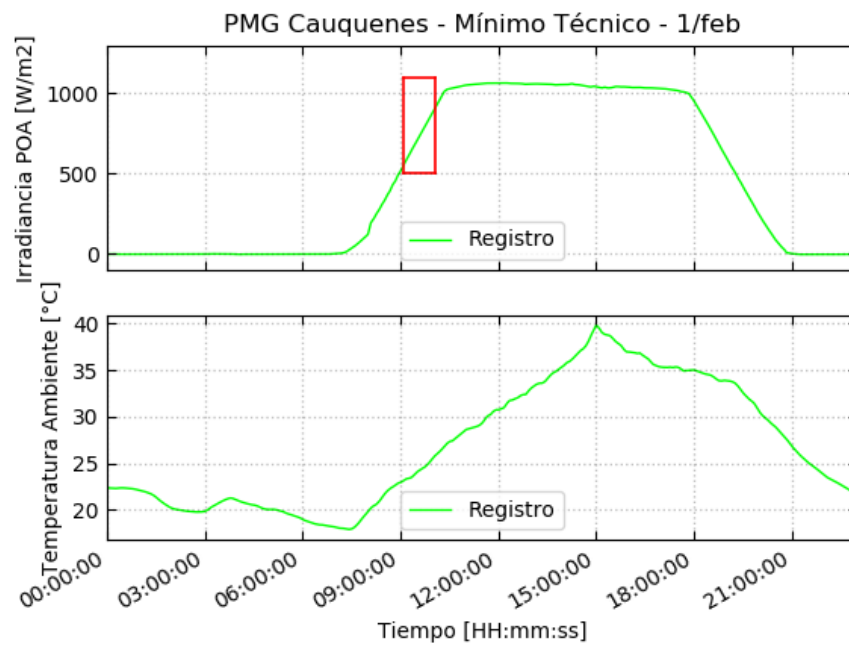


Figura 5.3 – Irradiancia y temperatura día completo – Mínimo Técnico



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 (adjunta). 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 0.0096 MW y 0.0331 MVar, respectivamente.

Al correr el flujo de potencia da como resultado una **Potencia de Inversores de 0.0242 MW**.

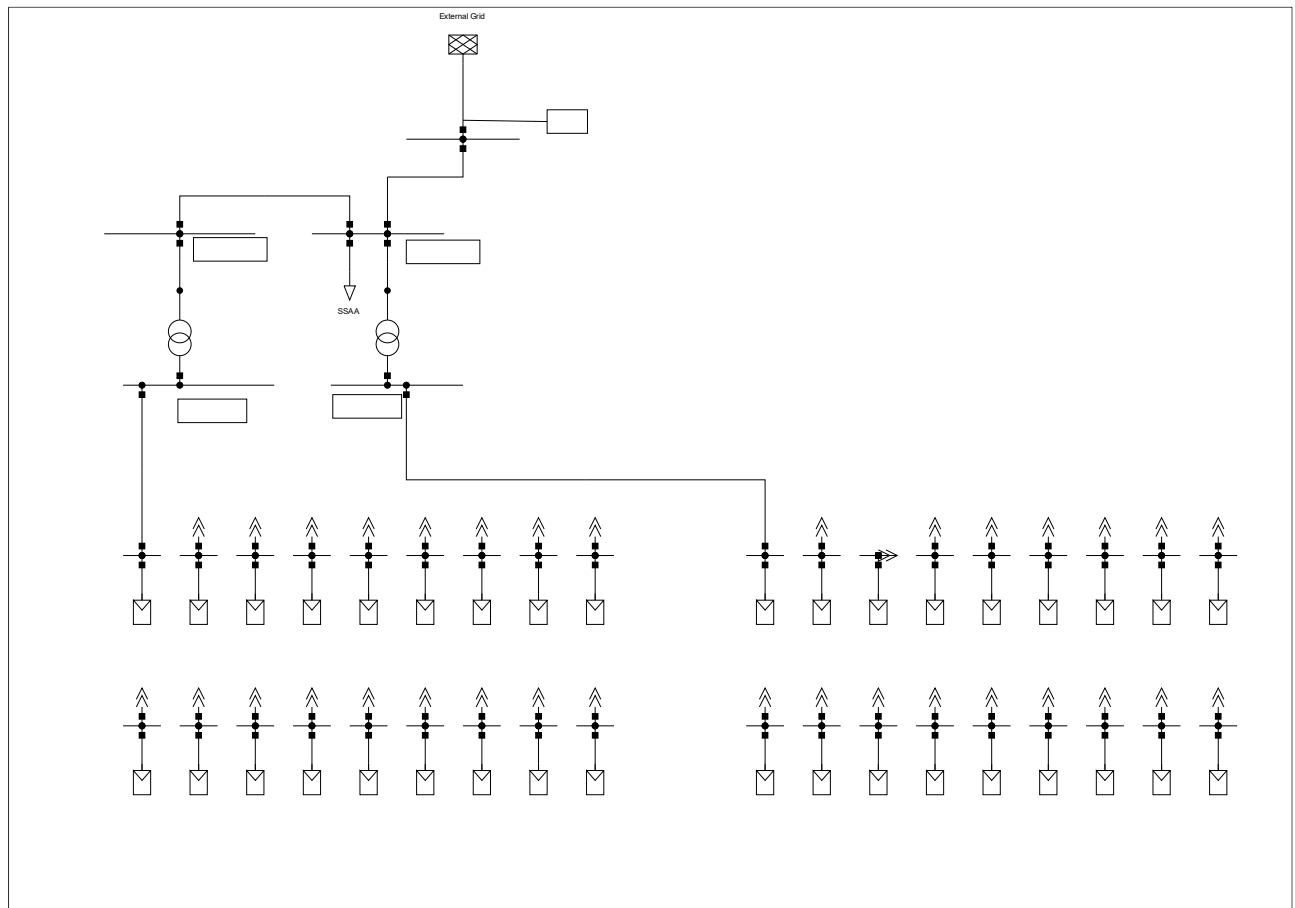


Figura 5.4 – Base de datos de red desarrollada del PMG Cauqueses en PowerFactory DigSilent



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 presentada en la sección 5.2, se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 0.196 kW según se observa en Figura 4.6. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 0.0242\ MW + 36 \times 0.196\ kW = 0.0313\ MW$$

5.3.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** (P_{SSAA}) se calcula como la suma del consumo propio estimado de cada inversor (expresado en MW) multiplicado por la cantidad de inversores en servicio, más los consumos de SSAA detallados en la Sección 4.5, que suman un total de 7.232 kW.

Según se observa en la Figura 4.6, el consumo interno del inversor se estima en 0.196 kW en operación. En base a estos datos se procede a calcular la **Potencia de Servicios Auxiliares**.

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

$$P_{SSAA} = 36 \times 0.196\ kW + 7.232\ kW = 0.0143\ MW$$

5.3.3 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 ($P_{tr,SSAA}$), y la potencia neta.

$$P_{perd,central} = P_{INV} - P_{tr,SSAA} - P_{NETA}$$

$$P_{perd,central} = 0.0242\ MW - 7.232\ kW - 0.0096\ MW = 0.0074\ MW$$



Al no haber 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.

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

5.3.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** del PMG Cauquenes corresponde a la potencia inyectada en la barra de 13.2 kV de la S/E Cauquenes (POI).

$$P_{Neta} = 0.0096 \text{ MW}$$

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	0.0313	0.0143	0.0074	0.0096

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – PMG Cauquenes – Planta completa



6 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado el valor de **Mínimo Técnico** del PMG Cauqueses. 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 no tiene la facultad de dar orden manual a cada equipo a través del SCADA**, por ende, la operación de **Mínimo Técnico** es alcanzada únicamente mediante la consigna de potencia activa deseada en el controlador que se reparte en la totalidad de los inversores de la planta.

La Tabla 6.1 resume los resultados obtenidos.

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Mínimo Neta [MW]
PMG Cauqueses	0.0313	0.0143	0.0074	0.0096

Tabla 6.1 – Mínimo Técnico del PMG Cauqueses

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 (0.0074 MW).
- (4) Potencia inyectada en el punto de interconexión ubicado en la barra de 13.2 kV de S/E Cauqueses.



7 ANEXOS

7.1 Descripción de la entrega

Como información adjunta a este documento se debe considera la base de datos “EE-EN-2025-0271-RA_Minimo_Tecnico_PMG_Cauqueses_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-2025-0271-RA_MT_PMG_Cauqueses_Registros.zip” contiene los registros utilizados en la determinación de los resultados presentados y se describen a continuación.

Registro	Descripción
MT_POI	Mediciones POI 1 de febrero
MT_MET_TEST	Variables ambientales 1 de febrero – Ensayo
MT_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							
Ciente	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	RSDM-9061	G4500	G4500	G4500	Error	Incertidumbre	Observaciones
VAC	VAC	VAC	VAC	VAC	Absoluto	Expandida K=2	
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	RSDM-9061	G4500	G4500	G4500	Error	Incertidumbre	Observaciones
IAC	IAC	IAC	IAC	IAC	Absoluto	Expandida K=2	
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





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

Realizado Por
Técnico de Laboratorio de Ensayo

Firmado digitalmente por Claudio Machuca
DN: cn=Claudio Machuca, g=DLT, o=DLT, email=claudio@dl.cl
Motivo Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha: 2024-06-24 15:30:04.00



ESTUDIOS ELECTRICOS ESTUDIOS

Antonio Ibarra

Revisado Por:
Ingeniero de Laboratorio de Ensayo

Firmado digitalmente por Antonio Ibarra
DN: cn=Antonio Ibarra, g=DLT, o=DLT, email=antonio@dl.cl
Motivo Soy el autor de este documento
Ubicación:
Fecha: 2024-06-24 15:30:04.00

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.