



ESTUDIOS
SISTEMICOS
POR UN MUNDO MAS RENOVABLE

CLIENTE: ORIONPOWER

INFORME DE MÍNIMO TÉCNICO (MT)

Proyecto: Parque Fotovoltaico Pataguilla

CÓDIGO: 22040-INF-ORI-029

REVISIÓN B

Fecha de emisión: 21.10.2024



www.estudiossistemicos.cl



El presente documento fue preparado por los siguientes profesionales de Estudios Sistémicos SpA.

Profesional	Correo	Departamento
Franco Leonel Musso	franco.musso@estudiossistemicos.cl	Departamento de Ensayos
Emiliano Chiapponi	emiliano.chiapponi@estudiossistemicos.cl	Departamento de Ensayos
Diego Millán Cartes	diego.millan@estudiossistemicos.cl	Departamento de Operaciones

La fecha de emisión de cada revisión y la actividad de los respectivos encargados se indican en la siguiente tabla:

Revisión	Fecha	Realizó	Revisó	Aprobó	Comentarios
A	15.10.2024	ENC	FLM	DMC	Para presentar
B	21.10.2024	ENC	FLM	DMC	Contempla observaciones realizadas por ORION POWER

No se permiten copias de este documento sin la autorización de ESTUDIOS SISTÉMICOS SpA

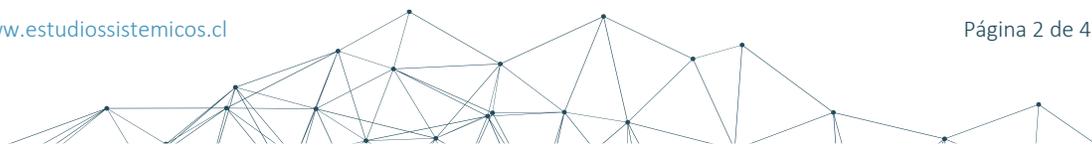




TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 Abreviaturas y Definiciones	6
1.2 Listado de señales.....	7
1.3 Personal participante.....	7
1.4 Equipo utilizado	7
2. ASPECTOS NORMATIVOS	8
3. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL	10
3.1 Diagrama unilineal simplificado (DUS).....	12
3.2 Inversores	12
3.3 Transformadores de bloque	13
3.4 Transformador principal	14
3.5 Transformador de servicios auxiliares (SSAA).....	14
3.6 Consumo de servicios auxiliares	15
4. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO	17
4.1 Introducción	17
4.2 Nomenclatura.....	18
4.3 Objetivos.....	19
4.4 Señales registradas	20
4.5 Mínimo técnico con un único inversor en servicio	21
4.5.1 Potencia bruta	22
4.5.2 Potencia SS.AA.....	23
4.5.3 Potencia neta.....	23
4.5.4 Pérdidas en la central	24
4.6 Mínimo técnico con todos los inversores en servicio	26
4.6.1 Potencia bruta	27
4.6.2 Potencia SS.AA.....	28
4.6.3 Potencia neta.....	28
4.6.4 Pérdidas en la central	29
5. CONCLUSIONES	31
6. ANEXOS	32
7. REFERENCIAS	44





ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Condición del parque – Prueba de MT con un único inversor en servicio	8
Figura 2-2: Condición del parque – Prueba de MT con todos los inversores en servicio.....	9
Figura 3-1: Ubicación geográfica – Parque Fotovoltaico Pataguilla	10
Figura 3-2: Esquema simplificado del punto de conexión al SEN - Parque Fotovoltaico Pataguilla...	11
Figura 3-3: Esquema simplificado - Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]	12
Figura 3-4: Curva de capacidad – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [4].....	13
Figura 3-5: Consumo de servicios auxiliares	16
Figura 4-1: Esquema simplificado de un parque fotovoltaico.....	18
Figura 4-2: Relaciones entre los valores a obtener y los elementos del Parque Fotovoltaico Pataguilla	19
Figura 4-3: Ensayo de MT – Un único inversor en servicio – PNETA y PBRUTA	21
Figura 4-4: Ensayo de MT – Un único inversor en servicio – PINV.....	22
Figura 4-5: Ensayo de MT – Todos los inversores en servicio – PNETA y PBRUTA.....	26
Figura 4-6: Ensayo de MT – Todos los inversores en servicio – PINV	27
Figura 6-1: Diagrama unilineal - Parque Fotovoltaico Pataguilla [9]	32
Figura 6-2: Hoja de datos – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]	33
Figura 6-3: Diagrama simplificado y curva de eficiencia – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [3]	34
Figura 6-4: Consumo interno – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [5]	34
Figura 6-5: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT1 (INV01)	35
Figura 6-6: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT2 (INV02)	35
Figura 6-7: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT3 (INV03)	36
Figura 6-8: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT1 (INV01) [10].....	37
Figura 6-9: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT2 (INV02) [11].....	38
Figura 6-10: Ensayos del fabricante - Transformadores de bloque CT3 (INV03) [12]	39
Figura 6-11 Fotografía de placa - Transformador principal [7]	40
Figura 6-12: Pruebas FAT (Hoja 5 de 54)- Transformador de poder [8].....	41
Figura 6-13: Hoja de datos - Transformador de SSAA.....	42
Figura 6-14: Fotografía de placa - Transformador de SSAA	43





INFORME DE MÍNIMO TÉCNICO (MT) PARQUE FOTOVOLTAICO PATAGUILLA

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento detalla los resultados y el procedimiento de determinación del Mínimo Técnico (MT) del Parque Fotovoltaico Pataguilla, a partir de las pruebas llevadas a cabo en terreno y en función con lo establecido en el “*Anexo Técnico Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras*” [1].

El Parque Fotovoltaico Pataguilla se encuentra localizado en el sector de Carena, comuna de Curacaví, Chile. El mismo consiste en una central fotovoltaica con una **capacidad instalada de 9 MW**. La cual se conecta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por medio de una conexión tipo Tap Off en 44 kV. Dicha conexión se realiza entre la S/E Carena y la S/E Puente Alto (CMPC), ambas subestaciones existentes en 44 kV, a aproximadamente 500 m de S/E Carena.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados, sobre los inversores y el PPC del Parque Fotovoltaico Pataguilla, durante el día 1 de octubre del 2024.

El parque utiliza aproximadamente 24.500 módulos fotovoltaicos, monocristalinos, para la generación de energía. Estos módulos se conectan a tres (3) centros de transformación Sungrow modelo SG3125HV-MV-30 de 3,125 MVA@50°C/3,437 MVA@45°C de potencia nominal. Cada centro de transformación posee un (1) transformador de bloque de relación 23/0,6 kV de 3,125 MVA (ONAN) de potencia nominal y grupo de conexión Dy11. Estos transformadores de bloque poseen una potencia máxima de 3437 kVA, esto puede observarse en su placa en el ANEXO III. Posteriormente, la potencia de los tres (3) centros de transformación, se evacua a través de un (1) transformador de potencia marca Tusan. Dicho transformador posee una relación de transformación de 44/23 kV, una capacidad nominal de 10 MVA (ONAN) y un grupo de conexión YNd11.

La red colectora de media tensión de parque cuenta con un (1) circuito colector, el cual opera en 23 kV. Dicho circuito colector confluye en el transformador de potencia de 10 MVA mencionado anteriormente. El transformador elevador se conecta en 44 kV de forma directa (Tap-off), a través de una línea de 0,04 km, a unos 0,5 km de la S/E Carena y 41,96 km de la S/E Puente Alto (CMPC).

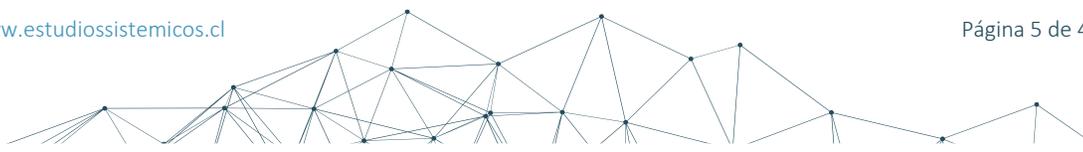
Además, el parque, cuenta con un transformador de 23/0,22 kV y 25 kVA de potencia nominal, para la alimentación de sus servicios auxiliares.

El parque cuenta con un control conjunto de planta (PPC) implementado por Inaccess. El mismo controla el parque en el punto de 44 kV Indicado en la Figura 6-1. En dicho punto se realizan las mediciones durante los ensayos propuestos, a nivel PPC, en este documento.

Los modos de operación del PPC son los siguientes:

- Control de potencia reactiva (Q)
- Control de factor de potencia (FP)
- Control de tensión (V)
- Control de potencia activa (P). El mismo cuenta con la función de limitación de potencia activa, como así también, con la posibilidad de aumentar o disminuir la potencia activa frente a escenarios de subfrecuencia o sobrefrecuencia, respectivamente.

La hoja de datos de los inversores Sungrow se presenta en el ANEXO II.





1.1 Abreviaturas y Definiciones

En la Tabla 1-1 se presentan las abreviaturas, junto con la descripción de estas, utilizadas en el presente documento. Mientras que, en la Tabla 1-2 se presenta el listado de señales.

Tabla 1-1: Abreviaturas y descripciones generales

Abreviatura	Descripción
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
MT	Mínimo Técnico
SI	Sistema Interconectado
AT	Alta Tensión – 44 kV
MT	Media Tensión – 23 kV
BT	Baja Tensión – 0,6 kV
POI	Punto de Interconexión ('Point Of Interconnection')
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
PPC	Control Conjunto de Planta ('Power Plant Controller')
INV	Inversor
SS.AA.	Servicios Auxiliares
P_{neta}	Potencia activa neta generada por el parque fotovoltaico en AT
P_{bruta}	Potencia activa bruta generada por la suma de todos los inversores en BT
$P_{tr.poder}$	Pérdidas del transformador de poder del parque
$P_{tr.bloque}$	Perdidas en los transformadores de bloque del parque
P_{SSAA}	Potencia activa consumida por los servicios auxiliares del parque
$P_{colector}$	Pérdidas en el sistema colector del parque
$P_{conductores}$	Perdidas en los conductores de la red colectora del parque

El documento “Anexo Técnico Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras” [1] presenta la definición de mínimo técnico que se utiliza durante la elaboración del presente informe. Dicha definición se presenta a continuación:

Mínimo técnico: Se entenderá por Mínimo Técnico a la potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua.





1.2 Listado de señales

Tabla 1-2: Listado de señales

Variable	Descripción
PINV	Potencia activa del inversor – Medida en BT
PNETA	Potencia activa total generada por el parque en AT – Medida en el POI
PBRUTA	Sumatoria de la potencia activa generada por todos los inversores del parque – Medida en BT

1.3 Personal participante

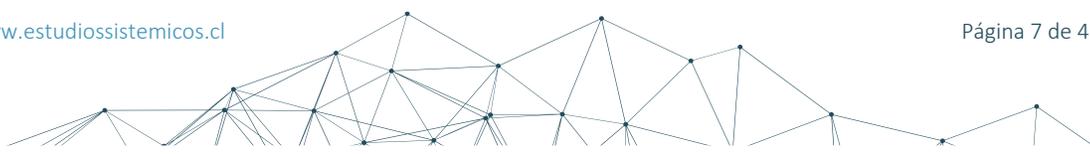
Tabla 1-3: Personal participante en los ensayos

Personal	Fecha
Ing. Diego Millán Cartés	1 de octubre de 2024
Ing. Carlos Núñez Cortés	

1.4 Equipo utilizado

Tabla 1-4: Equipo utilizado en los ensayos

Marca	Modelo	Tasa de muestreo
ELSPEC	G4500 (BLACKBOX)	1 ms





2. ASPECTOS NORMATIVOS

El documento de “Anexo Técnico Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras” [1] 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 SI en forma continua. Aquellas restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riego, entre otras, no deberán ser consideradas en la determinación de este valor, es decir, solo debe obedecer a restricciones técnicas de operación de la unidad.

La determinación del Mínimo Técnico, en parque fotovoltaicos, se realiza para las siguientes dos (2) condiciones:

- **Mínimo Técnico con un único inversor en servicio:** Se despachará un único inversor en el mínimo valor de potencia activa en el que este sea capaz de operar, de forma segura y estable. El valor de potencia activa registrado, en el POI (44 kV), durante esta prueba puede ser cero o superior. Durante la misma, la totalidad del parque debe encontrarse energizado. En la Figura 2-1 se presenta el escenario planteado para la realización del ensayo.

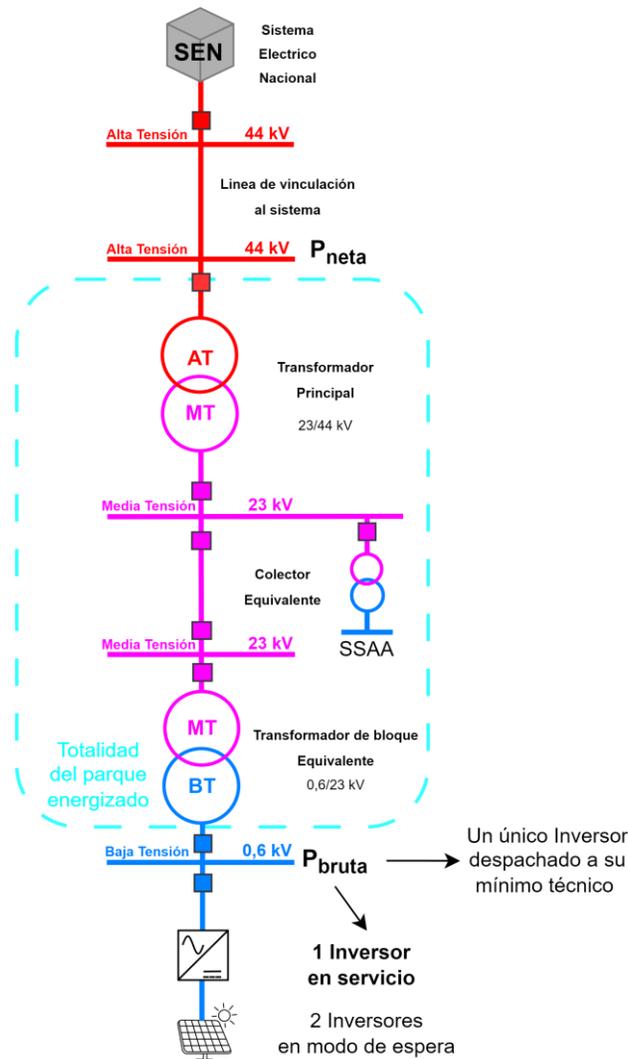


Figura 2-1: Condición del parque – Prueba de MT con un único inversor en servicio



- **Mínimo Técnico con la totalidad de los inversores en servicio:** Se despachará a todos los inversores en el mínimo valor de potencia activa en el que estos sean capaces de operar, de forma segura y estable. El valor de potencia activa registrado en el POI (44 kV), durante esta prueba, puede ser cero o superior. Durante la misma la totalidad del parque debe encontrarse energizado. En la Figura 2-2 se presenta el escenario planteado para la realización del ensayo.

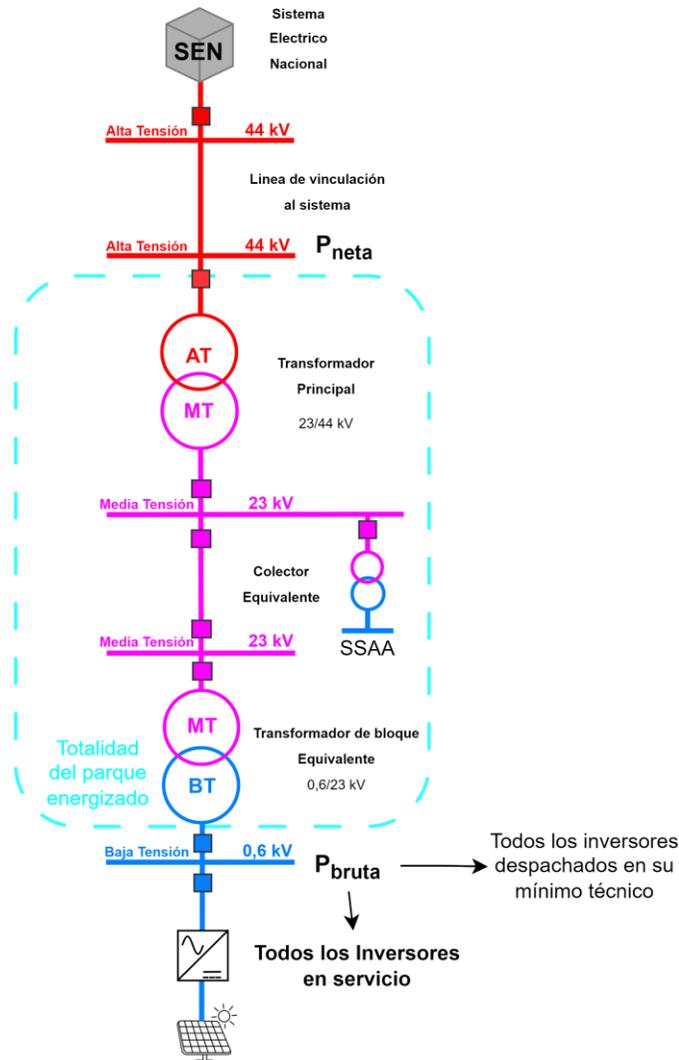


Figura 2-2: Condición del parque – Prueba de MT con todos los inversores en servicio



3. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL

El Parque Fotovoltaico Pataguilla se encuentra localizado en el sector de Carena, comuna de Curacaví, Chile. En la Figura 3-1 se muestra la ubicación geográfica de la central.

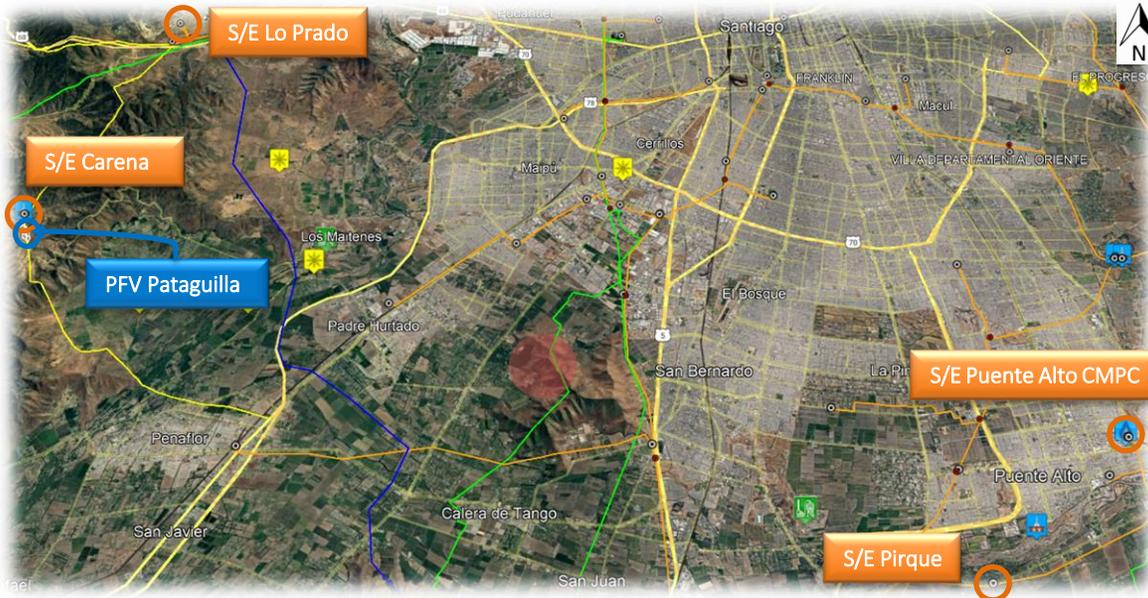


Figura 3-1: Ubicación geográfica – Parque Fotovoltaico Pataguilla

El Parque Fotovoltaico Pataguilla está constituido por tres (3) inversores Sungrow modelo SG3125HV-MV-30 de 3,125 MVA@50°C/3,437 MVA@45°C de potencia nominal. Estos inversores poseen una tensión nominal de salida de 0,6 kV (BT). Dicha tensión es elevada por los transformadores de bloque de relación 23/0,6 kV (MT/BT), potencia nominal 3,125 MVA (ONAN) y potencia máxima de 3,437 MVA, para poder transportar la potencia generada por los inversores hacia los terminales de MT del transformador principal. Este transformador es marca Tusan, posee una relación de transformación de 44/23 kV, una potencia nominal de 10 MVA (ONAN) y un grupo de conexión YNd11.

La vinculación entre cada uno de los inversores y los bornes de media tensión del transformador principal, se realiza a través de la red colectora. Dicha red cuenta con un único (1) circuito colector que opera en 23 kV (MT). La disposición de los inversores, dentro del circuito colector, se puede observar en el diagrama unilíneal presentado en el ANEXO I. A su vez, en la Figura 3-2, se presenta un esquema simplificado del punto de conexión del parque al SEN, donde se observan los elementos mencionados. Adicionalmente, en dicha figura, se indica cual es el **inversor cercano** y el **inversor lejano** del parque.

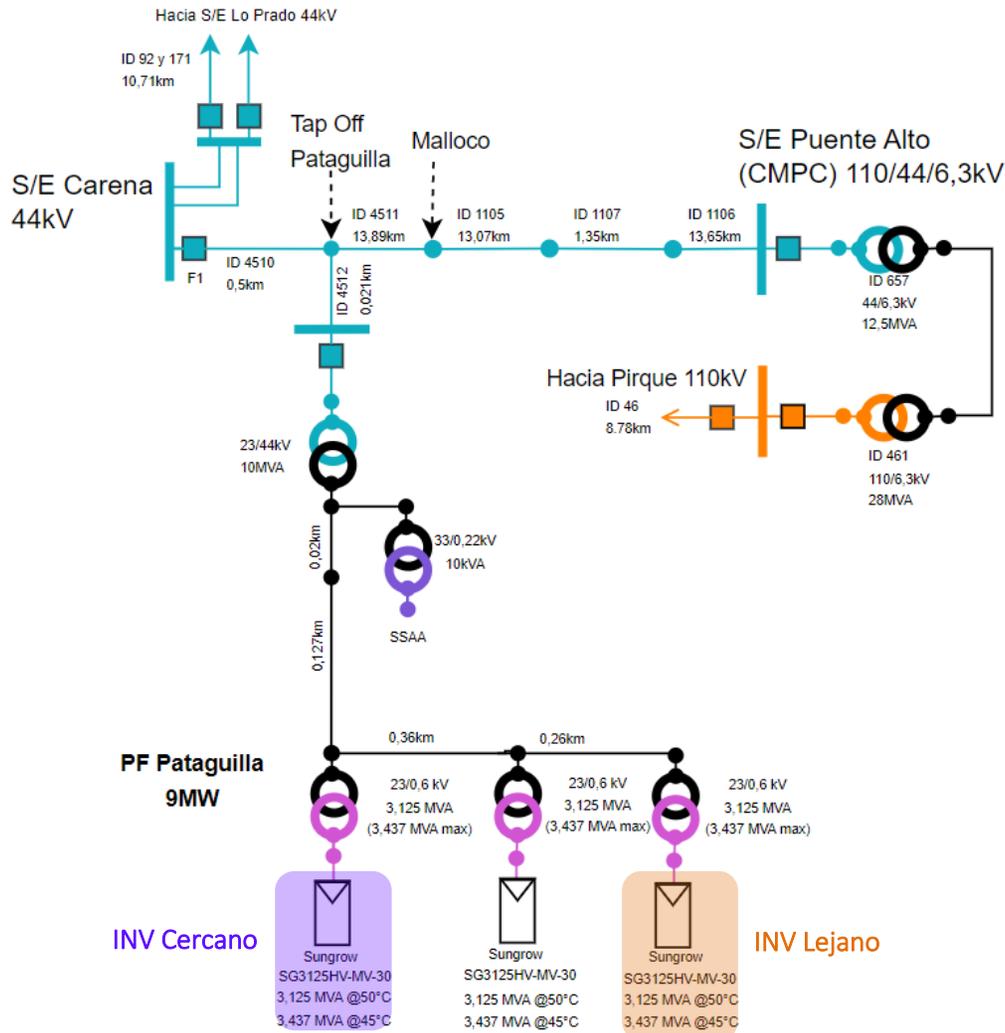


Figura 3-2: Esquema simplificado del punto de conexión al SEN - Parque Fotovoltaico Pataguilla

La tensión de servicio del parque, a la fecha de realización de los ensayos, de acuerdo con el documento [2] publicado en agosto 2023, para tensiones de 66 kV, se detalla en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Tensiones de servicio [2]

Barra 66 kV	Vservicio [kV]	Rango de operación					
		Estado normal		Estado de alerta		Estado de emergencia	
		1,07Vs [kV]	0,93Vs [kV]	1,10Vs [kV]	0,9Vs [kV]	1,10Vs [kV]	0,9Vs [kV]
66 kV	67	71,7	62,3	73,7	60,3	73,7	60,3

Nota: Cabe señalar que, para las instalaciones del sistema de transmisión con tensiones nominales inferiores a 66 kV, la tensión de servicio o referencia puede ser distinta de la nominal, dependiendo de los requerimientos de calidad de producto en los puntos de control de clientes regulados.





3.1 Diagrama unilineal simplificado (DUS)

En el ANEXO I se presenta el diagrama unifilar del Parque Fotovoltaico Pataguilla. En el mismo se puede observar la conexión de los tres (3) inversores con cada uno de los transformadores de bloque y la conexión de estos al transformador principal. La conexión entre los transformadores de bloque y el transformador principal se denomina red colectora.

Las pruebas de Mínimo Técnico, con un único inversor en servicio, se realizaron utilizando el INV03.

3.2 Inversores

El Parque Fotovoltaico Pataguilla está constituido por tres (3) inversores Sungrow modelo SG3125HV-MV-30 de 3,125 MVA@50°C/3,437 MVA@45°C de potencia nominal y 0,6 kV de tensión nominal. Los mismos se encuentran distribuidos en el único circuito colector del parque.

Los parámetros principales de los inversores se presentan en la Tabla 3-2, mientras que en el ANEXO II se presenta la hoja de datos de los mismos.

Tabla 3-2: Parámetros principales – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal @45°C	3437	kVA
Potencia nominal @50°C	3125	kVA
Frecuencia	50	Hz
Tensión fase-fase	0,6	kV
Factor de potencia @ 1pu voltage, Pn	-0,8 (ind) +0,8 (cap)	-
Corriente Máxima	3308	A

Los inversores Sungrow cuentan con dos convertidores DC/AC en paralelo, con una potencia de 1,7185 MVA cada uno. Estos convertidores son los encargados de convertir la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna, para poder evacuar la misma hacia la red. Los inversores también son los encargados de realizar el intercambio de corriente reactiva con el sistema. En la Figura 3-3 se muestra un esquema simplificado de los inversores, donde se pueden observar los dos convertidores mencionados previamente.

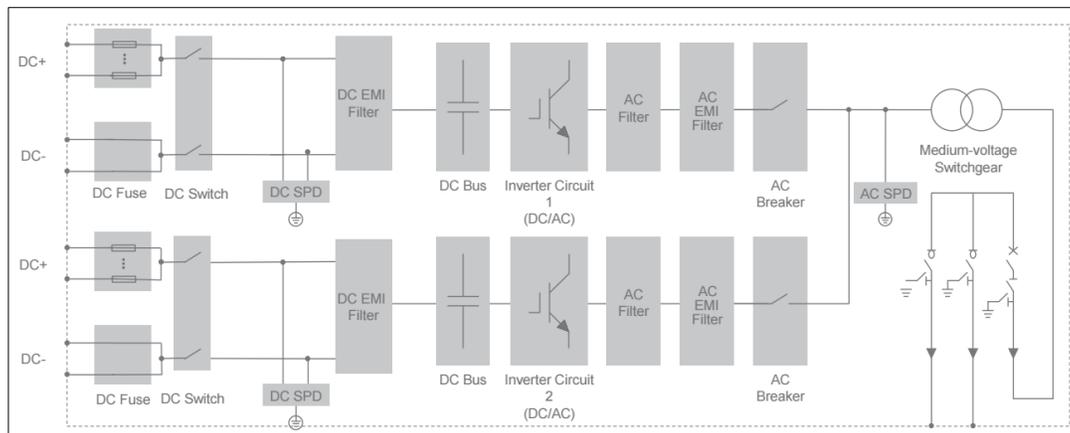


Figura 3-3: Esquema simplificado - Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]

La curva de capacidad de estos inversores se presenta en la Figura 3-4.

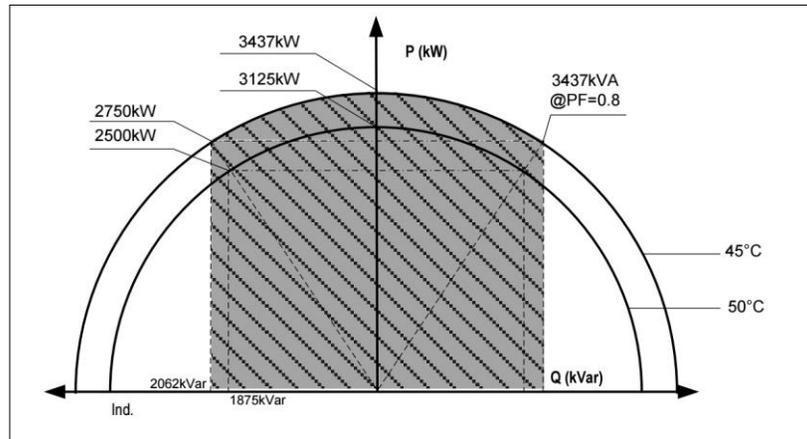


Figura 3-4: Curva de capacidad – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [4]

A su vez, estos equipos tienen un consumo interno de 5,236 kW durante su operación en carga y de 0,12 kW en modo de espera (stand-by). Esta información se detalla en el ANEXO II y es extraída de [5].

3.3 Transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Pataguilla cuenta con tres (3) transformadores de bloque, cada uno de ellos se encuentra conectado a un único inversor. Los mismos cuentan con una relación de transformación de 23/0,6 kV, una potencia nominal de 3,125 MVA y una potencia máxima de 3,437 MVA. Estos son los encargados de elevar la tensión de salida de los inversores y de evacuar la potencia generada por los mismos.

En la Tabla 3-3 se presentan los parámetros principales de los transformadores de bloque, mientras que en el ANEXO III se presenta la foto de placa de los mismos. Adicionalmente, en dicho anexo, se presentan los resultados de los ensayos del fabricante, donde pueden observarse las pérdidas en vacío y en carga (indicadas en color rojo), de los transformadores.

Tabla 3-3: Parámetros principales - Transformadores de bloque [6]

Parámetro	Valor			Unidad
	CT1	CT2	CT3	
Potencia nominal	3125			kVA
Potencia máxima	3437			kVA
Frecuencia	50			Hz
Tensión lado de BT	0,6			kV
Tensión lado de MT	23			kV
Posiciones de TAP	±2 x 2,5			%
Tipo de cambiador de tap	Vacío			-
Impedancia de sec. positiva	6,77	6,73	6,73	%
Impedancia de sec cero (1)	5,7545	5,7205	5,7205	%
Grupo de conexión	Dy11			-
Pérdidas en vacío	1,906	1,955	1,928	kW
Pérdidas en carga	21,888	21,886	21,994	kW

(1) Se obtiene como el 85% de la impedancia de secuencia positiva





3.4 Transformador principal

El Parque Fotovoltaico Pataguilla inyecta la potencia generada, al sistema de transmisión, por medio de un transformador principal. Este transformador posee una relación de transformación de 44/23 kV, una potencia nominal de 10 MVA (ONAN) y un grupo de conexión YNd11. El mismo cuenta con un sistema de cambiador de taps, en vacío, en el lado de AT (44 kV).

En Tabla 3-4 se presentan los parámetros principales del transformador principal. Adicionalmente, en el ANEXO IV, se presenta su foto de placa y sus pruebas FAT, donde pueden observarse las pérdidas del mismo.

Tabla 3-4: Parámetros principales - Transformador principal [7] [8]

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal (ONAN/ONAF)	10	MVA
Frecuencia	50	Hz
Tensión lado de MT	23	kV
Tensión lado de AT	44	kV
Posiciones de TAP (lado 44 kV)	$\pm 2 \times 2,5$	%
Tipo de cambiador de tap	vacío	-
Impedancia de sec. positiva (En tap neutro)	7,24	%
Impedancia de sec cero (1)	6,22	%
Grupo de conexión	YNd11	-
Pérdidas en vacío	9,197	kW
Pérdidas en carga	57,906	kW

(1) Se obtiene como el 85% de la impedancia de secuencia positiva

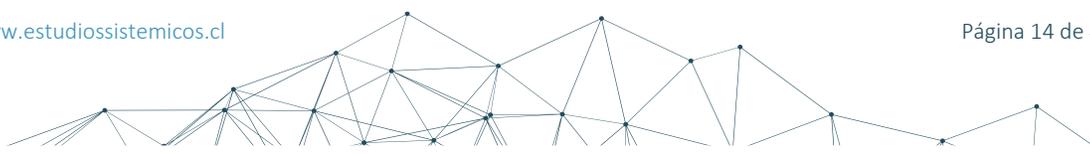
3.5 Transformador de servicios auxiliares (SSAA)

El Parque Fotovoltaico Pataguilla cuenta con un (1) transformador de servicios auxiliares (SSAA) de 23/0,22 kV y 25 kVA de potencia nominal.

En Tabla 3-5 se resumen los parámetros principales del transformador de servicios auxiliares. Adicionalmente, en el ANEXO V, se puede observar la foto de placa del mismo junto con su hoja de datos, donde se indican sus pérdidas.

Tabla 3-5: Parámetros principales - Transformador de servicios auxiliares (SSAA)

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal (ONAN)	25	kVA
Frecuencia	50	Hz
Tensión lado de BT	0,22	kV
Tensión lado de MT	23	kV
Posiciones de TAP (lado 23 kV)	$\pm 2 \times 2,5$	%
Tipo de cambiador de tap	Vacío	-
Impedancia de sec. positiva (base 25 kVA)	3,95	%
Impedancia de sec cero (base 25 kVA) (1)	3,3575	%





Parámetro	Valor	Unidad
Grupo de conexión	Dyn1	-
Pérdidas en vacío	0,0535	kW
Pérdidas en carga	0,5	kW

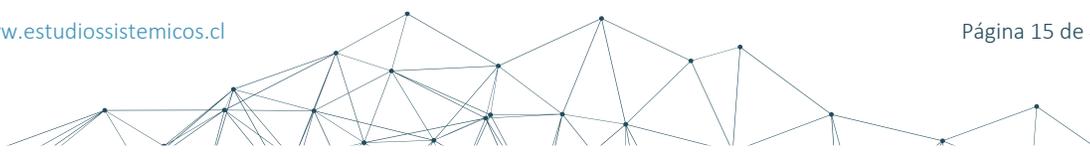
(1) Se obtiene como el 85% de la impedancia de secuencia positiva

3.6 Consumo de servicios auxiliares

En la Figura 3-5 se presentan los servicios auxiliares del Parque Fotovoltaico Pataguilla. En dicha figura se indican en azul aquellos consumos que son esenciales para la operación del parque.

El consumo total de servicios auxiliares esenciales del parque, calculado a partir de la Figura 3-5, es de 12,9 kW. Dicho valor coincide con el consumo de SSAA informado por ORIONPOWER. Entonces, es posible afirmar que el consumo de SSAA del Parque Fotovoltaico Pataguilla es de 12,9 kW.

$$\text{Consumo}_{SSAA} = 12,9 \text{ kW}$$





4. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO

4.1 Introducción

En este capítulo se desarrolla el cálculo de los valores de mínimo técnico (MT) del Parque Fotovoltaico Pataguilla. Para ello, es necesario definir la nomenclatura (sección 4.2) a utilizar junto con los valores que se desea obtener (sección 4.3). Una vez realizadas dichas definiciones, se presentan los ensayos de mínimo técnico realizados (sección 4.5, 4.6) y a partir de los mismos se realiza el cálculo de los valores objetivo.

Como se mencionó en la sección 2, en el caso de los parques fotovoltaicos, la determinación del mínimo técnico se realiza para las siguientes condiciones de operación:

- **Mínimo técnico con un único inversor en servicio:** Durante el ensayo correspondiente a esta condición, se despachó únicamente al inversor N°03 (INV03), mientras que el resto de los inversores se encontraba en estado de “stand-by”. Los resultados correspondientes serán presentados en la sección 4.5.
- **Mínimo técnico con todos los inversores en servicio:** Durante el ensayo correspondiente a esta condición, se despacharon todos los inversores del parque (INV01, INV02 e INV03). Los resultados correspondientes a esta condición serán presentados en la sección 4.6.

A continuación, se presenta la nomenclatura a utilizar durante el cálculo de los valores de mínimo técnico.





4.2 Nomenclatura

En la Figura 4-1 se presenta el esquema simplificado de un parque fotovoltaico. A partir del mismo, se pueden identificar y definir los elementos que se enumeran en la siguiente figura.

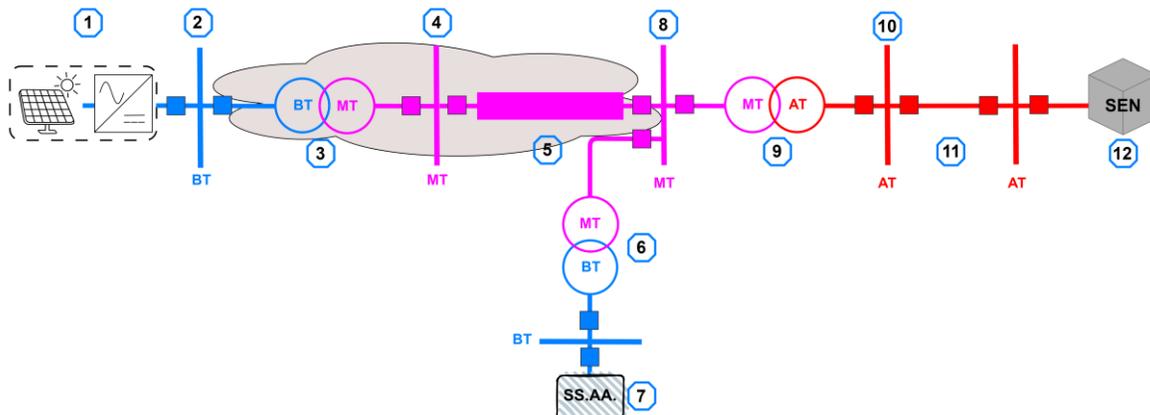


Figura 4-1: Esquema simplificado de un parque fotovoltaico

- 1- **Inversor equivalente:** Este inversor es el encargado de representar, mediante un único elemento, a todos los inversores que componen al parque. Su potencia nominal es equivalente a la sumatoria de la potencia nominal de cada uno de los inversores del parque. Representará la suma de los aportes de potencia activa de cada uno de los inversores que componen el parque. El termino asociado a dicho valor es P_{bruta} .
- 2- **Barra de baja tensión (BT):** Corresponde a la tensión nominal, en bornes, del inversor equivalente del parque. En este nivel de tensión operan los tramos de línea que conectan al inversor equivalente con el transformador de bloque equivalente.
- 3- **Transformador de bloque equivalente:** Este transformador es el encargado de representar, mediante un único elemento, a todos los transformadores de bloque de los inversores que componen el parque. Su potencia nominal es equivalente a la sumatoria de la potencia nominal de cada uno de los transformadores de bloque del parque.
- 4- **Barra de media tensión (MT):** Representa al nivel de alta tensión de los transformadores de bloque y al nivel de media tensión del transformador principal de la central. En este nivel de tensión operan las líneas de transmisión de la red colectora.
- 5- **Red colectora equivalente:** Representa a la red colectora equivalente del parque. Esta es la encargada de transportar la potencia generada por el inversor equivalente hasta el transformador principal de la central. La misma está compuesta por las líneas que conectan a cada uno de los transformadores de bloque con el transformador principal.

Nota: Las pérdidas correspondientes a los elementos 2, 3, 4 y 5, se encontrarán agrupadas en el término $P_{colector}$. Este término se utilizará para representar las pérdidas en la red colectora del parque, las cuales contemplan a las pérdidas en los transformadores de bloque y en los cables de baja y media tensión.

- 6- **Transformador de servicios auxiliares:** Representa al transformador de media tensión a baja tensión, encargado de alimentar los servicios auxiliares del parque.
- 7- **Servicios auxiliares (SS.AA.):** Corresponde al consumo de los SSAA de los inversores y al consumo de SSAA generales del parque, dentro de este término también se contemplan las pérdidas del transformador de SSAA.



- 8- **Barra de media tensión (MT) del transformador de principal:** Corresponde a la barra de media tensión donde se conecta el transformador principal a la red colectora del parque.
- 9- **Transformador de principal:** Este transformador se encuentra en la subestación de salida de la central y es el encargado de elevar la tensión para poder conectar el parque al SEN. Las pérdidas del mismo serán representadas con el termino $P_{tr.poder}$.
- 10- **Barra de alta tensión (AT) del transformador principal:** Representa al nivel de alta tensión del transformador principal de la central. En este nivel de tensión el parque inyecta potencia al SEN. Para hacer referencia a la potencia inyectada por el parque en este punto se utilizará el termino P_{neta} .
- 11- **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula al parque con el SEN.
- 12- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**

4.3 Objetivos

El objetivo del presente informe es la obtención de los valores que se presentan a continuación, para las dos condiciones de operación del Parque Fotovoltaico Pataguilla presentadas en la sección 2. En la Figura 4-2 se asocian los valores que se describen a continuación, con los elementos correspondientes al Parque Fotovoltaico Pataguilla.

- 1) **Potencia bruta (P_{bruta}):** Corresponde a la sumatoria de la potencia activa generada por los inversores en BT (0,6 kV). Al calcular el MT con un único inversor en servicio, este valor corresponderá a la potencia generada por el inversor INV03. Mientras que, al determinar el MT con todos los inversores en servicio, este valor corresponderá a la potencia generada por los tres (3) inversores que componen el Parque Fotovoltaico Pataguilla.
- 2) **Potencia de SS.AA. (P_{SSAA}):** Corresponde a la suma del consumo propio de los inversores que se encontraban en servicio durante las pruebas, al consumo de los servicios auxiliares de la central y a las pérdidas del transformador de SSAA. Los consumos propios de los inversores se detallan en el ANEXO II, el consumo de los servicios auxiliares de la central fue calculado en la sección 3.6 y las pérdidas del transformador de SSAA se detallaron en la sección 3.5.
- 3) **Pérdidas en la central ($P_{central}$):** Corresponde a la suma de las pérdidas del transformador principal, las pérdidas de la red colectora de MT y las pérdidas de los transformadores de bloque de los inversores. Las pérdidas pueden observarse en las secciones 3.3 y 3.4, para los transformadores de bloque y el transformador principal, respectivamente. Este término es equivalente a la suma de $P_{colector}$ (definido en la sección anterior) y a las pérdidas del transformador principal ($P_{tr.poder}$).
- 4) **Potencia neta (P_{neta}):** Corresponde a la potencia inyectada por el parque en el POI, es decir, en el lado de 44 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Pataguilla.

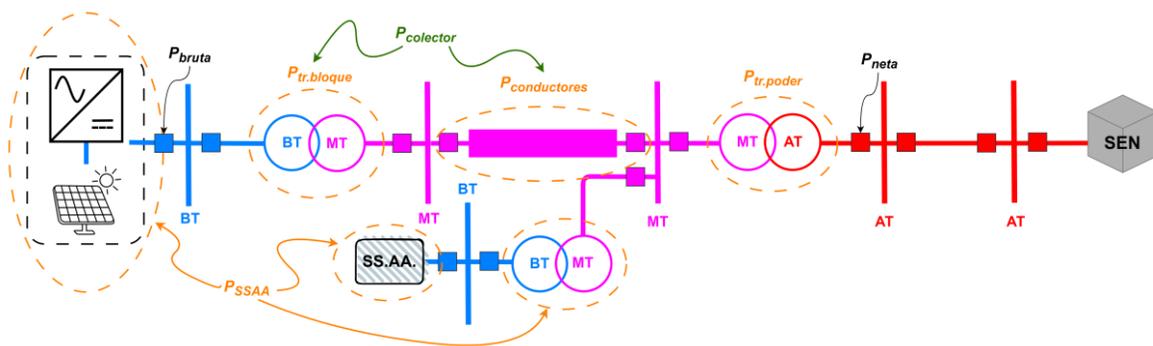


Figura 4-2: Relaciones entre los valores a obtener y los elementos del Parque Fotovoltaico Pataguilla



4.4 Señales registradas

Durante los ensayos, que se presentarán a continuación, se realizó la medición de las variables utilizando el sistema de adquisición propio del PPC de planta y el adquisidor de datos propio de Estudios Sistémicos. El sistema de planta fue el encargado de registrar las señales correspondientes a cada uno de los inversores, mientras que el adquisidor de datos propio de Estudios Sistémicos registro las señales en AT (44 kV) en el POI del parque. La totalidad de las señales registradas se detalla en la siguiente tabla.

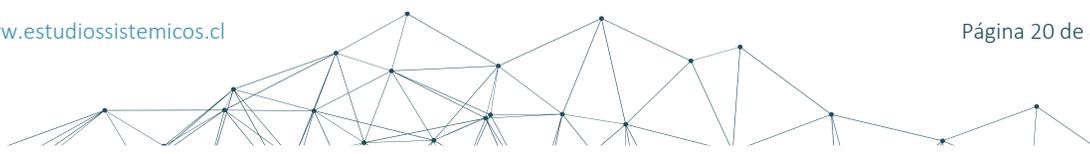
Tabla 4-1: Señales registradas durante los ensayos

Variable	Descripción
PINV	Potencia activa del inversor – Medida en BT
QINV	Potencia reactiva del inversor – Medida en BT
VINV	Tensión fase-fase del inversor – Medida en BT
IINV	Corriente de fase del inversor – Medida en BT
PPOI	Potencia activa total generada por el parque – Medida en AT (POI)
QPOI	Potencia reactiva total generada por el parque – Medida en AT (POI)
VPOI	Tensión fase-fase del parque – Medida en AT (POI)
IPOI	Corriente de fase del parque – Medida en AT (POI)
FREC	Frecuencia eléctrica – Medida en AT (POI)

De la totalidad de las señales registradas, resultan de interés y serán presentadas en este capítulo las siguientes:

- **PPOI [kW]:** Esta señal corresponde a la potencia activa inyectada por el parque en AT (44 kV). Como se indicó en la sección 4.3, esta señal corresponde a la potencia neta y por ello se graficará con el nombre **PNETA**.
- **PINV [kW]:** Esta señal corresponde a la potencia activa generada por cada inversor en BT (0,6 kV). Como se indicó en la sección 4.3, la sumatoria de la potencia activa generada por cada inversor corresponde a la potencia bruta. Debido a esto, se graficará la sumatoria de las señales PINV con el nombre **PBRUTA**. Adicionalmente, se graficará cada una de las señales PINV por separado (**PINV01**, **PINV02** y **PINV03**).

A continuación, se presenta el resultado de los ensayos de MT del Parque Fotovoltaico Pataguilla.





4.5 Mínimo técnico con un único inversor en servicio

Para la determinación del MT, con un único inversor en servicio, se despacha un inversor con la mínima consigna de potencia activa que permita la operación estable del mismo, sin que este quede fuera de funcionamiento. Mientras que los inversores restantes del parque se configuran en modo “stand-by”. El ensayo correspondiente fue realizado el día 1 de octubre del 2024 y se utilizó el inversor N°03 (INV03). Durante la realización del ensayo se mantuvo energizado el parque en su totalidad, es decir, los tres (3) inversores junto con sus respectivos transformadores de bloque, el transformador principal y los servicios auxiliares del parque.

En la Figura 4-3 se presentan los resultados del ensayo de MT, con un único inversor en servicio, del Parque Fotovoltaico Pataguilla. En la gráfica superior, en azul, se grafica la potencia activa neta inyectada en el lado de AT (44 kV) del transformador principal. Mientras que, en la gráfica inferior, también en azul, se grafica la potencia activa bruta (obtenida como la sumatoria de la potencia activa generada por cada inversor, medida en BT). En el caso particular de esta prueba, la potencia bruta, coincide con la potencia generada por el inversor N°3, ya que este era el único que se encontraba despachado. En ambas gráficas, potencia neta y potencia bruta, se agrega el promedio obtenido durante el ensayo, en línea negra a trazos. En el caso de la potencia neta, el promedio registrado durante el ensayo fue de **8,9 kW**, mientras que la potencia bruta tuvo un valor promedio de **37,2 kW**.

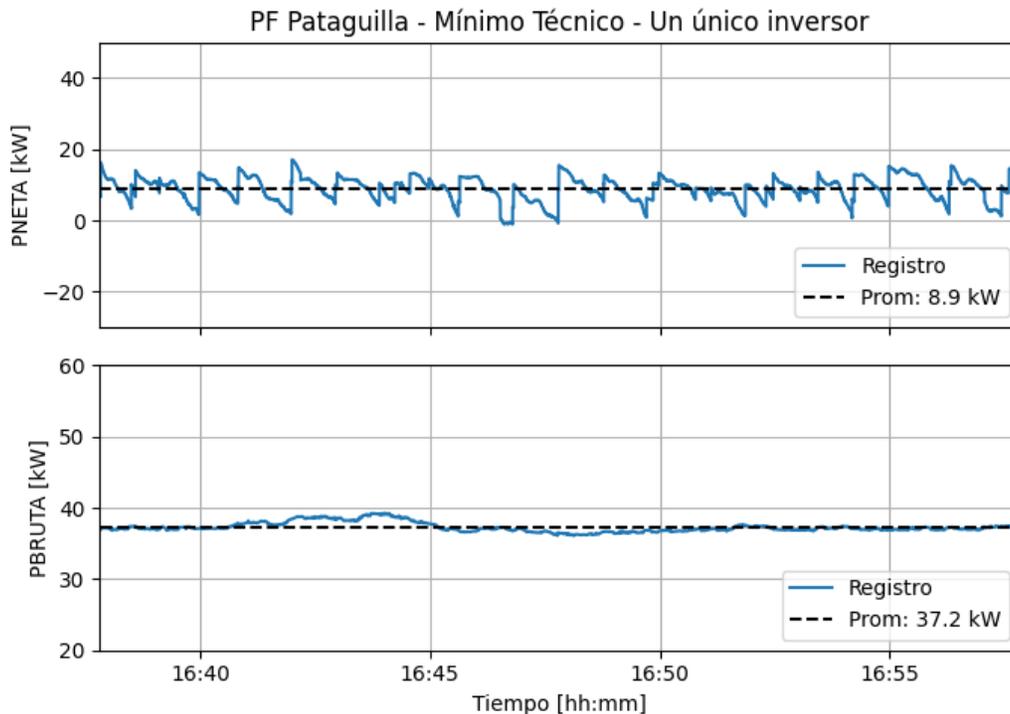


Figura 4-3: Ensayo de MT – Un único inversor en servicio – PNETA y PBRUTA

A continuación, en la Figura 4-4, se presenta la potencia activa generada por cada inversor, durante el ensayo de MT. Dicha potencia activa fue medida en BT, en bornes de cada inversor. La sumatoria de estas señales (PINV01, PINV02 y PINV03) dan como resultado la potencia bruta graficada en la Figura 4-3.



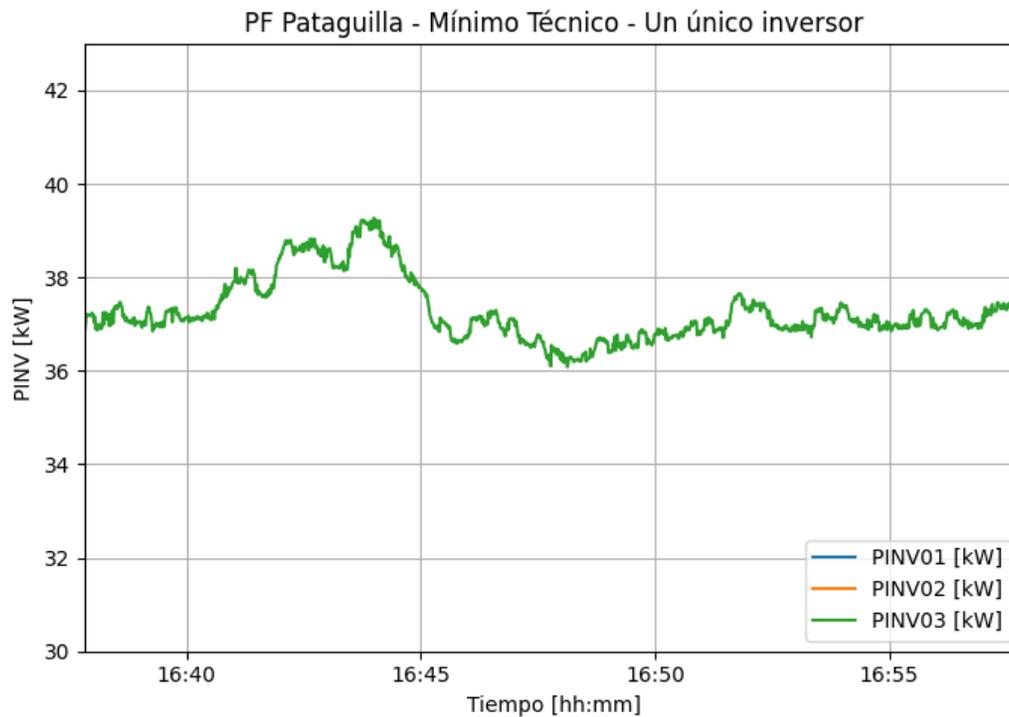


Figura 4-4: Ensayo de MT – Un único inversor en servicio – PINV

A continuación, a partir de los resultados presentados en la Figura 4-3, se presenta el cálculo de los valores detallados en la sección 4.3.

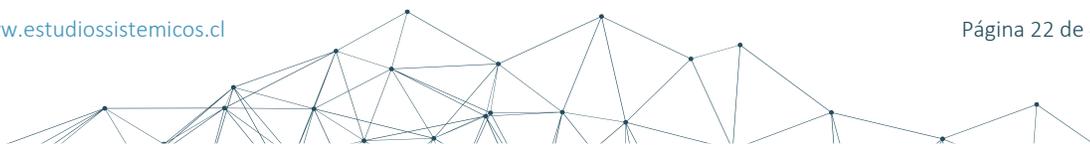
Es importante destacar que los cálculos se realizan utilizando cuatro (4) decimales para los valores expresados en MW y (1) decimal para los valores expresados en kW. De esta forma el mínimo valor contemplado corresponde a 0,1 kW, para ambas unidades mencionadas

4.5.1 Potencia bruta

Para la obtención de la potencia bruta se utiliza la información registrada por los sistemas de planta, durante la realización del ensayo. En la Figura 4-3 se presenta la sumatoria de la potencia activa generada por los inversores en BT, durante el ensayo de mínimo técnico. Esta sumatoria, como se indicó en la sección 4.3, corresponde a la potencia bruta. El promedio de dicha sumatoria, durante el periodo del ensayo, fue de **37,2 kW**. Este valor se graficó utilizando una línea a trazos de color **negro**.

Para obtener el verdadero valor de potencia bruta se deberá sumar, al valor medio de la potencia registrada (la cual será representada por el término P^{ens}), el consumo propio de los inversores. Dicho consumo es de 5,2 kW y 0,12 kW, para los inversores en carga y en “stand-by”, respectivamente. Estos valores de consumo se presentaron en el ANEXO II. Teniendo en cuenta que, durante el ensayo realizado, el inversor N°3 se encontraba en carga y los inversores N°1 y N°2 se encontraban en “stand-by”, se puede obtener la potencia bruta utilizando la siguiente formula:

$$P_{bruta} = P^{ens} + (Cons_{inv}^{carga} \times N^{\circ} inv^{carga}) + (Cons_{inv}^{stand-by} \times N^{\circ} inv^{stand-by})$$
$$P_{bruta} = 37,2 \text{ kW} + (5,2 \text{ kW} \times 1) + (0,12 \text{ kW} \times 2)$$
$$P_{bruta} = 42,6 \text{ kW} = 0,0426 \text{ MW}$$





4.5.2 Potencia SS.AA.

La potencia de servicios auxiliares está compuesta por el consumo de SSAA del parque, el consumo propio de los inversores y las pérdidas del transformador de SSAA. Entonces, es posible expresar la potencia de SSAA del parque utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{SSAA} = \text{Consumo}_{SSAA} + \text{Consumo}_{inv} + P_{tr.SSAA}$$

El consumo de los SSAA fue calculado en la sección 3.6 y tiene un valor de 12,9 kW, entonces:

$$\text{Consumo}_{SSAA} = 12,9 \text{ kW}$$

Por otra parte, durante el ensayo realizado, el inversor N°3 se encontraba en carga y los inversores N°1 y N°2 se encontraban en "stand-by". Esto quiere decir que el inversor N°1 se encontraba consumiendo 5,2 kW, y los inversores N°1 y N°2 se encontraban consumiendo 0,12 kW cada uno. Estos valores de consumo fueron indicados en el ANEXO II. Es decir que:

$$\text{Consumo}_{inv} = (\text{Cons}_{inv}^{carga} \times N^{\circ} \text{ inv}^{carga}) + (\text{Cons}_{inv}^{stand-by} \times N^{\circ} \text{ inv}^{stand-by})$$

$$\text{Consumo}_{inv} = (1 \times 5,2 \text{ kW}) + (2 \times 0,12 \text{ kW}) = 5,4 \text{ kW}$$

Las pérdidas totales del transformador de SSAA se pueden calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{tr.SSAA} = P_{tr.SSAA-vacío} + P_{tr.SSAA-carga}$$

Las pérdidas en vacío son de 0,0535 kW y las pérdidas en carga, a potencia nominal, son de 0,5 kW, como se indicó en la sección 3.5. Durante el ensayo, el consumo de SSAA fue de 12,9 kW y la potencia nominal del transformador es de 25 kVA, por lo que se deben adecuar las pérdidas en carga del transformador a las condiciones del ensayo. Esta adecuación se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{tr.SSAA-carga}^{ens} = P_{tr.SSAA-carga}^{placa} \times \left(\frac{P_{ens}}{S_{tr.SSAA}^{placa}} \right)^2$$

Reemplazando los valores en dicha ecuación se obtiene:

$$P_{tr.SSAA-carga}^{ens} = 0,5 \text{ kW} \times \left(\frac{12,9 \text{ kVA}}{25 \text{ kVA}} \right)^2 = 0,1 \text{ kW}$$

Entonces, las pérdidas totales del transformador de SSAA son de:

$$P_{tr.SSAA} = 0,0535 \text{ kW} + 0,1 \text{ kW} = 0,2 \text{ kW}$$

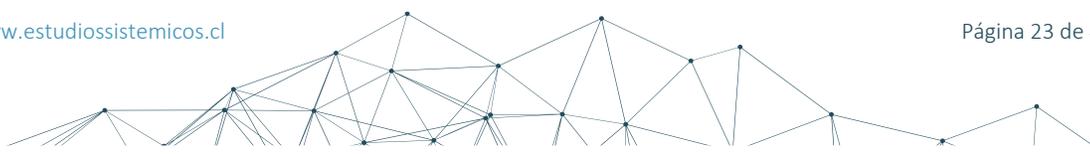
Finalmente, reemplazando en la ecuación inicial se obtiene:

$$P_{SSAA} = 12,9 \text{ kW} + 5,4 \text{ kW} + 0,2 \text{ kW} = \mathbf{18,5 \text{ kW}}$$

4.5.3 Potencia neta

La potencia neta, como se mencionó en la sección 4.3, corresponde a la potencia activa inyectada en el lado de AT (44 kV) del transformador principal. El valor a utilizar para los cálculos será el valor medio de la misma, registrado durante el periodo del ensayo. La potencia neta registrada durante el ensayo, junto con su valor medio, se presentaron en la Figura 4-3. A partir de los valores presentados en dicha figura se puede decir que:

$$P_{neta} = 8,9 \text{ kW} = \mathbf{0,0089 \text{ MW}}$$





4.5.4 Pérdidas en la central

Las pérdidas en la central ($P_{central}$) están compuestas por las pérdidas del colector ($P_{colector}$) y las pérdidas del transformador principal ($P_{tr.poder}$), como se indicó en la sección 4.3. Estas representan a todas las pérdidas del sistema colector, incluyendo a las pérdidas de los conductores, a las pérdidas de los transformadores de bloque y a las pérdidas del transformador principal.

Teniendo en cuenta el diagrama presentado en la Figura 4-2, es posible decir que la diferencia entre la potencia neta (P_{neta}) y la potencia bruta (P_{bruta}), corresponde a la suma del consumo de SSAA (P_{SSAA}) y de las pérdidas de la central ($P_{central}$). Por lo tanto, es posible plantear la siguiente ecuación:

$$P_{bruta} - P_{neta} = P_{SSAA} + P_{central}$$

Esta ecuación permite expresar el valor de $P_{central}$ en función de los valores obtenidos en las secciones anteriores, es decir:

$$P_{central} = P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA}$$

Reemplazando se obtiene:

$$P_{central} = 42,6 \text{ kW} - 8,9 \text{ kW} - 18,5 \text{ kW} = \mathbf{15,2 \text{ kW}}$$

Como se indicó previamente, las pérdidas de la central están compuestas por las pérdidas del colector y las pérdidas del transformador de poder, es decir:

$$P_{central} = P_{colector} + P_{tr.poder}$$

Las pérdidas en el transformador de poder están compuestas por las pérdidas en vacío y en carga del mismo, es decir:

$$P_{tr.poder} = P_{tr.poder-vacío} + P_{tr.poder-carga}$$

Las pérdidas en vacío y en carga del transformador principal fueron detalladas en la sección 3.4. Las pérdidas en vacío tienen un valor de 9,2 kW, mientras que las pérdidas en carga, a potencia nominal, tienen un valor de 57,9 kW. Debido a que las pérdidas en carga se encuentran expresadas a potencia nominal, se deben adecuar las mismas a las condiciones del ensayo. El transformador posee una potencia nominal de 10 MVA y durante el ensayo se encontraba despachado a 0,0089 MW. Debido a esto es posible afirmar que las pérdidas en carga del transformador son despreciables, por encontrarse despachado a una potencia inferior al 2% de su capacidad nominal. Entonces:

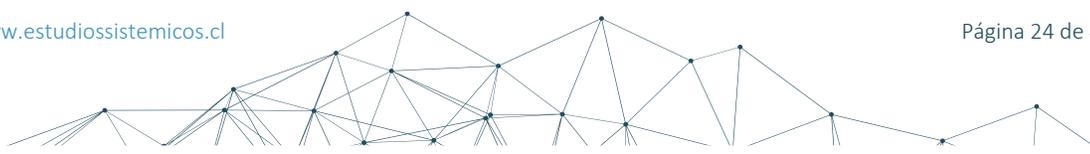
$$P_{tr.poder} = 9,2 \text{ kW} + 0 \text{ kW} = \mathbf{9,2 \text{ kW}}$$

A partir del valor de $P_{tr.poder}$ y de las pérdidas en la central, es posible obtener las pérdidas del colector, reemplazando en la siguiente ecuación:

$$P_{colector} = P_{central} - P_{tr.poder} = 15,2 \text{ kW} - 9,2 \text{ kW} = \mathbf{6 \text{ kW}}$$

Como se indicó en la Figura 4-2, las pérdidas del colector están compuestas por las pérdidas de los conductores de la red colectora y por las pérdidas de los transformadores de bloque. Debido a esto, es posible expresar las pérdidas del colector utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{colector} = P_{tr.bloque} + P_{conductores}$$





Al igual que las pérdidas del transformador principal y las pérdidas del transformador de SSAA, las pérdidas de los transformadores de bloques están compuestas por las pérdidas en vacío y en carga de los mismos. Es decir que, sus pérdidas pueden expresarse de la siguiente manera:

$$P_{tr.bloque} = P_{tr.bloque-vacío} + P_{tr.bloque-carga}$$

Las pérdidas en vacío y en carga, de los transformadores de bloque, fueron presentadas en la sección 3.3. Las pérdidas en vacío tienen un valor de 1,9 kW, mientras que las pérdidas en carga, a potencia nominal, tienen un valor de 21,9 kW. Estos valores fueron obtenidos como el promedio de las pérdidas de cada uno de los transformadores de bloque del parque.

Durante el ensayo de mínimo técnico, con un único inversor, solo un inversor se encontraba en carga. Esto quiere decir que solo un transformador de bloque se encontraba en carga, mientras que los otros dos se encontraba en vacío. Debido a que el transformador de bloque que se encontraba en carga, no se encontraba despachado a potencia nominal, se debe adecuar el valor de sus pérdidas, en carga, a las condiciones del ensayo. Durante el ensayo el inversor N°3 se encontraba despachado a aproximadamente 38 kW, como se puede observar en la Figura 4-3. Teniendo en cuenta que el transformador de bloque tiene una potencia nominal de 3125 kVA, es posible afirmar que las pérdidas en carga del mismo, durante el ensayo, son despreciables. Esto se debe a que el transformador se encontraba despachado a una potencia inferior al 2% de su capacidad nominal. Entonces, las pérdidas de los transformadores de bloque pueden expresarse de la siguiente manera:

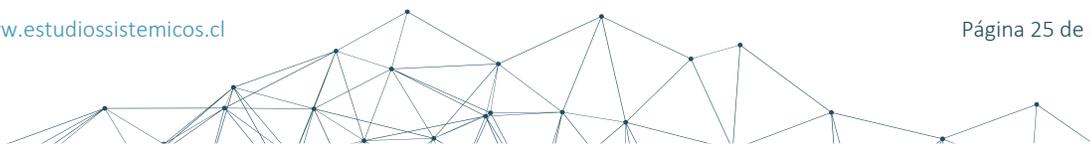
$$P_{tr.bloque} = (3 \times 1,9 \text{ kW}) + (3 \times 0 \text{ kW}) = \mathbf{5,8 \text{ kW}}$$

Con el valor obtenido es posible calcular las pérdidas en los conductores. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{conductores} = P_{colector} - P_{tr.bloque}$$

Reemplazando los valores se obtiene:

$$P_{conductores} = 6 \text{ kW} - 5,8 \text{ kW} = \mathbf{0,2 \text{ kW}}$$





4.6 Mínimo técnico con todos los inversores en servicio

Para la determinación del MT, con todos los inversores en servicio, se despacha el parque con la mínima consigna de potencia activa que permita la operación estable de todos los inversores, sin que ninguno de ellos salga de servicio. El ensayo correspondiente fue realizado el día 1 de octubre del 2024. Durante la realización del ensayo, se mantuvo energizado el parque en su totalidad, es decir, los tres (3) inversores junto con sus respectivos transformadores de bloque, el transformador principal y los servicios auxiliares del parque.

En la Figura 4-5 se presentan los resultados del ensayo de MT, con todos los inversores en servicio, del Parque Fotovoltaico Pataguilla. En la gráfica superior, en azul, se grafica la potencia activa neta inyectada en el lado de AT (44 kV) del transformador principal. Mientras que, en la gráfica inferior, también en azul, se grafica la potencia activa bruta (obtenida como la sumatoria de la potencia activa generada por cada inversor, medida en BT). En ambas gráficas, potencia neta y potencia bruta, se agrega el promedio obtenido durante el ensayo, en línea negra a trazos. En el caso de la potencia neta, el promedio registrado durante el ensayo fue de **82,2 kW**, mientras que la potencia bruta tuvo un valor promedio de **110,7 kW**.

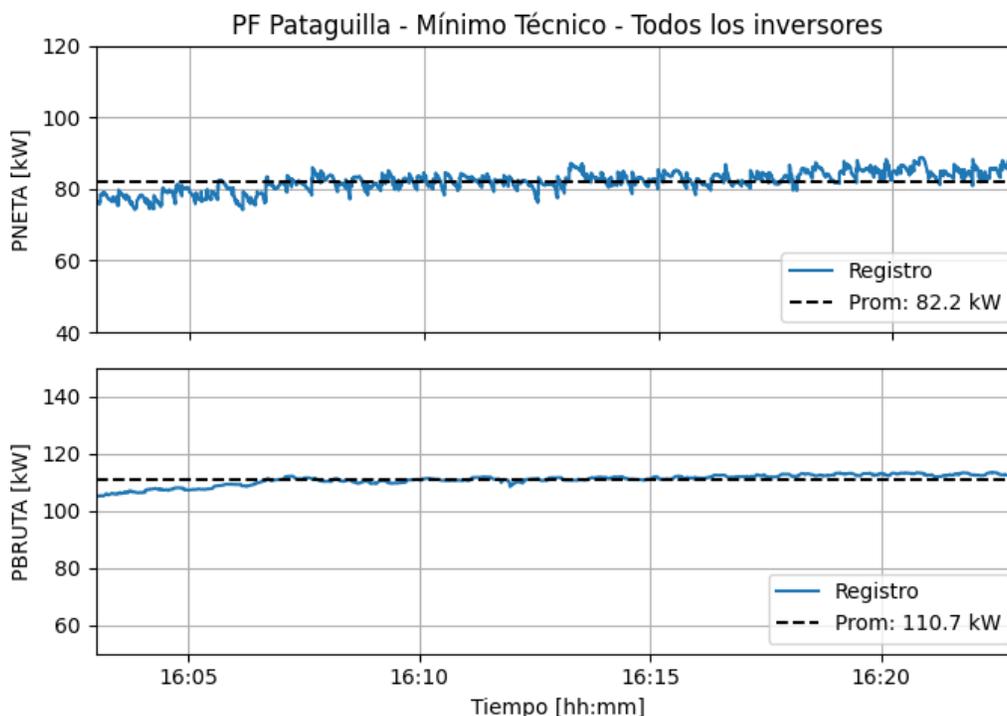


Figura 4-5: Ensayo de MT – Todos los inversores en servicio – PNETA y PBRUTA

A continuación, en la Figura 4-6, se presenta la potencia activa generada por cada inversor, durante el ensayo de MT. Dicha potencia activa fue medida en BT, en bornes de cada inversor. La sumatoria de estas señales (PINVO1, PINVO2 y PINVO3) dan como resultado la potencia bruta graficada en la Figura 4-5.



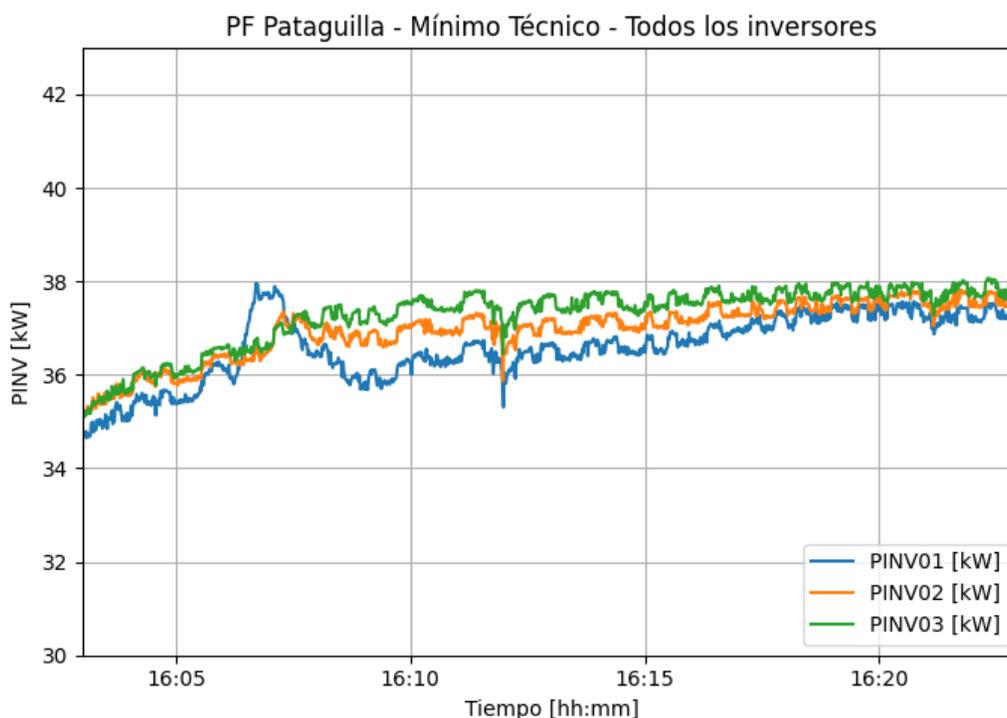


Figura 4-6: Ensayo de MT – Todos los inversores en servicio – PINV

A continuación, a partir de los resultados presentados en la Figura 4-5, se presenta el cálculo de los valores detallados en la sección 4.3.

Es importante destacar que los cálculos se realizan utilizando cuatro (4) decimales para los valores expresados en MW y (1) decimal para los valores expresados en kW. De esta forma el mínimo valor contemplado corresponde a 0,1 kW, para ambas unidades mencionadas.

4.6.1 Potencia bruta

Para la obtención de la potencia bruta se utiliza la información registrada por los sistemas de planta, durante la realización del ensayo. En la Figura 4-5 se presenta la sumatoria de la potencia activa generada por los inversores en BT, durante el ensayo de mínimo técnico. Esta sumatoria, como se indicó en la sección 4.3, corresponde a la potencia bruta. El promedio de dicha sumatoria, durante el periodo del ensayo, fue de **110,7 kW**. Este valor se graficó utilizando una línea a trazos de color **negro**.

Para obtener el verdadero valor de potencia bruta se deberá sumar, al valor medio de la potencia registrada (la cual será representada por el término P^{ens}), el consumo propio de los inversores. Dicho consumo es de 5,2 kW cuando los inversores se encuentran en carga, como se presentó en el ANEXO II. Teniendo en cuenta que, durante el ensayo realizado, los 3 inversores del parque se encontraban en carga, se puede obtener la potencia bruta utilizando la siguiente formula:

$$P_{bruta} = P^{ens} + (\text{Consumo}_{inv}^{carga} \times N^{\circ} inv^{carga})$$
$$P_{bruta} = 110,7 \text{ kW} + (5,2 \text{ kW} \times 3)$$
$$P_{bruta} = 126,3 \text{ kW} = 0,1263 \text{ MW}$$





4.6.2 Potencia SS.AA.

La potencia de servicios auxiliares está compuesta por el consumo de SSAA del parque, el consumo propio de los inversores y las pérdidas del transformador de SSAA. Entonces, es posible expresar la potencia de SSAA del parque utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{SSAA} = \text{Consumo}_{SSAA} + \text{Consumo}_{inv} + P_{tr.SSAA}$$

El consumo de los SSAA fue calculado en la sección 3.6 y tiene un valor de 12,9 kW, entonces:

$$\text{Consumo}_{SSAA} = 12,9 \text{ kW}$$

Por otra parte, durante el ensayo realizado, los tres (3) inversores del parque se encontraban en carga. Esto quiere decir que, cada uno de los inversores se encontraba consumiendo 5,2 kW, como se indicó en el ANEXO II. Es decir que:

$$\text{Consumo}_{inv} = \text{Consumo}_{inv}^{carga} \times N^{\circ} \text{ inv} = 5,2 \text{ kW} \times 3 = 15,6 \text{ kW}$$

Las pérdidas totales del transformador de SSAA se pueden calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{tr.SSAA} = P_{tr.SSAA-vacío} + P_{tr.SSAA-carga}$$

Las pérdidas en vacío son de 0,0535 kW y las pérdidas en carga, a potencia nominal, son de 0,5 kW, como se indicó en la sección 3.5. Durante el ensayo, el consumo de SSAA fue de 12,9 kW y la potencia nominal del transformador es de 25 kVA, por lo que se deben adecuar las pérdidas en carga del transformador a las condiciones del ensayo. Esta adecuación se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{tr.SSAA-carga}^{ens} = P_{tr.SSAA-carga}^{placa} \times \left(\frac{p^{ens}}{S_{tr.SSAA}^{placa}} \right)^2$$

Reemplazando los valores en dicha ecuación se obtiene:

$$P_{tr.SSAA-carga}^{ens} = 0,5 \text{ kW} \times \left(\frac{12,9 \text{ kVA}}{25 \text{ kVA}} \right)^2 = 0,1 \text{ kW}$$

Entonces, las pérdidas totales del transformador de SSAA son de:

$$P_{tr.SSAA} = 0,0535 \text{ kW} + 0,1 \text{ kW} = 0,2 \text{ kW}$$

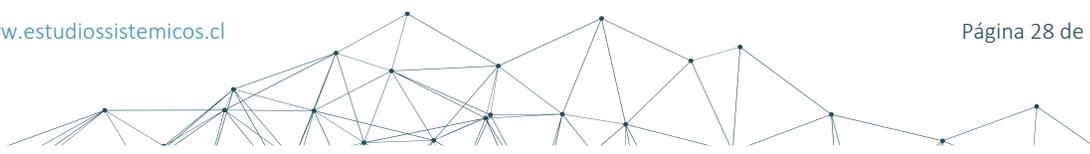
Finalmente, reemplazando en la ecuación inicial se obtiene:

$$P_{SSAA} = 12,9 \text{ kW} + 15,6 \text{ kW} + 0,2 \text{ kW} = 28,7 \text{ kW}$$

4.6.3 Potencia neta

La potencia neta, como se mencionó en la sección 4.3, corresponde a la potencia activa inyectada en el lado de AT (44 kV) del transformador principal. El valor a utilizar para los cálculos será el valor medio de la misma, registrado durante el periodo del ensayo. La potencia neta registrada durante el ensayo, junto con su valor medio, se presentaron en la Figura 4-5. A partir de los valores presentados en dicha figura se puede decir que:

$$P_{neta} = 82,2 \text{ kW} = 0,0822 \text{ MW}$$





4.6.4 Pérdidas en la central

Las pérdidas en la central ($P_{central}$) están compuestas por las pérdidas del colector ($P_{colector}$) y las pérdidas del transformador principal ($P_{tr.poder}$), como se indicó en la sección 4.3. Estas representan a todas las pérdidas del sistema colector, incluyendo a las pérdidas de los conductores, a las pérdidas de los transformadores de bloque y a las pérdidas del transformador principal de la central.

Teniendo en cuenta el diagrama presentado en la Figura 4-2, es posible decir que la diferencia entre la potencia neta (P_{neta}) y la potencia bruta (P_{bruta}), corresponde a la suma del consumo de SSAA (P_{SSAA}) y de las pérdidas de la central ($P_{central}$). Por lo tanto, es posible plantear la siguiente ecuación:

$$P_{bruta} - P_{neta} = P_{SSAA} + P_{central}$$

Esta ecuación permite expresar el valor de $P_{central}$ en función de los valores obtenidos en las secciones anteriores, es decir:

$$P_{central} = P_{bruta} - P_{neta} - P_{SSAA}$$

Reemplazando se obtiene:

$$P_{central} = 126,3 \text{ kW} - 82,2 \text{ kW} - 28,7 \text{ kW} = \mathbf{15,4 \text{ kW}}$$

Como se indicó previamente, las pérdidas de la central están compuestas por las pérdidas del colector y las pérdidas del transformador de poder, es decir:

$$P_{central} = P_{colector} + P_{tr.poder}$$

Las pérdidas en el transformador de poder están compuestas por las pérdidas en vacío y en carga del mismo, es decir:

$$P_{tr.poder} = P_{tr.poder-vacío} + P_{tr.poder-carga}$$

Las pérdidas en vacío y en carga del transformador principal fueron detalladas en la sección 3.4. Las pérdidas en vacío tienen un valor de 9,2 kW, mientras que las pérdidas en carga, a potencia nominal, tienen un valor de 57,9 kW. Debido a que las pérdidas en carga se encuentran expresadas a potencia nominal, se deben adecuar las mismas a las condiciones del ensayo. El transformador posee una potencia nominal de 10 MVA y durante el ensayo se encontraba despachado a 0,0812 MW. Debido a esto es posible afirmar que las pérdidas en carga del transformador son despreciables, por encontrarse despachado a una potencia inferior al 2% de su capacidad nominal. Entonces:

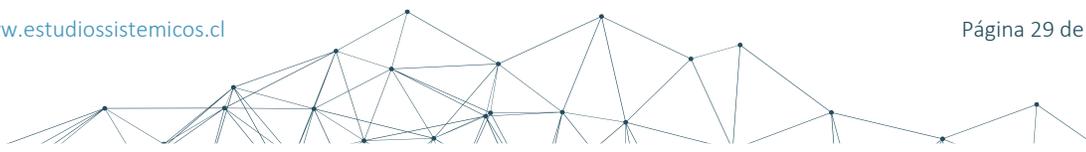
$$P_{tr.poder} = 9,2 \text{ kW} + 0 \text{ kW} = \mathbf{9,2 \text{ kW}}$$

A partir del valor de $P_{tr.poder}$ y de las pérdidas en la central, es posible obtener las pérdidas del colector, reemplazando en la siguiente ecuación:

$$P_{colector} = P_{central} - P_{tr.poder} = 15,4 \text{ kW} - 9,2 \text{ kW} = \mathbf{6,2 \text{ kW}}$$

Como se indicó en la Figura 4-2, las pérdidas del colector están compuestas por las pérdidas de los conductores de la red colectora y por las pérdidas de los transformadores de bloque. Debido a esto, es posible expresar las pérdidas del colector utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{colector} = P_{tr.bloque} + P_{conductores}$$





Al igual que las pérdidas del transformador principal y las pérdidas del transformador de SSAA, las pérdidas de los transformadores de bloques están compuestas por las pérdidas en vacío y en carga de los mismos. Es decir que, sus pérdidas pueden expresarse de la siguiente manera:

$$P_{tr.bloque} = P_{tr.bloque-vacío} + P_{tr.bloque-carga}$$

Las pérdidas en vacío y en carga, de los transformadores de bloque, fueron presentadas en la sección 3.3. Las pérdidas en vacío tienen un valor de 1,9 kW, mientras que las pérdidas en carga, a potencia nominal, tienen un valor de 21,9 kW. Estos valores fueron obtenidos como el promedio de las pérdidas de cada uno de los transformadores de bloque del parque.

Debido a que los transformadores de bloque no se encontraban despachados a potencia nominal, se debe adecuar el valor de sus pérdidas, en carga, a las condiciones del ensayo. Cada transformador de bloque se encuentra conectado a un único inversor y durante la prueba cada inversor se encontraba despachado a aproximadamente 38 kW, como se puede observar en la Figura 4-6. Teniendo en cuenta que los transformadores de bloque tienen una potencia nominal de 3125 kVA, es posible afirmar que las pérdidas en carga de los mismos, durante el ensayo, son despreciables. Esto se debe a que los transformadores se encontraban despachados a una potencia inferior al 2% de su capacidad nominal. Entonces, las pérdidas de los transformadores de bloque pueden expresarse de la siguiente manera:

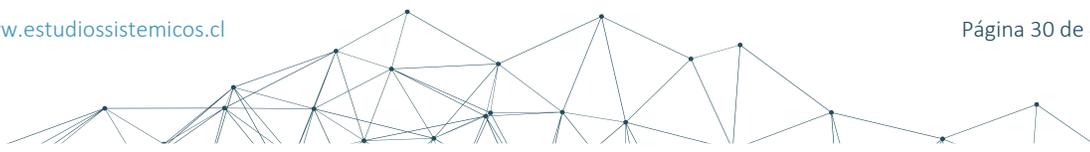
$$P_{tr.bloque} = (3 \times 1,9 \text{ kW}) + (3 \times 0 \text{ kW}) = \mathbf{5,8 \text{ kW}}$$

Con el valor obtenido es posible calcular las pérdidas en los conductores. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{conductores} = P_{colector} - P_{tr.bloque}$$

Reemplazando los valores se obtiene:

$$P_{conductores} = 6,2 \text{ kW} - 5,8 \text{ kW} = \mathbf{0,4 \text{ kW}}$$





5. CONCLUSIONES

A partir de los ensayos realizados en terreno y la información presentada en este documento, se puede concluir que:

- Se determinaron, mediante los ensayos realizados en terreno, los valores de mínimo técnico del Parque Fotovoltaico Pataguilla, de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras” [1].
- Los valores de mínimo técnico fueron obtenidos para dos condiciones de operación del parque. La primera de ellas considera un único inversor en servicio, mientras que la otra considera la totalidad de los inversores del parque en servicio.
- Se determinó que el valor de **mínimo técnico** que asegura una condición estable de operación del parque, con todos los inversores en servicio, es de **0,0822 MW**. Este valor corresponde a la potencia neta medida en el POI del parque en 44 kV.
- Se determinó que el valor de **mínimo técnico** que asegura una condición estable de operación del parque, con un único inversor en servicio, es de **0,0089 MW**. Este valor corresponde a la potencia neta medida en el POI del parque en 44 kV.

En la Tabla 5-1 se presentan los resultados de mínimo técnico del Parque Fotovoltaico Pataguilla:

Tabla 5-1: Resumen de resultados - Mínimo técnico - Parque Fotovoltaico Pataguilla

Central/Unidad	Potencia Bruta [MW]	SS/AA [MW]	Pérdidas en la central ⁽¹⁾ [MW]	Potencia Neta ⁽²⁾ [MW]
Parque Fotovoltaico Pataguilla – Todos los inversores en servicio	0,1263	0,0287	0,0154	0,0822
Parque Fotovoltaico Pataguilla – Un único inversor en servicio	0,0426	0,0185	0,0152	0,0089

(1) Este valor incluye las pérdidas de la red colectora de media tensión y del transformador de poder.

(2) Inyectada en la barra de alta tensión (44 kV) del transformador principal del parque.





6. ANEXOS

ANEXO I – DIAGRAMA UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN

En la Figura 6-1 se presenta el diagrama unilineal del Parque Fotovoltaico Pataguilla. En el mismo se indica el punto de medición del PPC del parque.

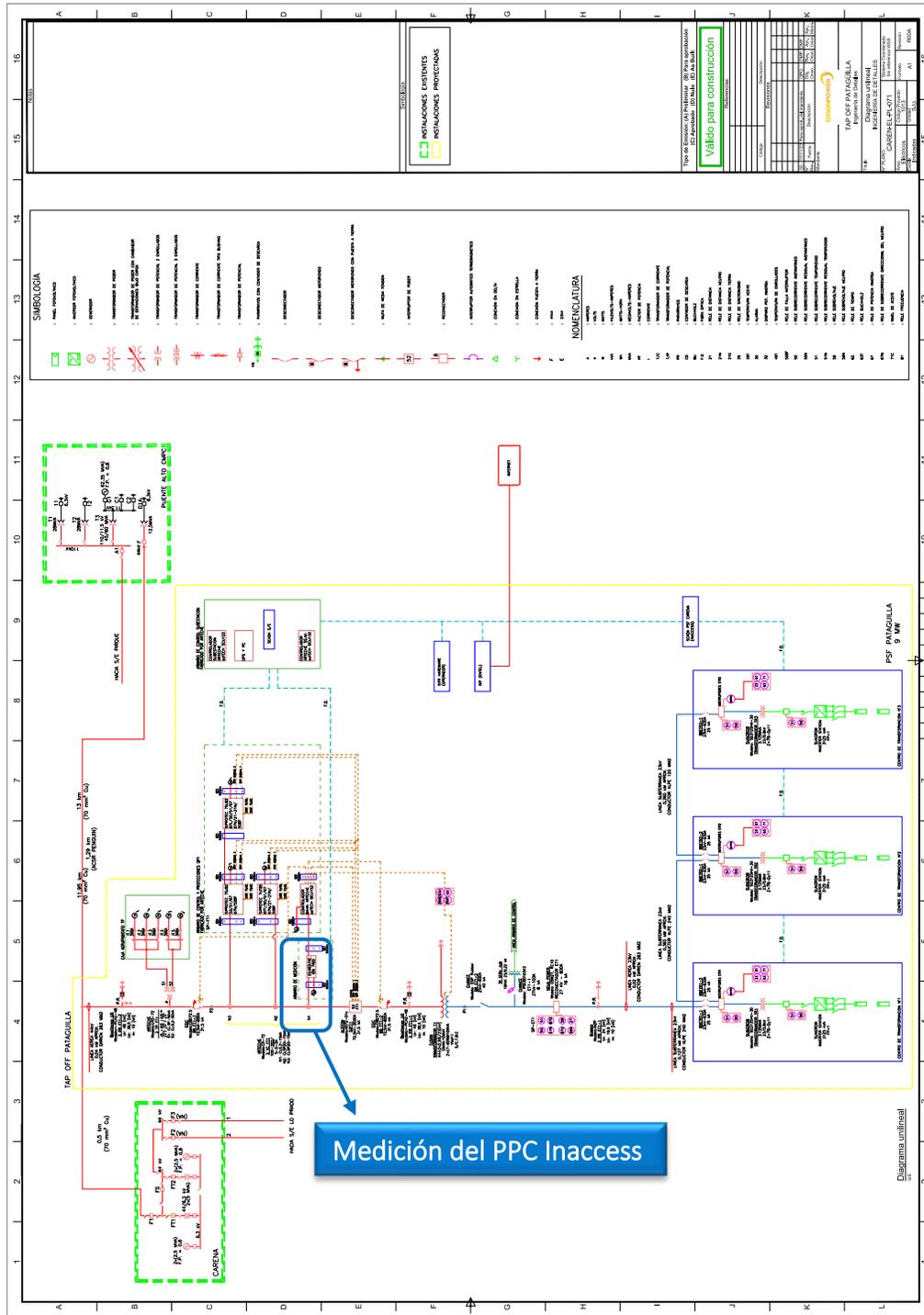


Figura 6-1: Diagrama unilineal - Parque Fotovoltaico Pataguilla [9]



ANEXO II – HOJA DE DATOS DE LOS INVERSORES

En este anexo se presentan las hojas de datos de los inversores Sungrow SG3125HV-30 que componen al parque Parque Fotovoltaico Pataguilla. Sobre dicha hoja de datos se indican, en azul, los parámetros correspondientes al modelo SG3125HV-30. Adicionalmente, se presenta el diagrama simplificado de los inversores, su curva de eficiencia y sus consumos internos.

SG3125HV-MV-30/SG3400HV-MV-30

Type designation	SG3125HV-MV-30	SG3400HV-MV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage		1500 V
Min. PV input voltage / Start-up input voltage		875 V / 915 V
MPP voltage range for nominal power		875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		2
No. of DC inputs	18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)	
Max. PV input current		3997 A
Max. DC short-circuit current		10000 A
PV array configuration		Negative grounding or floating
Output (AC)		
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current		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
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		
Inverter max. efficiency		99.0%
Inverter Euro. efficiency		98.7%
Transformer		
Transformer rated power	3125 kVA	3437 kVA
Transformer max. power	3437 kVA	3437 kVA
LV / MV volatage		0.6 kV / (20 – 35) kV
Trnsformer vector		Dy11
Transformer cooling type		ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type		Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection		
DC input protection		Load break switch + fuse
Inverter output protection		Circuit breaker
AC MV output protection		Circuit breaker
Overvoltage 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)		6058 * 2896 * 2438 mm
Weight		15 T
Degree of protection		IP54 (Inverter: IP65)
Auxiliary power supply		5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)		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
Grid support		Q at night fuction (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 6-2: Hoja de datos – Inversores Sungrow SG3125HV-MV-30 [3]





En la Figura 6-3 se presenta el diagrama simplificado y la curva de eficiencia de los inversores.

CIRCUIT DIAGRAM

EFFICIENCY CURVE (SG3125HV-30)

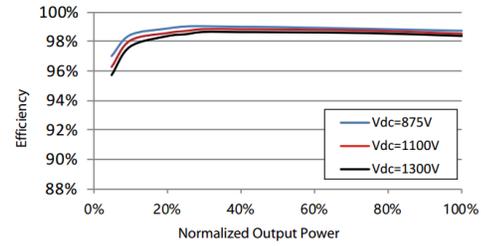
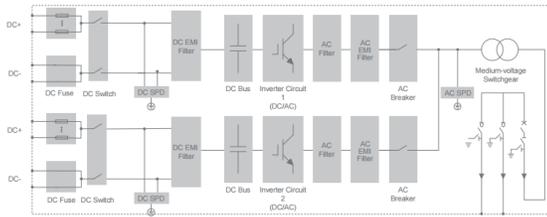


Figura 6-3: Diagrama simplificado y curva de eficiencia – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [3]

Los consumos internos de los inversores se presentan en la Figura 6-4.

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 6-4: Consumo interno – Inversores Sungrow SG3125HV-30 [5]





ANEXO III – HOJA DE DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE BLOQUE

En las Figura 6-5, Figura 6-6 y Figura 6-7, se presentan las fotos de placa de los transformadores de bloque del Parque Fotovoltaico Pataguilla. El parque cuenta con una totalidad de tres (3) transformadores de bloque, uno por cada inversor. En la Figura 6-8, Figura 6-9 y Figura 6-10, se presentan sus hojas de datos.

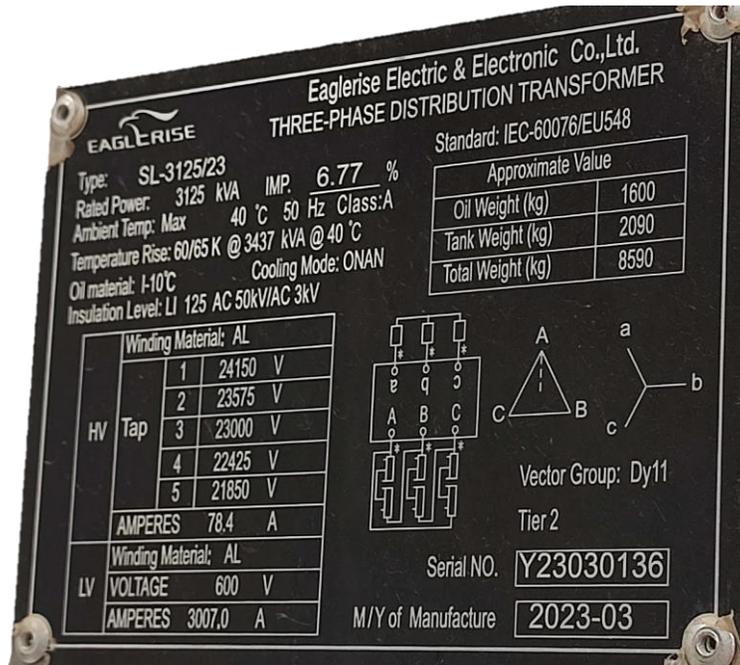


Figura 6-5: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT1 (INV01)

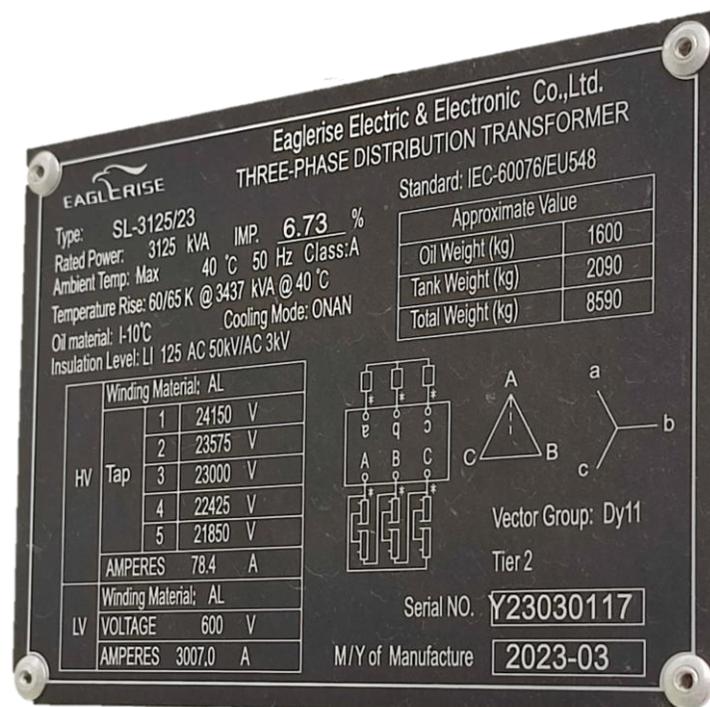


Figura 6-6: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT2 (INV02)

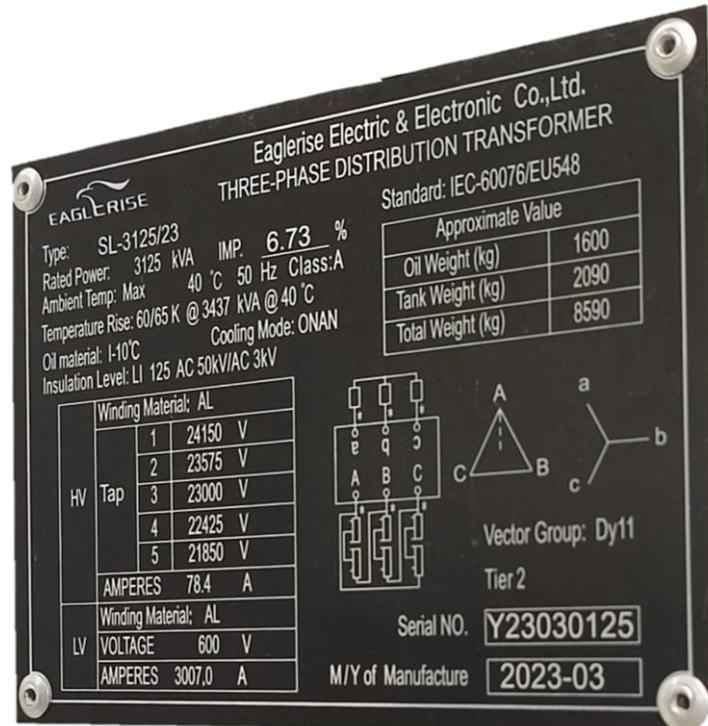


Figura 6-7: Fotografía de placa - Transformador de bloque CT3 (INV03)

Adicionalmente, en la Figura 6-8, Figura 6-9 y Figura 6-10, se presentan los resultados de los ensayos, realizados por el fabricante, de los transformadores de bloque. En dichas imágenes se indican en **rojo** las pérdidas en vacío y en carga de los mismos.





EAGLE RISE		TEST REPORT		P- 2 Serial No. Y23030136	
Test results					
No.	Item	Requirements	Results	Conclusion	
1	Winding resistance	Provide the measured values	see the measured values	Passed	
2	Voltage ratio and check of phase relation	± 0.5% of the specified ratio Connection Symbol: Dy11	-0.02~0.07% Dy11	Passed	
3	Insulation Resistance	HV-LV & Earth ≥ 1000MΩ LV---HV & Earth ≥ 500MΩ	1720 1540	Passed	
4	Applied Voltage Test	V-LV & Earth: 50kV 60s V-HV & Earth: 3kV 60s	50kV 60s 3kV 60s	Passed	
5	Induced Voltage Withstand Test	LV applied voltage: 2Ur Frequency (Hz): 150Hz Duration (s): 40s	1200V 150Hz 40s	Passed	
6	Short-circuit Impedance and Load Loss	Load loss at: 75°C Pk(W): ≤ 22826W impedance: 6.3~7.7%	21888W 6.77%	Passed	
7	No-load current and no-load loss	No-load loss: ≤ 1964W No-load current : ≤ 0.55%	1906W 0.07%	Passed	
8	Pressure and leak	Apply pressure[kpa]: 30kpa Duration(H): 12H	30kpa 100% 12H	Passed	
9	Insulation Oil Test (After Insulation Test)	Water content test: ≤ 20mg/L Dielectric strength test: > 45kV Oil dielectric loss test: ≤ 0.5% Dissolved gasses in oil analysis	8.50mg/L 63.3kV 0.156% see the measured values	Passed	

Figura 6-8: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT1 (INV01) [10]





EAGLE RISE		TEST REPORT		P- 2
Serial No. Y23030117				
Test results				
No.	Item	Requirements	Results	Conclusion
1	Winding resistance	Provide the measured values	see the measured values	Passed
2	Voltage ratio and check of phase relation	±0.5% of the specified ratio Connection Symbol: Dy11	-0.02~0.06% Dy11	Passed
3	Insulation Resistance	HV-LV & Earth ≥ 1000MΩ LV---HV & Earth ≥ 500MΩ	3270 2450	Passed
4	Applied Voltage Test	V-LV & Earth: 50kV 60s V-HV & Earth: 3kV 60s	50kV 60s 3kV 60s	Passed
5	Induced Voltage Withstand Test	LV applied voltage: 2Ur Frequency (Hz): 150Hz Duration (s): 40s	1200V 150Hz 40s	Passed
6	Short-circuit Impedance and Load Loss	Load loss at: 75°C Pk(W): ≤ 22826W impedance: 6.3~7.7%	21886W 6.73%	Passed
7	No-load current and no-load loss	No-load loss: ≤ 1964W No-load current : ≤ 0.55%	1955W 0.07%	Passed
8	Pressure and leak	Apply pressure[kpa]: 30kpa Duration(H): 12H	30kpa 100% 12H	Passed
9	Insulation Oil Test (After Insulation Test)	Water content test: ≤ 20mg/L Dielectric strength test: > 45kV Oil dielectric loss test: ≤ 0.5% Dissolved gasses in oil analysis	12.10mg/L 60.6kV 0.097% see the measured values	Passed

Figura 6-9: Ensayos del fabricante - Transformador de bloque CT2 (INV02) [11]





EAGLE RISE		TEST REPORT		P- 2
Serial No. Y23030125				
Test results				
No.	Item	Requirements	Results	Conclusion
1	Winding resistance	Provide the measured values	see the measured values	Passed
2	Voltage ratio and check of phase relation	± 0.5% of the specified ratio Connection Symbol: Dy11	-0.02~0.07% Dy11	Passed
3	Insulation Resistance	HV-LV & Earth ≥ 1000MΩ LV---HV & Earth ≥ 500MΩ	3180 2010	Passed
4	Applied Voltage Test	V-LV & Earth: 50kV 60s V-HV & Earth: 3kV 60s	50kV 60s 3kV 60s	Passed
5	Induced Voltage Withstand Test	LV applied voltage: 2Ur Frequency (Hz): 150Hz Duration (s): 40s	1200V 150Hz 40s	Passed
6	Short-circuit Impedance and Load Loss	Load loss at: 75°C Pk(W): ≤ 22826W impedance: 6.3~7.7%	21994W 6.73%	Passed
7	No-load current and no-load loss	No-load loss: ≤ 1964W No-load current : ≤ 0.55%	1928W 0.07%	Passed
8	Pressure and leak	Apply pressure[kpa]: 30kpa Duration(H): 12H	30kpa 100% 12H	Passed
9	Insulation Oil Test (After Insulation Test)	Water content test: ≤ 20mg/L Dielectric strength test: > 45kV Oil dielectric loss test: ≤ 0.5% Dissolved gasses in oil analysis	8.40mg/L 70.3kV 0.316% see the measured values	Passed

Figura 6-10: Ensayos del fabricante - Transformadores de bloque CT3 (INV03) [12]





ANEXO IV – HOJA DE DATOS DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL

En la Figura 6-11 se presenta una foto de la placa del transformador principal del Parque Fotovoltaico Pataguilla. Adicionalmente, en la Figura 6-12, se presenta una página correspondiente a las pruebas FAT del mismo, donde se observan los valores de sus pérdidas en vacío y en carga (indicados en rojo).

Transformadores Tusan S.A.

AVDA. GLADYS MARIN 6030, SANTIAGO - CHILE

TRANSFORMADOR

FABRICACION CHILENA

N° SERIE	7320181	AÑO	2023	N° FASES	3	FRECUENCIA	50 Hz
INSTALACION	EXTERIOR	ALTURA DE OPER.	1000 m	NORMAS	IEC-ANSI		

ENROLLADOS	POTENCIA NOM.(kVA)		TENSION	BIL ENROLLADOS (kV)		ELEVACION MAX. TEMP. °C		
	ONAN	ONAF	NOM. (V)	LINEA	NEUTRO	REGIM.	ONAN	ONAF
ALTA TENSION	10000		44000	250	250	LIQ.AISL.	60	
BAJA TENSION	10000		23000	125	-	ENROLL.	65	
						MAX.AMB.	40	

CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN TENSION

EL CAMBIADOR DEBE SER OPERADO CON EL TRANSFORMADOR DESENERGIZADO

VOLTAJES (V)	CORRIENTES (A)				RAZON DE	CAMBIADOR AT	
	AT	BT	ONAN	ONAF		VOLTAJES POS.	CONEXIONES
46200	23000	125,0		251,0	2,01	1	10-13 / 11-14 / 12-15
45100	23000	128,0		251,0	1,96	2	13- 7 / 14- 8 / 15- 9
44000	23000	131,2		251,0	1,91	3	7-16 / 8-17 / 9-18
42900	23000	134,6		251,0	1,87	4	16- 4 / 17- 5 / 18- 6
41800	23000	138,1		251,0	1,82	5	4-19 / 5-20 / 6-21

DIAGRAMA FASORIAL

DIAGRAMA CONEXIONES

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BUSHING AT

REF.	FASE	PRECISION	RELACION (A)	TERMINALES	USO
t22	H2	3% 15 VA	300:5	S1-S2	IMAGEN TERMICA
POLARIDAD					SUSTRACTIVA

PESOS APROX. (kg)					
CONEXION	YNd11	PARTE EXTRA.	12477	PESO P/TRANSPORTE	19223
POLARIDAD	SUSTRACTIVA	EST. Y ACCES.	6182	RUIDO	68 dB
IMPED. A 75 °C BASE POT.NOM.	%	LIQUIDO AISL.	4373	SOBREPRESION	0.7 kg/cm ²
LIQUIDO AISL.	ACEITE MINERAL	TOTAL CON ACEITE	23032	SERVICIO	CONTINUO
VOL. LIQ. AISL.	4913 l			PLANO N°	2203904

NIVEL DE LIQ. AISL. mm DESDE EL BORDE SUPERIOR ESTANQUE

Figura 6-11 Fotografía de placa - Transformador principal [7]

www.estudiossistemicos.cl

Página 40 de 45



usan		CERTIFICADO DE PRUEBAS Pérdidas en Vacío y Corriente de Excitación Pérdidas en Carga y Tensión de Impedancia									
Nº de Serie:	7320181	Conexión:						YNd11			
Cliente:	ORION POWER S.A.	Normas:						IEC 60076-1 cláusula 11.5			
Tipo de ensayo:	Rutina							IEC 60076-1 cláusula 11.4			
PÉRDIDAS EN VACÍO Y CORRIENTE DE EXCITACIÓN											
% V _{nom.}	Derivación	Lectura Ampérmetros (A)			Lectura Voltímetros (V)			Lectura Wáttmetros (W)			
		A1	A2	A3	V1 F-N	V2 F-N	V3 F-N	W1	W2	W3	
100%	1	0,778	0,864	1,190	13385	13369	12945	-920,89	6427,7	3460,8	
100%	3	0,794	0,880	1,216	13427	13414,0	12991	-959,04	6520,9	3494,7	
100%	5	0,814	0,871	1,207	13479	13369,0	12960	-976,32	6447,3	3473,4	
100%	3	0,805	0,896	1,245	13419	13413,0	13026	-927,32	6599,2	3525,5	
Valores Nominales en BT											
% V _{nom.}	Derivación	251,0 (A)			23000 (VFF)			Suma de Pérdidas en vacío			
		Corriente de excitación (A)		(%)	Tensión de ensayo promedio (V) F-F		(W) total				
99,65%	1	0,94	0,38		22920		8968				
99,99%	3	0,96	0,38		22997		9057				
99,93%	5	0,96	0,38		22983		8944				
100,00%	3	0,98	0,39		23012		9197				
Observaciones: Energizado por BT (X1,X2,X3), abierto por AT (H1,H2,H3). ** Ensayo después de pruebas dieléctricas											
PÉRDIDAS EN CARGA Y TENSIÓN DE IMPEDANCIA											
Derivación	Lectura Ampérmetros (A)			Lectura Voltímetros (V)			Lectura Wáttmetros (W)			Temperatura de ensayo °C	
	A1	A2	A3	V1 F-N	V2 F-N	V3 F-N	W1	W2	W3		
1	100,08	99,06	99,802	1531	1531,4	1532,3	9109,3	10010	12328	30	
3	105,720	103,73	104,44	1469,6	1459,9	1460,6	10172	10075,0	12287	30	
5	110,83	109,70	110,29	1420,3	1419,1	1418,4	9772,4	10565	12794	30	
Derivación	Corriente promedio (A)			Tensión de cortocircuito (Vz) F-F			Suma de Pérdidas en carga				
1	99,65			2652,8			31447,3				
3	104,63			2534,6			32534,0				
5	110,27			2458,2			33131,4				
Referido a corriente nominal y Temperatura de 75 °C											
	Impedancia de cortocircuito Z %			Pérdidas en carga W							
	ONAN			ONAN							
1	7,22			56091							
3	7,24			57906							
5	7,38			58997							
Observaciones: Energizado por AT (H1,H2,H3), cortocircuitado por BT (X1,X2,X3).											
Instrumentos Utilizados:				Circuito de prueba:							
a.-	Multímetro AVO-Megger	PMM-1	S/N 205050047	a.-	Generador DG 2129/4 N° 459263 1500 kVA 3300/1650 Veff 263/526Aeff 50Hz AEG						
b.-	Pistola Infrarroja Fluke	62max+	S/N 55932713MV	b.-	Motor Guia DG 2106/4 N° 45262 450kW 3300Veff 84,7A 50Hz AEG						
				c.-	Autotrafo partida OA-102 N°.- 88/35 467 3300/1500Veff 115,5 A 180s AEG						
				d.-	Transformador J-1 N° 7459 1500kVA 17,32-10-8,66-5/2,86-1,65Veff CDST Sindelen						
				e.-	Autotransformador N°S 7230651 1500kVA 17,32/52kV Yn Sindelen						
				f.-	Transformador voltaje VCC11 N°11a/11b/11c 27000/100Veff 0,5% Tesar						
				g.-	Transformador VoltajeSN12 N°91851/55/57 3300/110Veff 0,2% Soltran						
				h.-	Transformador Corriente AO30SPEZO N° 83 MR 5,10, 20, 50,100, 200 / 5 Aeff, 0,1%, AEG						
				i.-	Transformador Corriente 800 / 5 Aeff, 0,1%, AEG						
 Juan Bustamante J. APROBÓ				 Richard González P. REVISÓ				3.01.2023			5

Figura 6-12: Pruebas FAT (Hoja 5 de 54)- Transformador de poder [8]



ANEXO V – HOJA DE DATOS DEL TRANSFORMADOR DE SSAA

En la Figura 6-13 se presenta la hoja de datos del transformador de SSAA del Parque Fotovoltaico Pataguilla. El mismo se conecta en 23 kV y su montaje es aéreo. En la Figura 6-14 se presenta su foto de placa.



TRANSFORMADORES PAILAMILLA

TRIFASICOS MONOFASICOS AUTOTRANSFORMADORES CARGADORES DE BATERIA FUENTES DE PODER UPS ESTABILIZADORES MATERIALES PARA TRANSFORMADORES Y MOTORES

CARACTERISTICAS TECNICAS

- Potencia : 25 Kva.
- Refrigeración : Aceite mineral
- Tensión Primaria Nominal: 23.000 Volts.
- Derivaciones Primarias : 24.150-23.575-23.000-22475-21.850Volts
- Tensión Secundaria : 400- 231 Volts.
- Corriente Primaria : 0.628 Amperes
- Corriente Secundaria : 36 Amperes
- Conexión Primaria : Delta
- Conexión Secundaria : Estrella
- Cambiador de taps : 5 posiciones operable en vacío
- Grupo de Conexión : DY-1
- Elevación temperatura : 65° C
- Impedancia : 4%+-10%
- Frecuencia : 50 Hz
- Altitud de servicio : 1.000 m.s.n.m.
- Polaridad : Sustractiva
- Factor K : 1
- Pérdidas totales menor : 2%
- Nº de fases : 3
- Montaje : Plataforma aérea

➤ **Pruebas y Ensayos**

- Razón de transformación
- Polaridad
- Resistencia de aislación
- Resistencia de enrollados
- Pérdida en el hierro a tensión y frecuencia nominal
- Corriente de excitación
- Pérdidas en el cobre a corriente y frecuencia nominal
- Determinación de impedancia
- Tensión aplicada 60 seg. Con 34 Kv y frecuencia nominal
- Tensión inducida a 200 Hz x36 seg.

Accesorios

- Cambiador de taps
- Cáncamos de izar
- Válvula de drenaje y muestreo de 1"
- Niple de llenado de aceite 1"
- Borne de conexión a tierra
- Placa característica inoxidable

Figura 6-13: Hoja de datos - Transformador de SSAA



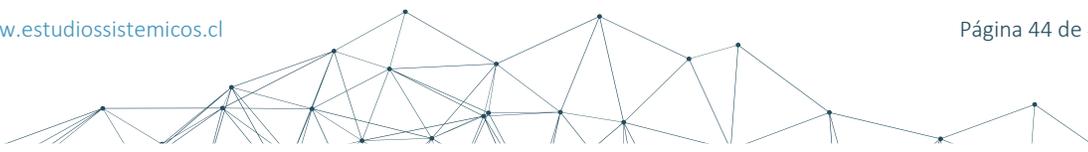
Figura 6-14: Fotografía de placa - Transformador de SSAA





7. REFERENCIAS

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, Anexo Técnico Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, Estudio de tensiones de servicio - Informe-Final-ETS-2023, Agosto 2023.
- [3] Sungrow, Hoja de datos Inversor - DS_20200319 SG3125HV-MV-30_SG3400HV-MV-30 Datasheet_V12_EN.
- [4] Sungrow, Curva PQ inversores Sungrow, "TI_20200603_SG3400HV-30 and SG3125HV-30 Series P-Q Diagram_V20_EN.pdf".
- [5] Sungrow, Consumo de inversores, "TI_20210924_SG3125HV-30 Series Power Consumption_V53_EN.pdf".
- [6] Sungrow, Transformador de bloque, "Transformer datasheet.pdf".
- [7] TUSAN, Hoja de datos del transformador de poder, "7320181 placa característica.pdf".
- [8] TUSAN, Certificado de pruebas, "Ensayos del transformador.pdf".
- [9] Unilínea del PF PAT, "CAREN-EL-PL-071-R01B - Subestación Unilínea.pdf".
- [10] Hoja de datos transformador de bloque CT1 - "CAREN_TRAFO_SL-3125-23 Y23030136".
- [11] Hoja de datos transformador de bloque CT2 - "CAREN_TRAFO_SL-3125-23 Y23030117".
- [12] Hoja de datos transformador de bloque CT3 - "CAREN_TRAFO_SL-3125-23 Y23030125".





FIN DEL DOCUMENTO



ESTUDIOS
SISTEMICOS
POR UN MUNDO MAS RENOVABLE

www.estudiossistemicos.cl

Email: contacto@estudiossistemicos.cl

Fono: +562 3307 6960

Móvil: +569 7898 7194

Oficina Central
Padre Mariano Chaparro 3598, Macul,
Santiago – Chile.

