

Empresa: METKA

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

Descripción: Informe de Mínimo Técnico

Código de Proyecto: EE-2020-088

Código de Informe: EE-EN-2022-0536

Revisión: B



6 de junio de 2022



Este documento EE-EN-2022-0536-RB fue preparado para METKA por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Claudio Celman

Coordinador Dpto. Ensayos

claudio.celman@estudios-electricos.com

Ing. Andrés Capalbo

Coordinador Dpto. Ensayos

andres.capalbo@estudios-electricos.com

Ing. Pablo Rifrani

Gerente Dpto. Ensayos

pablo.rifrani@estudios-electricos.com

www.estudios-electricos.com

Este documento contiene 36 páginas y ha sido guardado por última vez el 06/07/2022 por Nicolás Silva, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	10/Jun/2022	Para presentar.	FG	AC	PR
B	6/Jul/2022	Responde a observaciones del CEN	CiC	AC	PR

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



Índice

1	INTRODUCCIÓN	5
1.1	Fecha ensayo y personal auditor	5
1.2	Medidores utilizados	5
1.3	Definiciones y Nomenclatura	6
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	8
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	9
3.1	Unifilar de planta.....	9
3.2	Datos de los paneles solares	12
3.3	Datos de los inversores	14
3.4	Datos de los transformadores de bloque.....	16
3.5	Datos del transformador de poder	17
3.6	Datos del transformador de Servicios Auxiliares	18
3.7	Datos de consumos de SSAA de planta	19
4	DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO	20
4.1	Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio	21
4.1.1	Potencia Bruta	22
4.1.2	Potencia de Servicios Auxiliares	22
4.1.3	Potencia de Pérdidas en la central	22
4.1.4	Potencia Neta	24
4.1.5	Resultados	24
4.2	Mínimo Técnico con el parque completamente operativo.....	25
4.2.1	Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta	26
4.2.2	Pérdidas en el transformador principal.....	29
4.2.3	Pérdidas en red colectora de media tensión.....	30
4.2.4	Potencia de Servicios Auxiliares	31
4.2.5	Determinación de la Potencia Bruta	32
4.2.6	Resultados	32
5	CONCLUSIONES	33
6	ANEXOS	34
6.1	Certificado de calibración del medidor de energía	34



6.2 Ajuste Potencia mínima inversor35



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre 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 2.

El Parque Fotovoltaico Pampa Tigre se ubica en la región de Antofagasta, emplazado a 65 kilómetros aproximadamente de la ciudad de Antofagasta, y tiene una potencia bruta instalada de 105.3/108.9 MVA (@50°C/40°C). El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (220 kV \pm 10 \times 1.5%) y de capacidad 85/120 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en el paño J1 de la S/E Elevador Pampa Tigre 220 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Franco Di Rosa	23 y 24 de mayo de 2022
Ing. Nicolás Silva	

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	Janitza	UMG512 PRO	\pm 0.2%

Tabla 1.1 – Equipos utilizados.

Además de lo mostrado en la Tabla 1.1, se cuenta con datos complementarios del sistema controlador de planta adquiridos mediante el SCADA de la central el cual cuenta con una tasa de muestreo de 1 minuto y medidas de las estaciones meteorológicas adquiridas con una tasa de muestreo de 1 minuto para la temperatura ambiente y de módulos y de 10 minutos para la irradiancia.



1.3 Definiciones y Nomenclatura

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

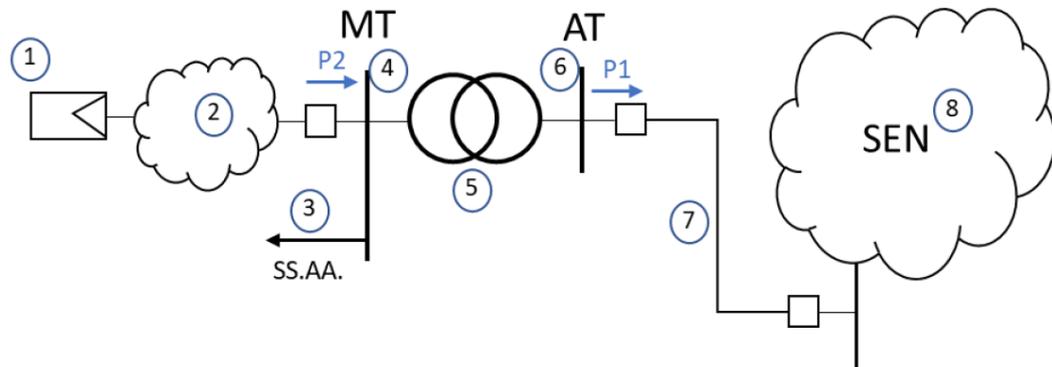


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 1) **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque fotovoltaico.
- 2) **Pérdidas en sistema colector del parque (Pcolector):** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque fotovoltaico, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
- 3) **Servicios Auxiliares de la central (SS.AA.).**
- 4) **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 5) **Transformador de Poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque fotovoltaico.
- 6) **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder del parque fotovoltaico.
- 7) **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque fotovoltaico con el sistema eléctrico.
- 8) **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**



A partir de las definiciones anteriores, el presente informe considera la siguiente nomenclatura:

- ✓ **P1:** Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) del parque [MW]. Este valor corresponde a la **Potencia Neta (Pneta)** del parque.
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pbruta:** Suma de los aportes distribuidos de potencia activa inyectada por los inversores a nivel de baja tensión (BT) del parque [MW] (ver número "1" en Figura 1.1).
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [kW] (ver número "7" en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **Pssaa:** Potencia de Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número "2" en Figura 1.1).



2 ASPECTOS NORMATIVOS

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

Se determinan valores de Mínimo Técnico, considerando distintas condiciones operativas del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre, entre las que se distinguen los siguientes escenarios:

- **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo:** valor de potencia activa bruta mínima con la cual el parque puede operar considerando todos los inversores y elementos de la red colectora en servicio y en condiciones de operación estables.
- **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio:** valor de potencia activa bruta mínima entrega por un **único inversor** que permite tener un valor de potencia activa neta de 0 MW.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Pampa Tigre está constituido por 15 centros de transformación, cada uno conformado por dos inversores de 3.51/3.63 MVA (@50°C/40°C) de capacidad nominal y dos transformadores de bloque de dos devanados de relación 0.66/33 kV y capacidad 3.63 MVA.

Cuenta con 30 inversores Power Electronics modelo HEMK 660V FS3510K de 3.51/3.63 MVA (@50°C/40°C) de potencia aparente nominal y 660 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan una potencia bruta instalada de 105.3/108.9 MVA (@50°C/40°C). La red colectora del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre cuenta con 5 alimentadores en 33 kV. El parque se vincula al SEN por medio de un transformador de poder de relación 33 kV / (220 kV \pm 10 \times 1.5%) y de capacidad 85/120 MVA (ONAN/ONAF), ubicado en el paño J1 de la S/E Elevador Pampa Tigre 220 kV.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca Canadian Solar modelo CS3W-455MS.

3.1 Unifilar de planta

La red colectora del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre está compuesta por cinco alimentadores en 33 kV que colectan la potencia generada por los paneles del parque. Cada alimentador tiene tres centros de transformación, es decir, 6 inversores.

La barra principal de 33 kV del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre y su transformador principal se aprecian en la Figura 3.1. En tanto, en la Figura 3.2 se muestra el detalle de los circuitos alimentadores.

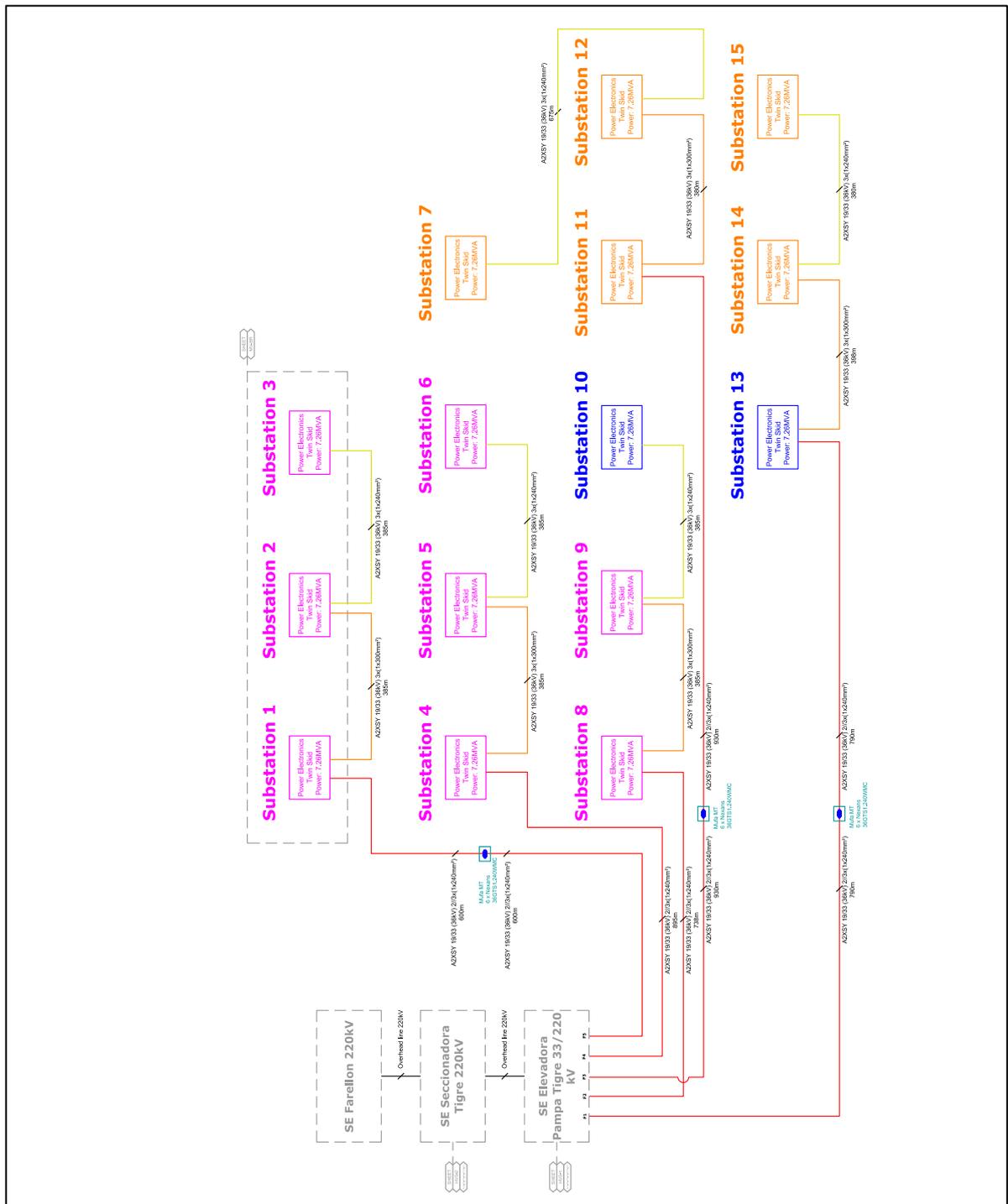


Figura 3.2 – Detalle de red colectora – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre son de marca Canadian Solar modelo CS3W-455MS. Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

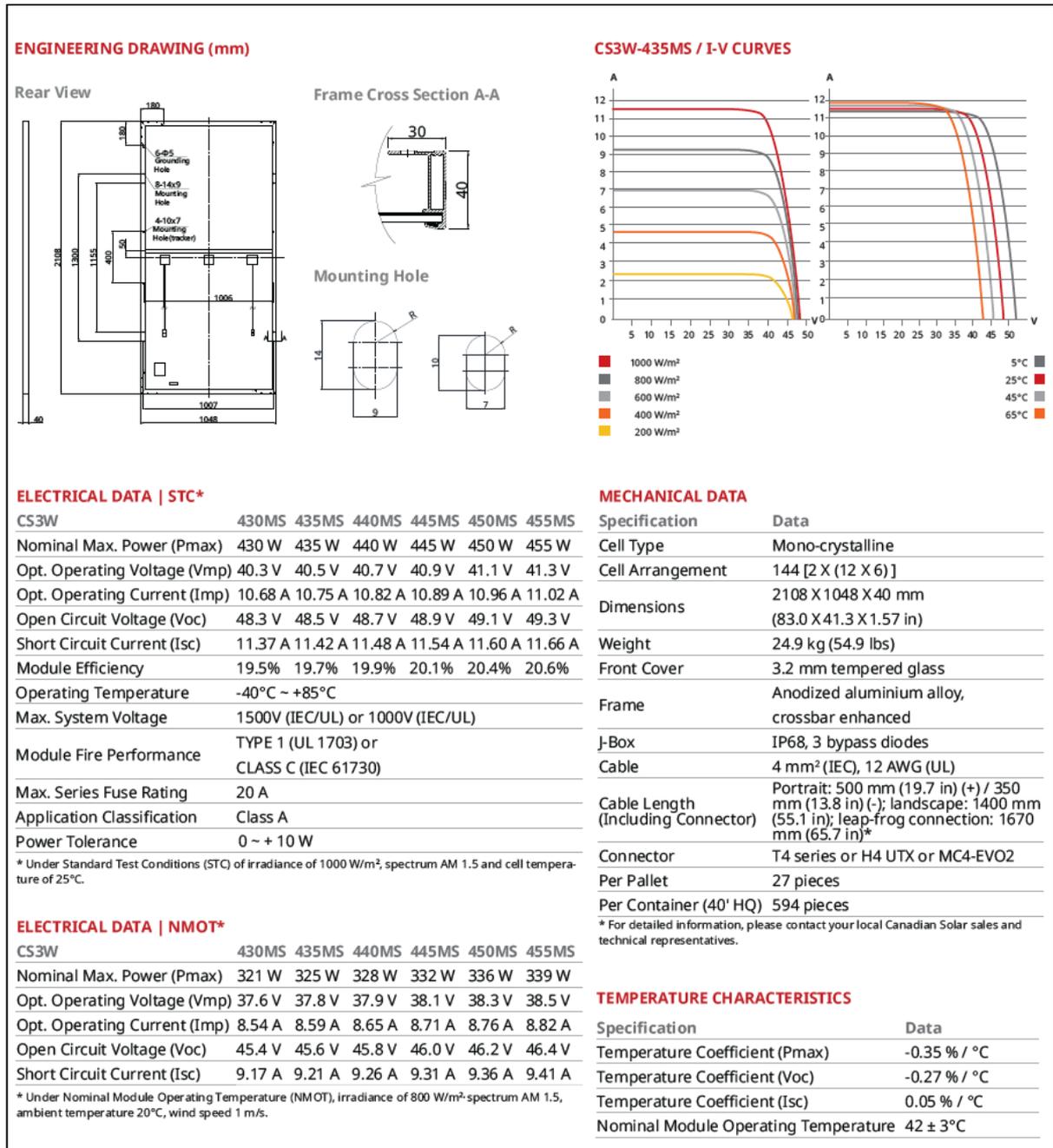


Figura 3.3 – Datos de paneles Canadian Solar modelo CS3W-455MS



Se presenta en la Tabla 3.1 el número de módulos solares para cada inversor instalado en el Parque Fotovoltaico Azabache. Se destaca un total de 265.440 paneles distribuidos entre los 30 inversores presentes.

Module wattage	Inverter #	Strings #	DC Power (Wp)	Modules
445	1	318	3.962.280	8904
445	2	318	3.962.280	8904
445	3	318	3.962.280	8904
445	4	318	3.962.280	8904
445	5	318	3.962.280	8904
445	6	318	3.962.280	8904
445	7	318	3.962.280	8904
445	8	318	3.962.280	8904
445	9	318	3.962.280	8904
445	10	318	3.962.280	8904
445	11	318	3.962.280	8904
445	12	318	3.962.280	8904
450	13	312	3.931.200	8736
450	14	312	3.931.200	8736
445	15	318	3.962.280	8904
445	16	318	3.962.280	8904
445	17	318	3.962.280	8904
445	18	318	3.962.280	8904
440	19	318	3.917.760	8904
440	20	318	3.917.760	8904
450	21	312	3.931.200	8736
450	22	312	3.931.200	8736
450	23	312	3.931.200	8736
450	24	312	3.931.200	8736
440	25	318	3.917.760	8904
440	26	318	3.917.760	8904
450	27	312	3.931.200	8736
450	28	312	3.931.200	8736
450	29	312	3.931.200	8736
450	30	312	3.931.200	8736
Total		9.480	118.379.520	265.440

Tabla 3.1 - Cantidad y distribución de módulos fotovoltaicos



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Pampa Tigre cuenta con 30 inversores marca Power Electronics, modelo HEMK 660V FS3510K. Los inversores son de 3.51/3.63 MVA (@50°C/40°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.4.

	FRAME 1	FRAME 2
REFERENCE	FS2340K	FS3510K
OUTPUT		
AC Output Power(kVA/kW) @50°C ¹³	2340	3510
AC Output Power(kVA/kW) @40°C ¹³	2420	3630
Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
Operating Grid Voltage(VAC) ¹²	660V ±10%	
Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
Power Factor (cosine phi) ¹⁴	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
INPUT		
MPPT @full power (VDC)	934V-1310V	
Maximum DC voltage	1500V	
Number of PV inputs ¹²	Up to 36	
Number of Freemaq DC/DC inputs ¹⁴	Up to 6	
Max. DC continuous current (A) ¹⁴	2645	3970
Max. DC short circuit current (A) ¹⁴	4000	6000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY		
Efficiency (Max) (η)	98.8% (preliminary)	98.9% (preliminary)
Euroeta (η)	98.5% (preliminary)	98.6% (preliminary)
Max. Power Consumption (KVA)	8	10
CABINET		
Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7	
Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2	
Weight (lb)	12125	12677
Weight (kg)	5500	5750
Type of ventilation	Forced air cooling	
ENVIRONMENT		
Degree of protection	NEMA 3R - IP54	
Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
Noise level ¹⁴	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE		
Interface	Graphic Display	
Communication protocol	Modbus TCP	
Plant Controller Communication	Optional	
Keyed ON/OFF switch	Standard	
PROTECTIONS		
Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
General AC Protection	Circuit Breaker	
General DC Protection	Fuses	
Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
CERTIFICATIONS		
Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)	
Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA-Sept. 2016	

Figura 3.4 – Datos de inversor HEMK 660V FS3510K



Se aprecia en la Figura 3.4 que el máximo consumo de potencia en operación es de 10 kVA y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

La curva de capacidad de los inversores la forma mostrada en la Figura 3.5.

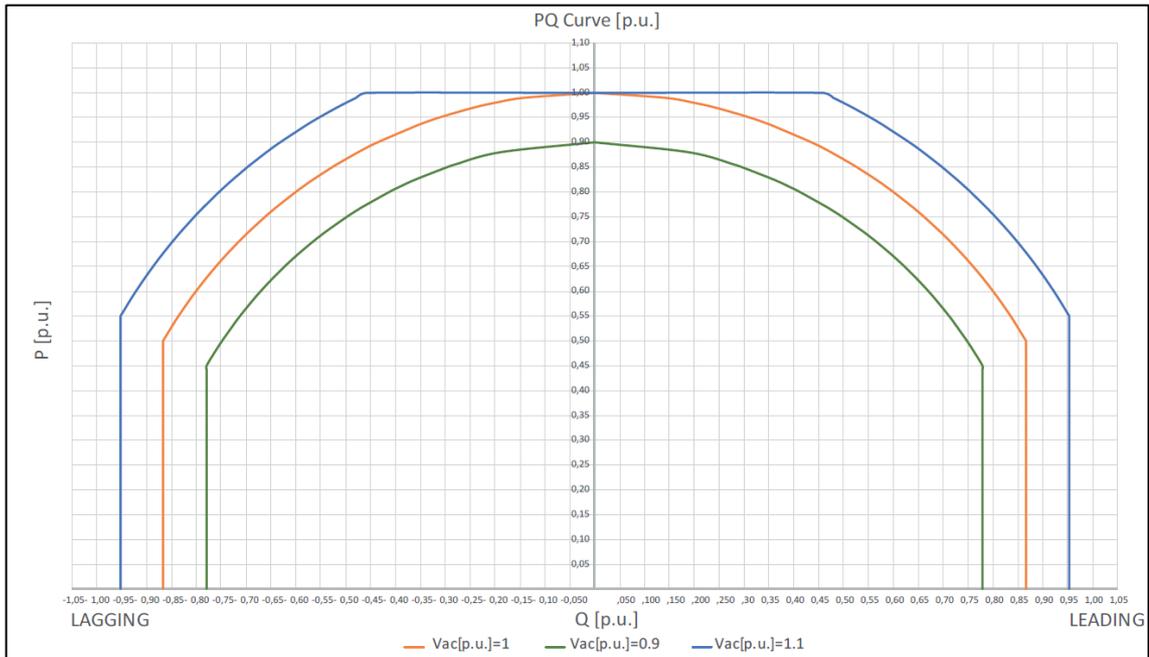


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Pampa Tigre cuenta con 26 transformadores de bloque de dos devanados que permiten la interconexión de un inversor. Su relación de transformación es de 0.66/33 kV y de 3.63 MVA de capacidad nominal.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	3.63 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.66 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7 %
Pérdidas en carga	30 kW
Pérdidas en vacío	3.4 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.2 – Datos de los transformadores de bloque



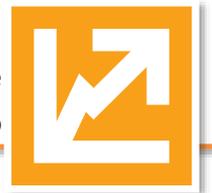
3.5 Datos del transformador de poder

El Parque Fotovoltaico Pampa Tigre cuenta con un transformador de poder, de potencia nominal 85/120 MVA según método de enfriamiento ONAN/ONAF. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

La placa característica de los mismos se muestra en la Tabla 3.3.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	85/120 MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	220.0 kV
Tensión nominal lado LV	33.0 kV
Grupo de conexión	YNd1
Impedancia	12.873 %
Pérdidas en carga	377.68 kW
Pérdidas en vacío	41.312 kW
Posiciones de TAP	±10 x 1.5 %

Tabla 3.3 - Datos del transformador principal



3.6 Datos del transformador de Servicios Auxiliares

El Parque Fotovoltaico Pampa Tigre cuenta con un transformador para consumos auxiliares de potencia nominal 160 kVA según método de enfriamiento ONAN. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.4 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV. Este equipo posee cambiador de tomas bajo carga.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	160 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.4 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia	6 %
Pérdidas en carga	2.3 kW
Pérdidas en vacío	1.05 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5 \%$

Tabla 3.4 - Datos del transformador de Servicios Auxiliares



3.7 Datos de consumos de SSAA de planta

Durante las pruebas se ha registrado el consumo de los servicios auxiliares del parque mediante fotografía al equipo medidor respectivo.

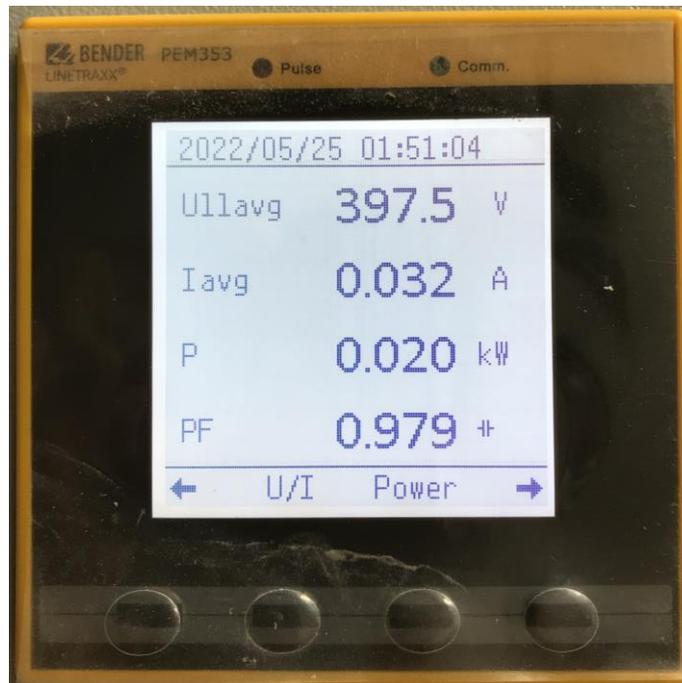


Figura 3.6 – Consumos de SSAA en pruebas

Se aprecia en la Figura 3.6 un consumo de 20 kW, el cual se mantiene estable durante la ejecución de las pruebas.



4 DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO

El Mínimo Técnico corresponde al menor valor de potencia activa bruta que el parque es capaz de mantener de manera estable.

Tal como se ha mencionado en el capítulo 2 se determina el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**.

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

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [kW]
Pampa Tigre	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque Parque Fotovoltaico Pampa Tigre.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en 220 kV en paño J1 de la S/E Pampa Tigre 220 kV.



4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 23 de mayo de 2022 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio. Para lograr esta condición, se da orden de detención a todos los inversores del parque a excepción del inversor CT01_1. En esta condición los circuitos colectores y los transformadores de bloque se mantienen energizados.

En la Figura 4.1 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico considerando únicamente el inversor CT01_1 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 30 inversores del parque operativos, luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción del equipo CT01-1. A continuación, se procede a consignarle un valor de potencia activa de 0.14 MW, ya que se ha verificado previamente que es el valor de potencia activa que consume el parque con todos los inversores apagados. En esta condición se registra un valor de potencia neta de 0 MW en el paño J1 de la S/E Pampa Tigre 220 kV.

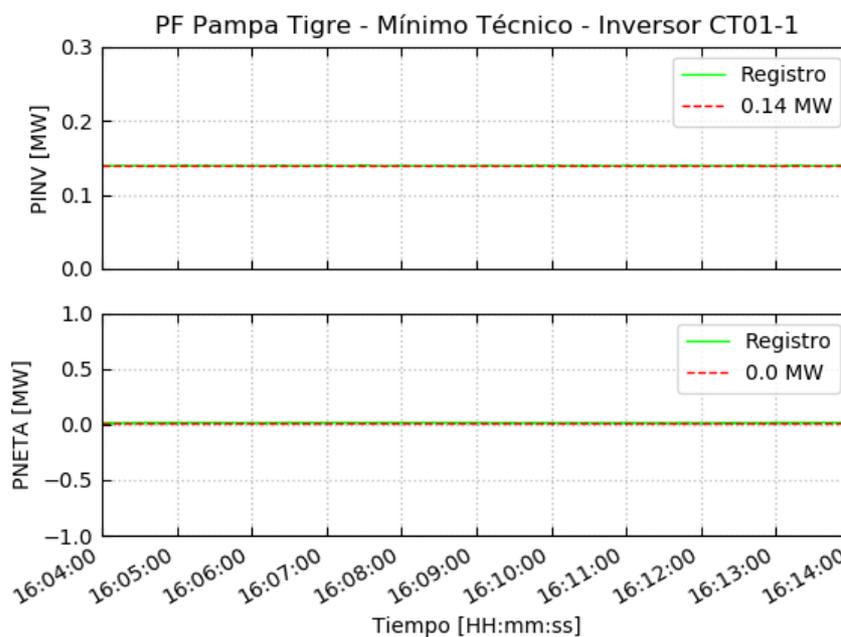


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Inversor CT01-1

A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.



4.1.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de inversor (PINV) presentada en la Figura 4.1 se realiza en bornes del equipo y ya se encuentran descontados los consumos propios del inversor. Estos consumos se estiman en 10 kW según se observa en la Figura 3.4. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 0.14 MW + 1 \times 10 kW = 150 kW$$

4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios del inversor en operación en kW y el consumo de potencia a través del transformador de servicios auxiliares de la planta.

Según se observa en la Figura 3.4, el consumo interno de cada inversor en servicio se estima en 10 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en la Figura 3.6, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 20 kW.

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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV_{en\ servicio} \times Consumos_{en\ servicio} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 1 \times 10 kW + 20 kW = 30 kW$$

4.1.3 Potencia de Pérdidas en la central

La Potencia de 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.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Mínimo Técnico, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en el inversor CT01-1 y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta} , ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 20 kW.



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

$$P_{perd,central} = PINV - P_{tr,SSAA} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central} = 0.14 \text{ MW} - 0.020 \text{ MW} - 0.0 \text{ MW} = 120 \text{ kW}$$

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

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

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

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = Pérdidas_{carga} + Pérdidas_{vacío}$$

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

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 41.3 \text{ kW} = 41.31 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 120 \text{ kW} - 41.31 \text{ kW} = 78.69 \text{ kW}$$



4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño J1 de la S/E Pampa Tigre. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0 MW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta} = 0.0 \text{ kW}$$

4.1.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Pampa Tigre	150	30	120 ¹	0.0

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Inversor CT01-1 – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

¹ Desglosado en 41.31 kW de pérdidas en el transformador principal y 78.69 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

A continuación, se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo, es decir, con los 30 inversores en funcionamiento. Para lograr esta condición se debe buscar el valor mínimo de potencia que permite la operación estable y segura del parque con la totalidad de inversores en servicio.

En la Figura 4.2 se muestra el ensayo de Mínimo Técnico realizado el día 24 de mayo de 2022 considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de la potencia neta, inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre, la cual posee un valor promedio de **1.46 MW**. No fue posible consignar un valor menor de potencia neta debido los inversores comenzaban a conmutar a su estado de pausa o fuera de servicio. Lo cual es coherente con el despacho individual de cada uno de ellos y la configuración presentada en el anexo 6.2.

Se presenta en la Figura 4.2 un registro de operación estable a mínimo técnico obtenido entre las 14:00 y 14:15 hrs.

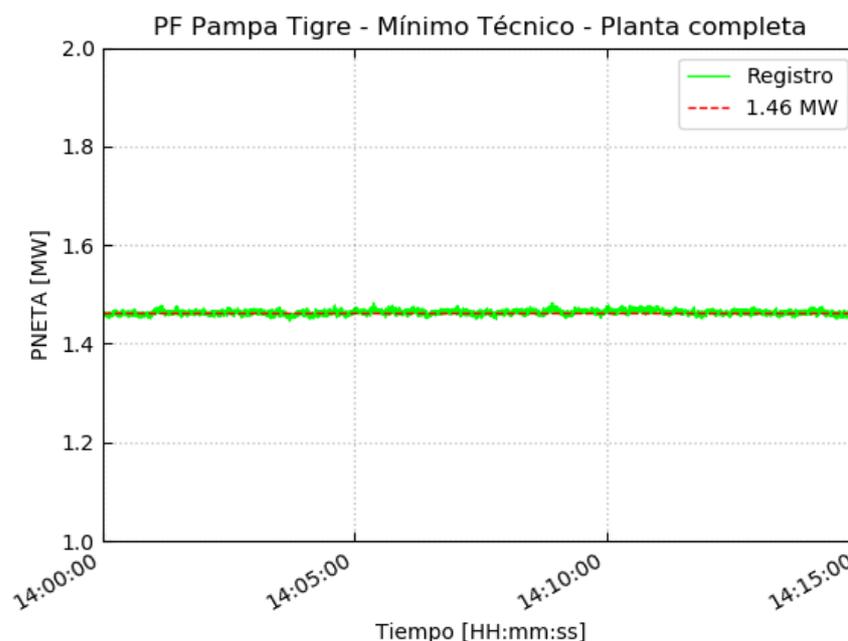
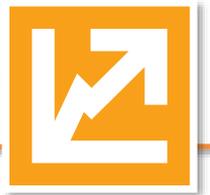


Figura 4.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio



A continuación, se realiza el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1.

4.2.1 Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta

Para poder determinar la potencia bruta es necesario calcular el valor de potencia de pérdidas totales del parque. La potencia de pérdidas totales considera las pérdidas en carga en el transformador principal de la central, las pérdidas en red colectora de media tensión en la condición de ensayo y la potencia asociadas a consumos de servicios auxiliares.

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

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

- P_{SSAA} : Potencia de Servicios Auxiliares
- $P_{Perd,tr_{ppal}}$: Pérdidas en el transformador principal
- $P_{Perd,redMT}$: Pérdidas en red colectora de media tensión

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd,tr_{ppal}} + P_{Perd,redMT}$$

Para determinar el valor pérdidas asociada a cada elemento (P_{SSAA} , $P_{Perd,tr_{ppal}}$ y $P_{Perd,redMT}$), y de esta manera obtener el valor de potencia bruta del parque, se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre desarrollado en DigSilent. El modelo fue desarrollado y validado por Estudios Eléctricos y se presenta en la Figura 4.3 . El mismo contempla las pérdidas en la red, se le agrega las pérdidas en los transformadores de cada inversor y el consumo registrado de los servicios auxiliares de planta.

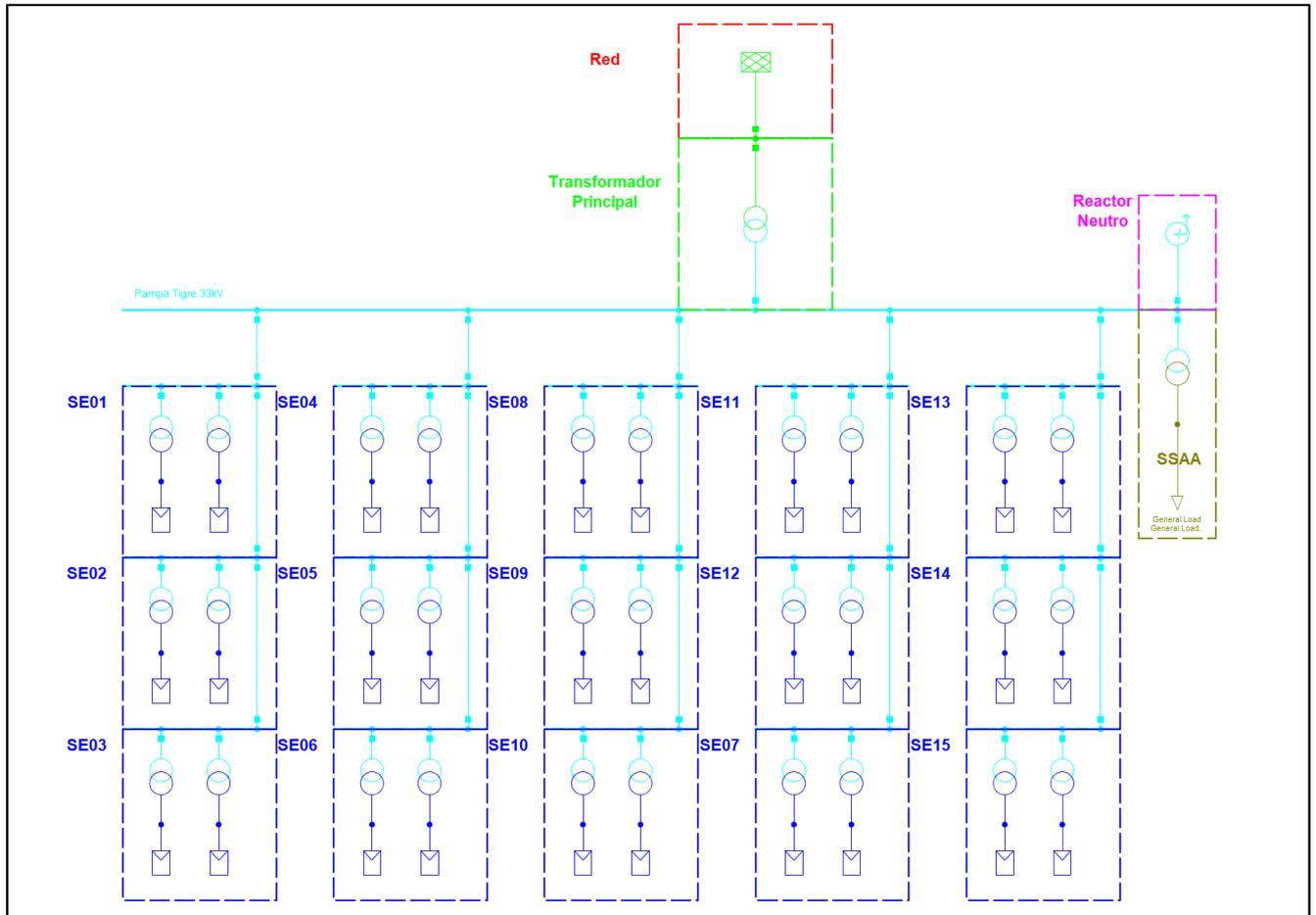


Figura 4.3 – Modelo desarrollado en DigSilent

En base a lo presentado en el capítulo 3.7, durante las pruebas se ha registrado un consumo de servicios auxiliares de 20 kW, por lo que para las simulaciones se consideró que el parque alimenta una carga de SSAA de este monto.

Para realizar esta simulación se debe hallar la potencia generada por cada inversor, y para esto se procede a despacharlos a todos por igual de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión.

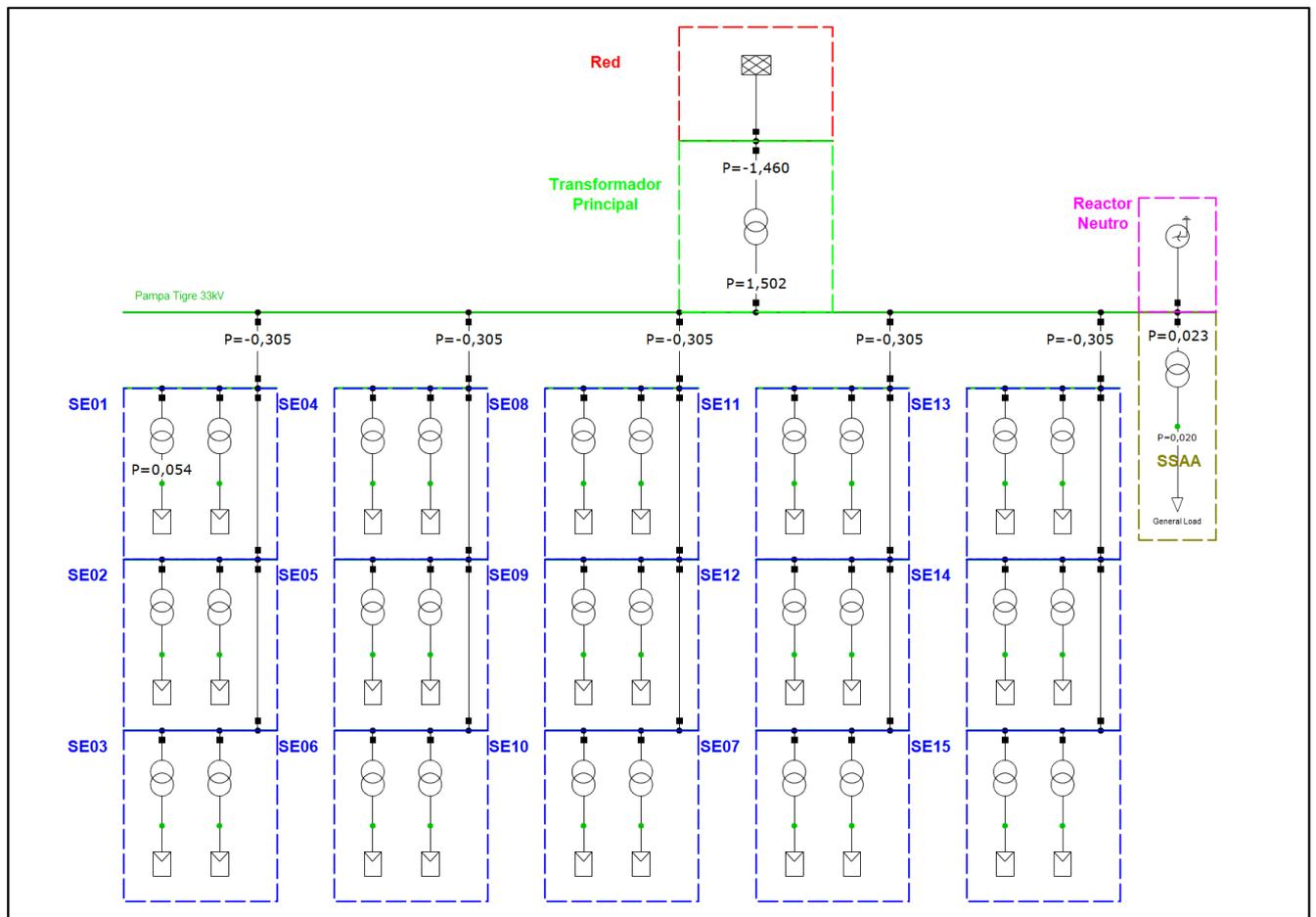


Figura 4.4 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 0.05425 MW. Considerando que el parque tiene los 30 inversores en servicio, se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores:

$$P_{Total,INV} = 30 \times 0.05425 \text{ MW} = 1.628 \text{ MW}$$



4.2.2 Pérdidas en el transformador principal

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.5 se pueden determinar las pérdidas asociadas al transformador principal de 220/33 kV. La potencia de pérdidas se calcula como la diferencia entre la potencia inyectada por la barra colectora en el lado de baja tensión (33 kV) del transformador principal y la potencia a la salida del lado de alta tensión (220 kV) del transformador principal.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_{33kV}} - P_{sal,tr_{220kV}}$$

Considerando que el lado de alta tensión (220 kV) del transformador principal se corresponde con el punto de medición de la potencia neta, la expresión anterior también se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{iny,tr_{33kV}} - P_{neta,med}$$

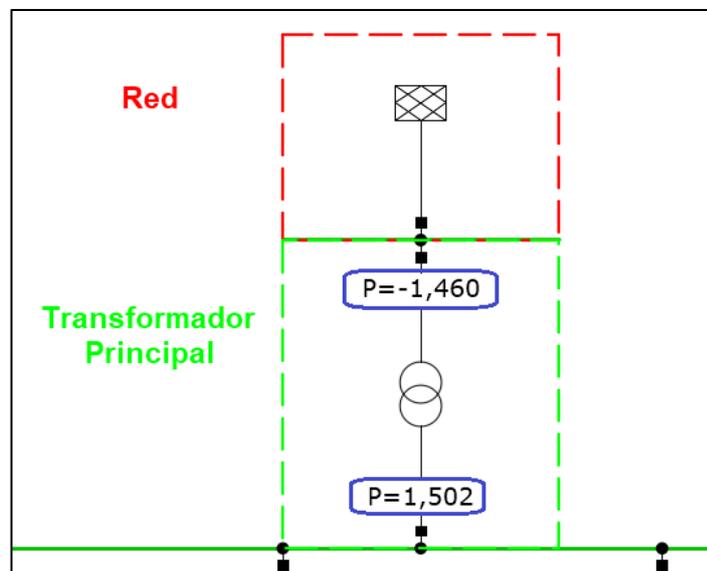


Figura 4.5 – Cálculo de flujos de potencia en transformador principal 220/33 kV

Considerando los datos presentados en la figura anterior, se calculan las pérdidas en el transformador principal:

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 1.502 \text{ MW} - 1.46 \text{ MW} = 42 \text{ kW}$$



4.2.3 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.6, se pueden determinar las pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión. Este valor se determina como la diferencia entre la potencia total de despacho de los inversores ($P_{Total,INV}$) y la potencia inyectada en la barra colectora del parque de 33 kV.

$$P_{Perd,redMT} = P_{Total,INV} - P_{iny,barra_{33kV}} \quad (1)$$

El valor de potencia total de despacho de los inversores ($P_{Total,INV}$) es igual a 1.628 MW (ver capítulo 4.2.1).

Como puede observarse en el unifilar de la Figura 4.6, la potencia inyectada en la barra colectora “Pampa Tigre 33 kV” se puede calcular a partir de la potencia aportada por los 5 alimentadores, es decir:

$$P_{iny,barra_{33kV}} = P_{A1} + P_{A2} + P_{A3} + P_{A4} + P_{A5}$$

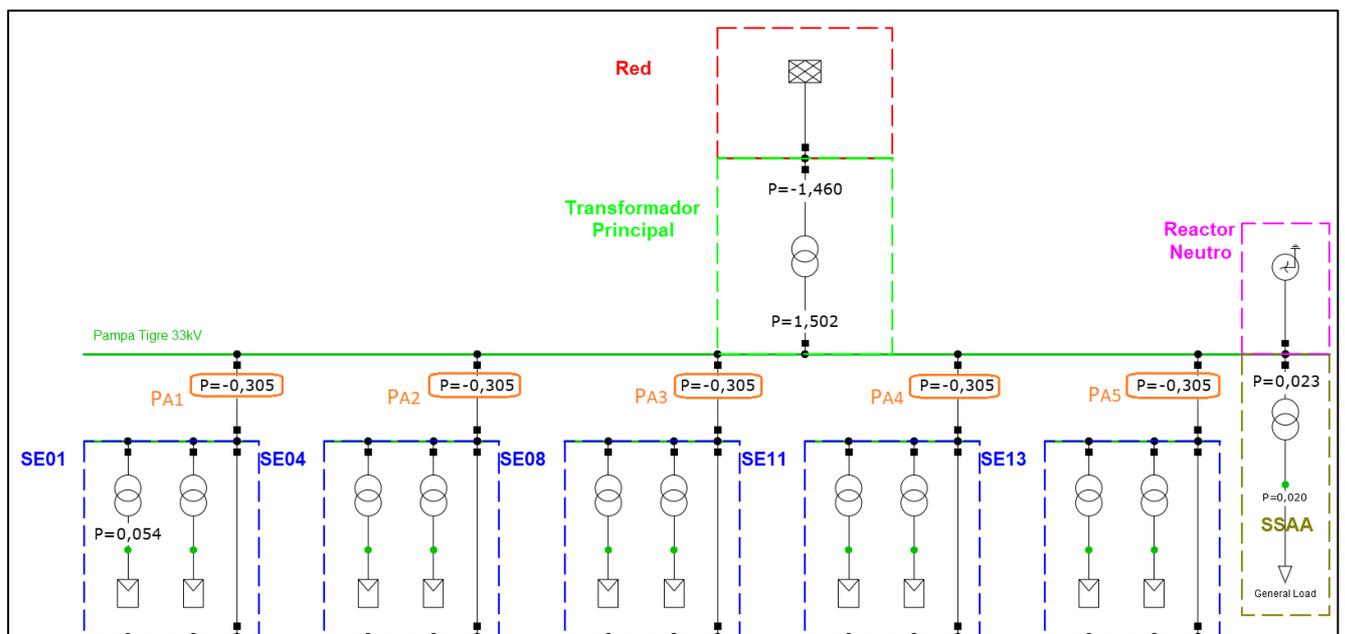


Figura 4.6 – Cálculo de flujos de potencia en barra de 33 kV



A partir de los resultados del flujo de potencia, se calcula el valor de potencia inyectada en la barra colectora de 33 kV:

$$P_{iny,barra_{33kV}} = 305 \text{ kW} + 305 \text{ kW} + 305 \text{ kW} + 305 \text{ kW} + 305 \text{ kW}$$

$$P_{iny,barra_{33kV}} = 1.525 \text{ MW}$$

Utilizando la ecuación (1), con los valores de potencia total de despacho de los inversores ($P_{Total,INV}$) y la potencia inyectada en la barra colectora del parque de 33 kV se determina el valor de potencia de pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión:

$$P_{Perd,redMT} = 1.628 \text{ MW} - 1.525 \text{ MW} = 103 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia de Servicios Auxiliares

La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.4, el consumo interno de cada inversor se estima en 10 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en el capítulo 3.7, durante las pruebas se ha registrado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 20 kW, por lo que para las simulaciones se consideró que el transformador de SSAA alimenta una carga de este monto.

Como puede observarse en la Figura 4.6, los servicios auxiliares de la central ($P_{tr.SSAA}$) consumen una potencia de 23 kW (carga de 20 kW + pérdidas en el transformador de SSAA)

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

$$P_{SSAA} = N^{\circ} INV \times \text{Consumos Propios} + P_{tr.SSAA}$$

$$P_{SSAA} = 30 \times 10 \text{ kW} + 23 \text{ kW} = 323 \text{ kW}$$



4.2.5 Determinación de la Potencia Bruta

A partir de los valores de pérdidas determinados en los capítulos anteriores se puede determinar la potencia de pérdidas totales con la siguiente ecuación:

$$L_{Totales} = P_{SSAA} + P_{Perd, tr_{ppal}} + P_{Perd, redMT}$$

$$L_{Totales} = 323 \text{ kW} + 42 \text{ kW} + 103 \text{ kW} = 0.468 \text{ MW}$$

Con este valor de pérdidas totales y la **Potencia Neta Medida** ($P_{neta,med}$, ver Figura 4.2), se puede determinar la potencia bruta el parque:

$$P_{bruta} = P_{neta,med} + L_{Totales}$$

$$P_{bruta} = 1.46 \text{ MW} + 0.468 \text{ MW} = 1.928 \text{ MW}$$

Cabe mencionar que el valor de 1.928 MW de potencia bruta implica un despacho aproximado 64.3 kW por cada inversor, se ha observado durante los ensayos que, para valores menores de potencia activa, los inversores entran y salen de servicio de forma recurrente y no se permite obtener una operación estable del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre.

4.2.6 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Pampa Tigre	1.928	323	145	1.46

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre



5 CONCLUSIONES

Se determinó mediante ensayos el **Mínimo Técnico con el parque completamente operativo** y el **Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio**. Los resultados se resumen a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [kW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Pampa Tigre	150	30	120 ²	0.0

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Inversor CT01-1 – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Pampa Tigre	1.928	323	145 ³	1.46

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

² Desglosado en 41.31 kW de pérdidas en el transformador principal y 78.69 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

³ Desglosado en 42 kW de pérdidas en el transformador principal y 103 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

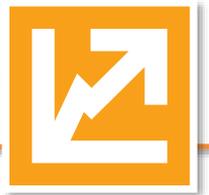


Calibration Report

Device	
Manufacturer	Janitza electronics GmbH
Object	UMG512
Article no.	5217011
Serial no.	4201/1694
Firmware	5.022
Active Energy Accuracy	Class 0.2S IEC 62053-22:2003 (50/60Hz, ..5A)
Calibration	
Date	October 6, 2020
Engineer	Jörg Gath
Conditions	
Temperature	23,4°C (+/- 1°C)
Relative humidity	44,3% (+/- 10%)
Equipment	
Manufacturer	Fluke
Model	6100B
Serial no.	273568170
Date of calibration	May 13, 2020
Date of recalibration	May 13, 2021
Result:	PASSED

This document was issued electronically
and is therefore valid without signature.

Janitza[®]



6.2 Ajuste Potencia mínima inversor

En la siguiente figura se detalla el umbral de potencia mínima (Pmin) que garantiza una operación estable del inversor. El umbral está configurado en 1.2% de la potencia nominal del inversor (3.63 MVA), que es igual a 43.56 kW.

Nombre	Valor	Unidad	Mínimo	Por defecto
G2.2.1-Habilitar P min	AC		No	AC
G2.2.2-P min	1,2	%	0,1	1,2
G2.2.3-Retardo P min	1	s	1	60
G2.2.4-Habilitar Vdc min	Si		No	Si
G2.2.5-Vdc min	913	V		
G2.2.6-Retardo Vdc min	5	s	1	5
G2.2.7-Retardo rearmar	180,0	s	0,0	180,0

Figura 6.1 – Ajuste potencia mínima inversor



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.