

Empresa: METKA

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

Descripción: Informe de Potencia Máxima

Código de Proyecto: EE-2020-088

Código de Informe: EE-EN-2022-0535

Revisión: C



6 de julio de 2022



Este documento EE-EN-2022-0535-RC 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 44 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	16/Jun/2022	Actualización de cálculos.	FG	AC	PR
C	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	Nomenclatura y observaciones generales	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 DE POTENCIA MÁXIMA	20
4.1	Ensayo de Potencia Máxima	21
4.2	Resultados	23
4.2.1	Consideraciones para la estimación de la Potencia Bruta	23
4.2.2	Pérdidas en el transformador principal.....	26
4.2.3	Pérdidas en red colectora de media tensión.....	27
4.2.4	Potencia de Servicios Auxiliares	28
4.2.5	Determinación de la Potencia Bruta	29
4.3	Correcciones.....	30
4.3.1	Potencia bruta corregida.....	30
4.3.2	Potencia neta corregida	35
4.3.3	Potencia de Servicios Auxiliares	36
4.3.4	Pérdidas en el transformador principal.....	37
4.3.5	Pérdidas en red colectora de media tensión.....	38
4.3.6	Resultados	39
5	CONCLUSIONES	40
6	ANEXOS	41



6.1	Determinación de condiciones meteorológicas de sitio	41
6.2	Certificado de calibración de medidor de potencia neta	43



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, 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

<i>Personal</i>	<i>Fecha de ensayo</i>
Ing. Franco Di Rosa	24 de mayo de 2022
Ing. Nicolás Silva	

1.2 Medidores utilizados

<i>Denominación</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>	<i>Precisión</i>
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 que cuenta con una tasa de muestreo de 1 minuto y medidas de las estaciones meteorológicas adquiridas con tasas de muestreo de 1 minuto para la temperatura ambiente y de módulos y de 10 minutos para la irradiancia.



1.3 Nomenclatura y observaciones generales

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

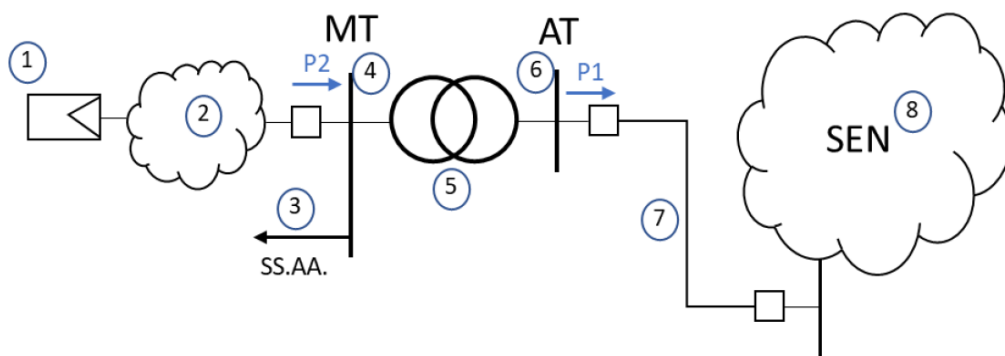


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

- 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].
- ✓ **P2:** Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) del parque [MW].
- ✓ **Pperd:** Pérdidas de potencia activa en línea de transmisión [MW] (ver número “7” en Figura 1.1).
- ✓ **Ptrafo:** Pérdidas activas en el transformador de poder del parque [kW].
- ✓ **SS.AA.:** Servicios Auxiliares del parque [kW].
- ✓ **Pcolector:** Pérdidas en el sistema colector del parque [kW] (ver número “2” en Figura 1.1).
- ✓ **IR:** Irradiancia.
- ✓ **Tamb:** Temperatura ambiente.
- ✓ **Tp:** Temperatura de panel.
- ✓ **Pneta,med:** Potencia neta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,med:** Potencia bruta sin corregir.
- ✓ **Pbruta,ir:** Potencia bruta corregida por irradiancia.
- ✓ **Pbruta,corr:** Potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura de operación del panel.



2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico**: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

El **Artículo 39** es el que corresponde considerar para el caso en cuestión debido a que se trata de una central cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación (no hay almacenamiento de energía). Éste establece que el valor de Potencia Máxima deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías, especificándose las metodologías, cálculos y todos los antecedentes y aspectos técnicos usados para la obtención de dicho valor.



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. El valor de potencia neta declarado es de 100 MW.

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.

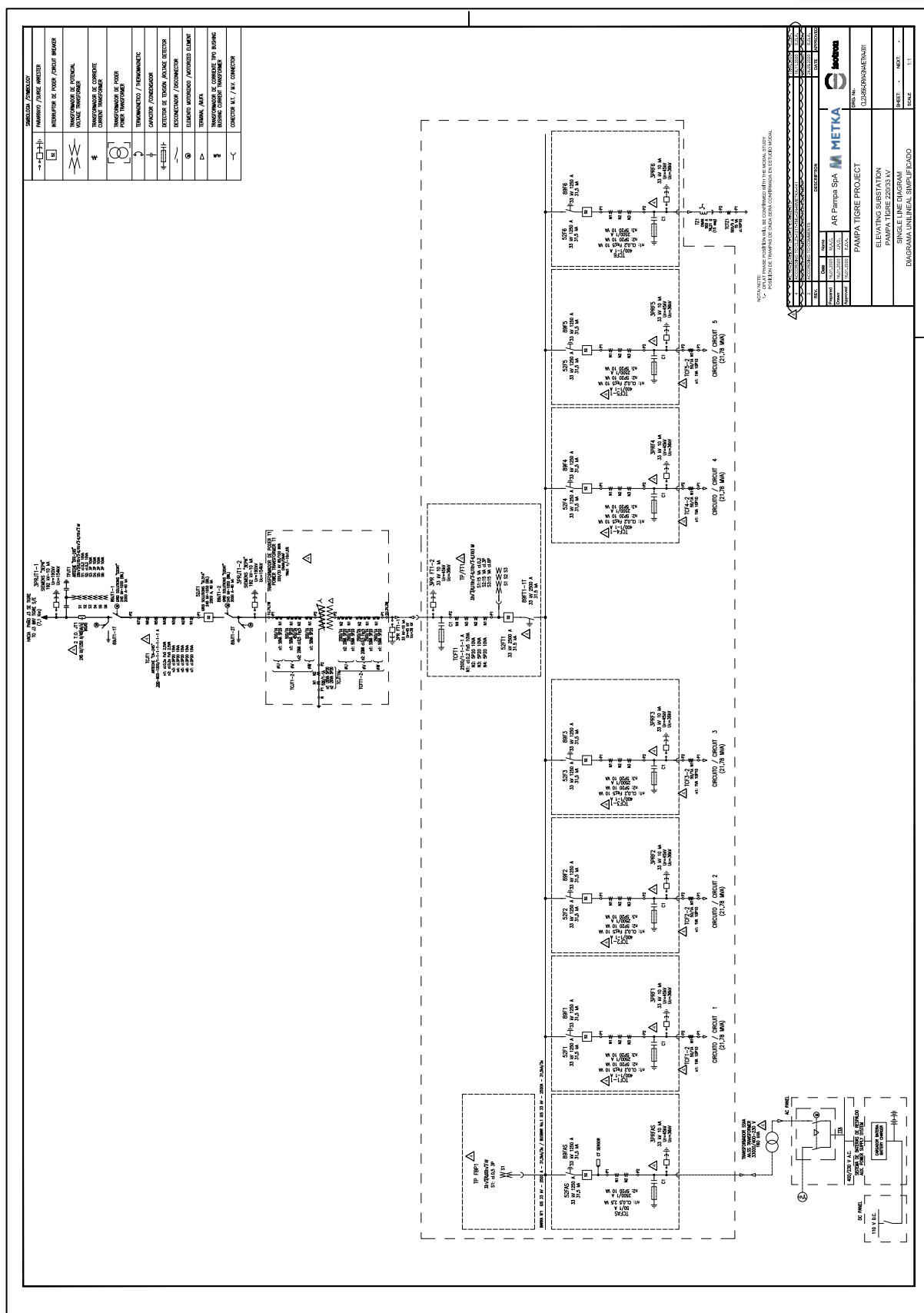


Figura 3.1 – Barra principal 33 kV y transformador principal – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

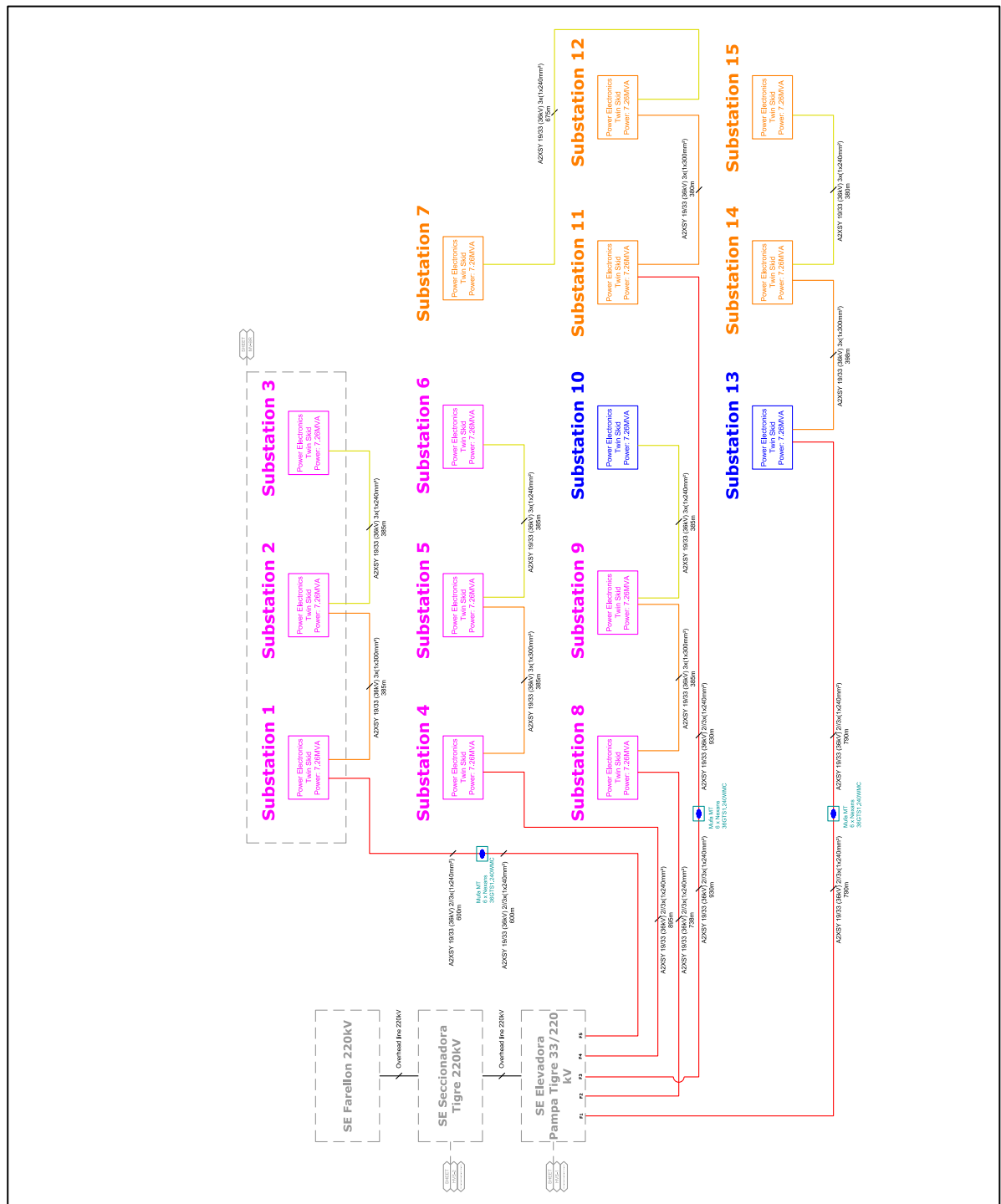


Figura 3.2 – Detalle de red colectora – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre



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.

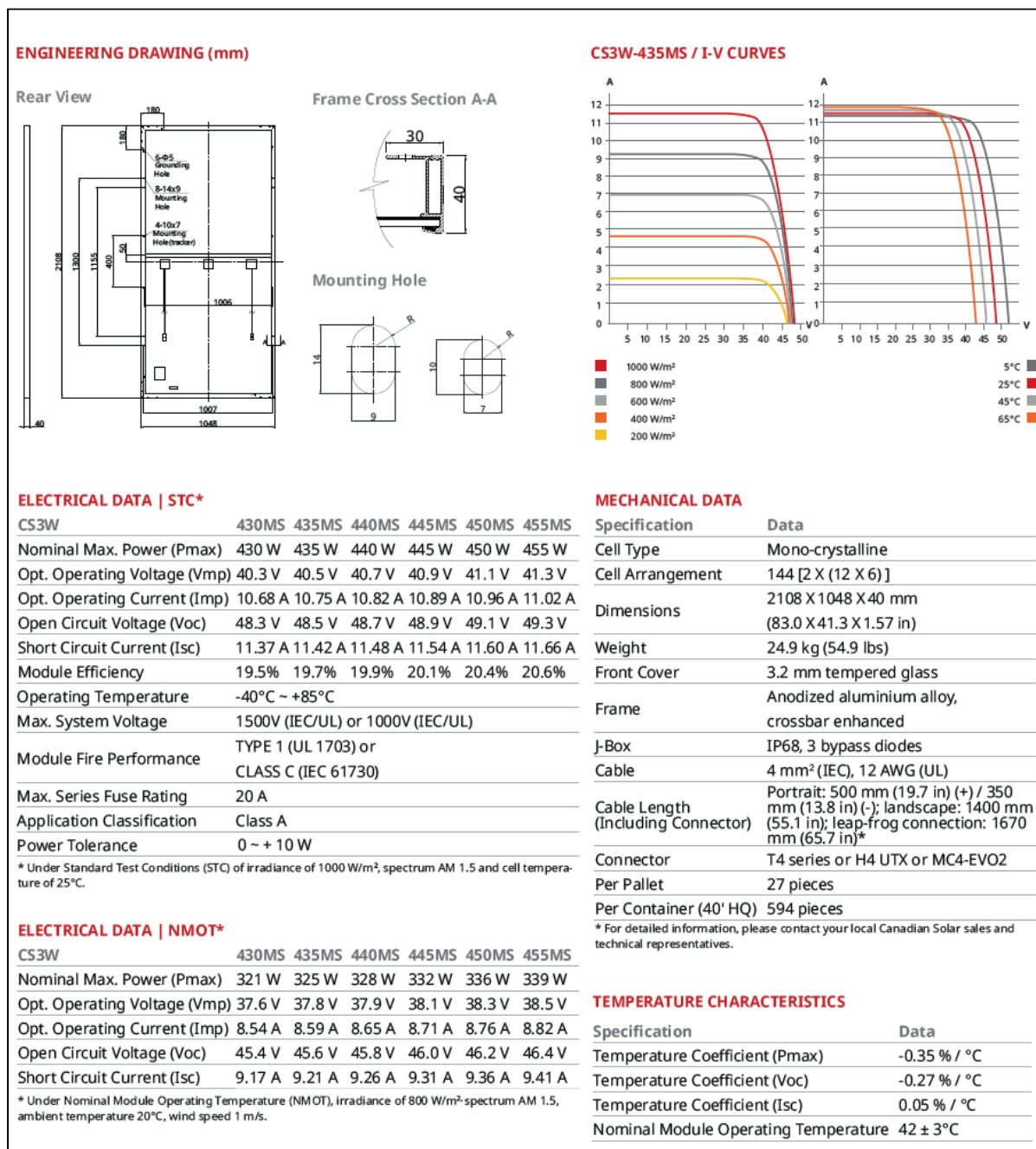


Figura 3.3 – Datos de paneles Canadian Solar modelo CS3W-455MS



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.

<i>Module wattage</i>	<i>Inverter #</i>	<i>Strings #</i>	<i>DC Power (Wp)</i>	<i>Modules</i>
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 ^[1]	2340	3510
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2420	3630
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	660V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	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 ^[4]	Up to 36	
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6	
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645	3970
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	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 ^[5]	< 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 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 cumple con la forma mostrada en la Figura 3.5.

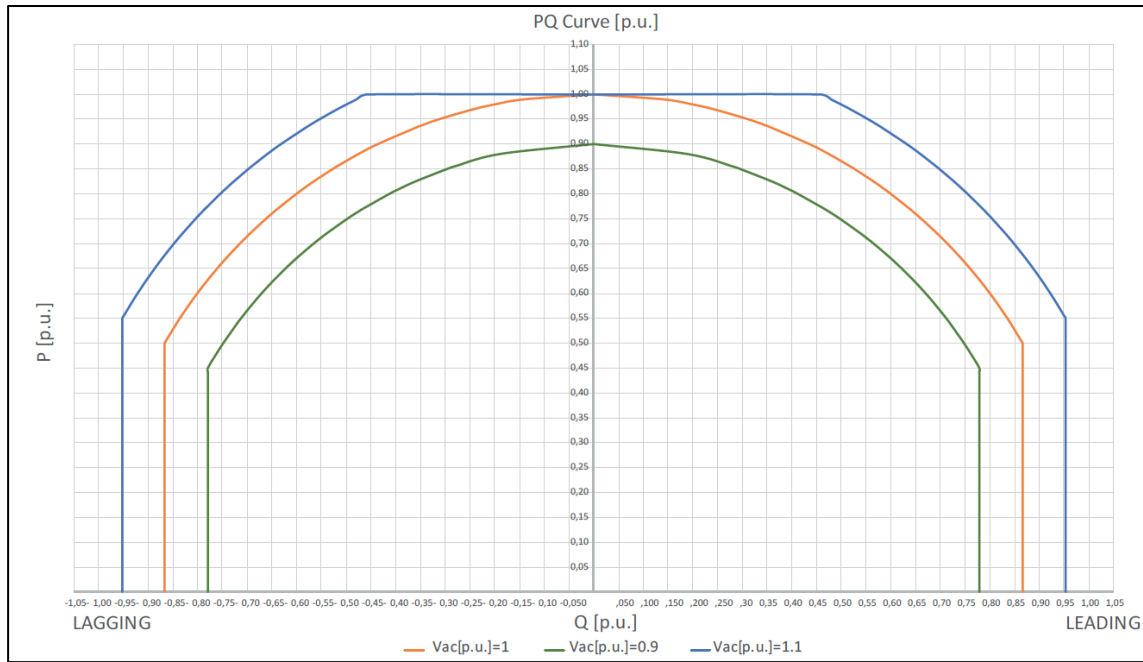


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Pampa Tigre cuenta con 30 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	$\pm 10 \times 1.5$ %

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 DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

Para el caso del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre se cuenta con mediciones de la Potencia Neta registrada en el POI, mediciones de la irradiancia y temperatura ambiente, que inciden directamente en la producción de los paneles fotovoltaicos.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
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 Ensayo de Potencia Máxima

El día 24 de mayo de 2022 se realizó el ensayo de Potencia Máxima en condiciones de máxima irradiancia disponible durante el día y con la totalidad del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre en servicio. Se presentan a continuación los registros correspondientes.

Se presenta en la Figura 4.2 un registro de operación estable a máxima potencia entre las 10:15 y 11:15 hr.

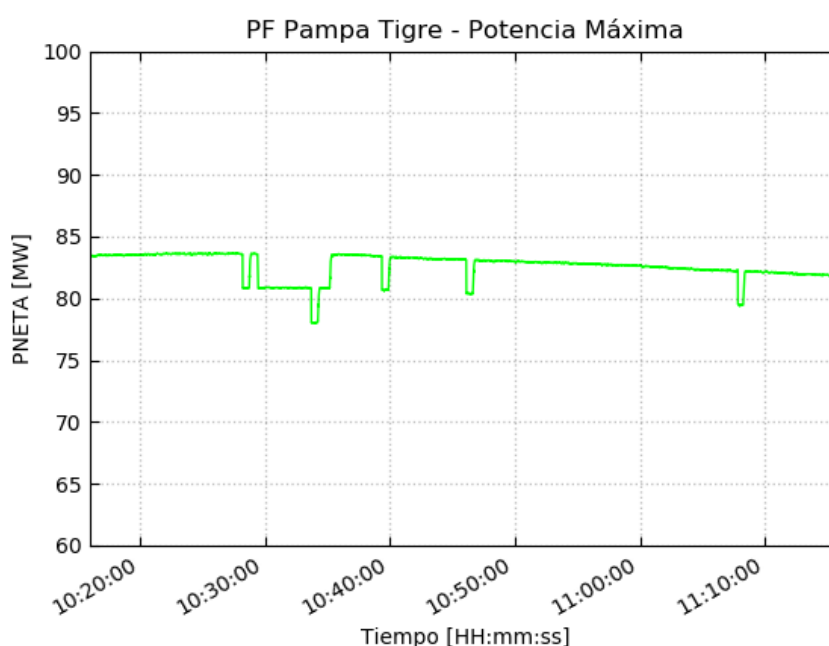


Figura 4.1 – Operación en condiciones de máxima carga

En la Figura 4.2 se muestra la potencia neta medida en el paño J1 de la S/E Pampa Tigre 220 kV, además de la irradiancia perpendicular a los paneles y temperatura ambiente. Como se observa el valor de potencia neta registrado durante el periodo de prueba es de **83.44 MW**.

$$P_{neta,med} = 83.44 \text{ MW}$$

Finalmente, en la Figura 4.3 se muestra el registro de irradiancia donde se detalla el período considerado en el ensayo de Potencia Máxima.

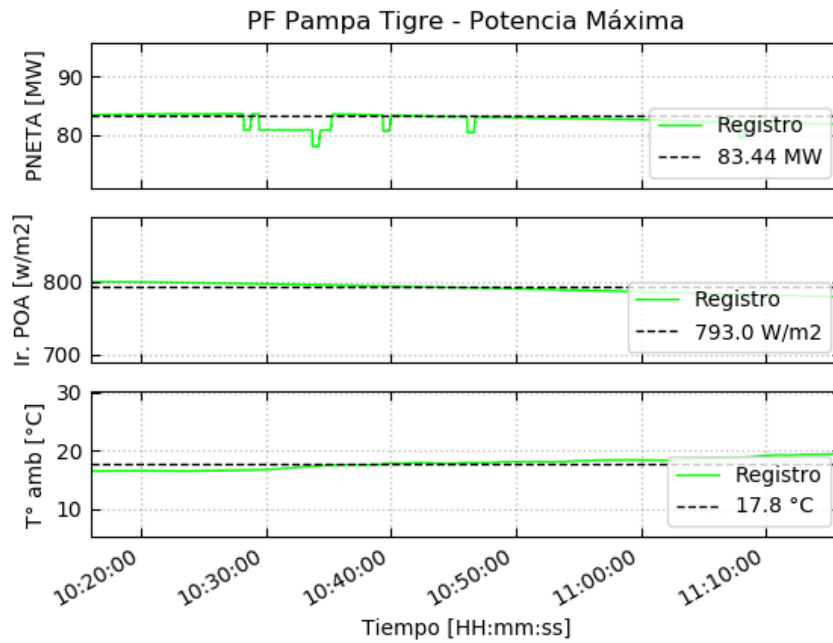


Figura 4.2 – Potencia Máxima – Potencia de neta y variables ambientales

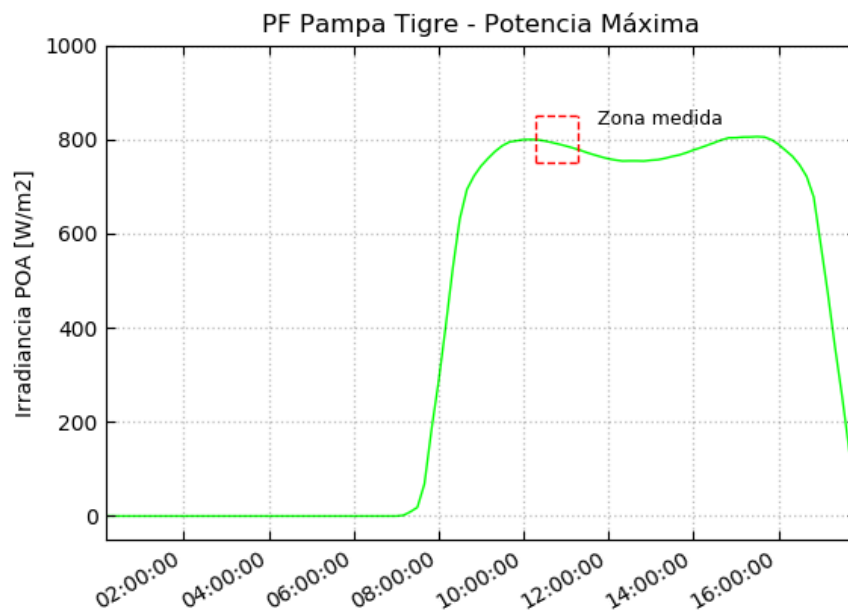


Figura 4.3 – Potencia Máxima – Registro de Irradiancia



4.2 Resultados

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición presentados en la Figura 4.2.

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 4.4. 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.

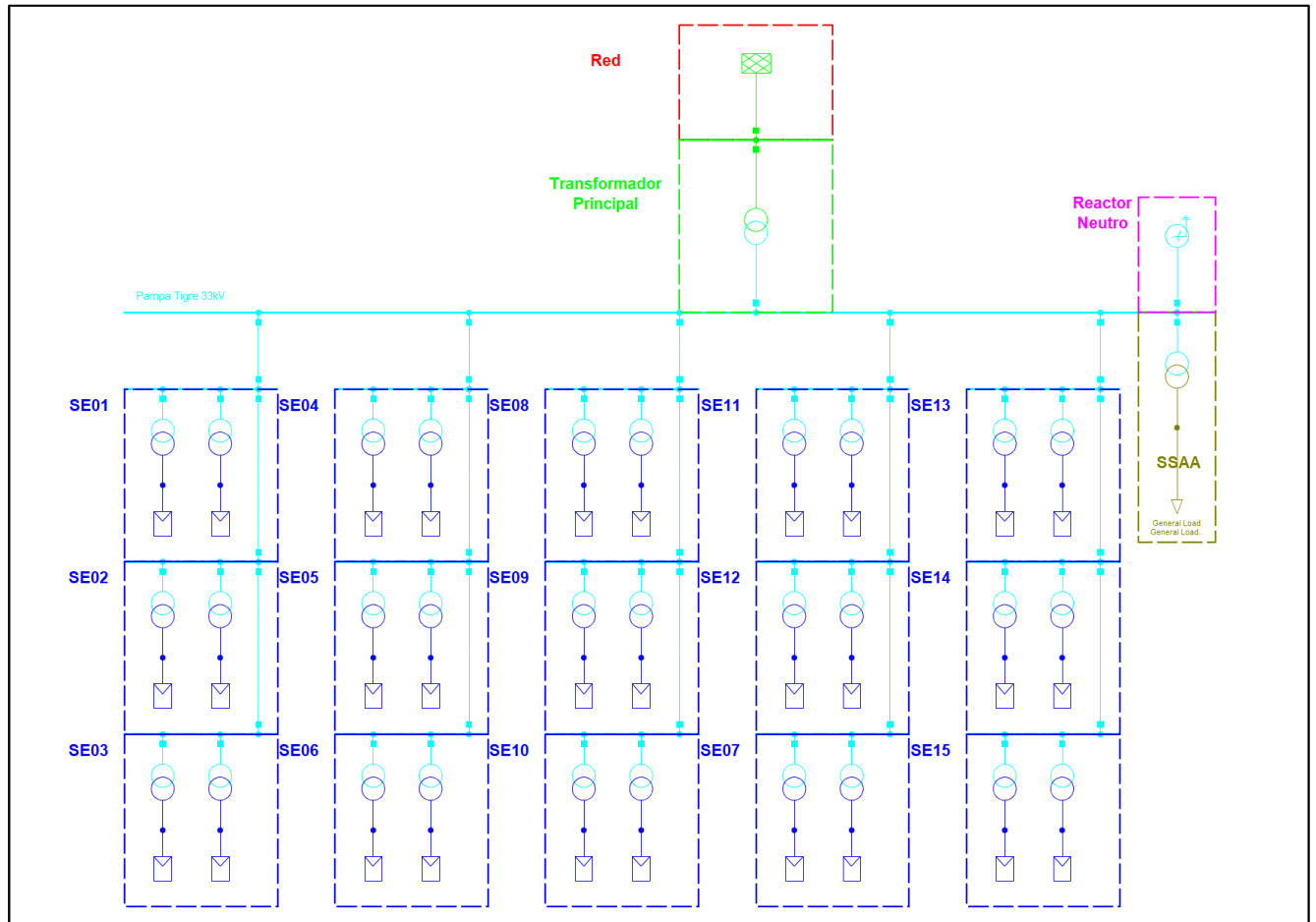


Figura 4.4 – Modelo desarrollado en DigSilent

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 equitativamente de modo de conseguir la potencia neta registrada en el punto de interconexión.

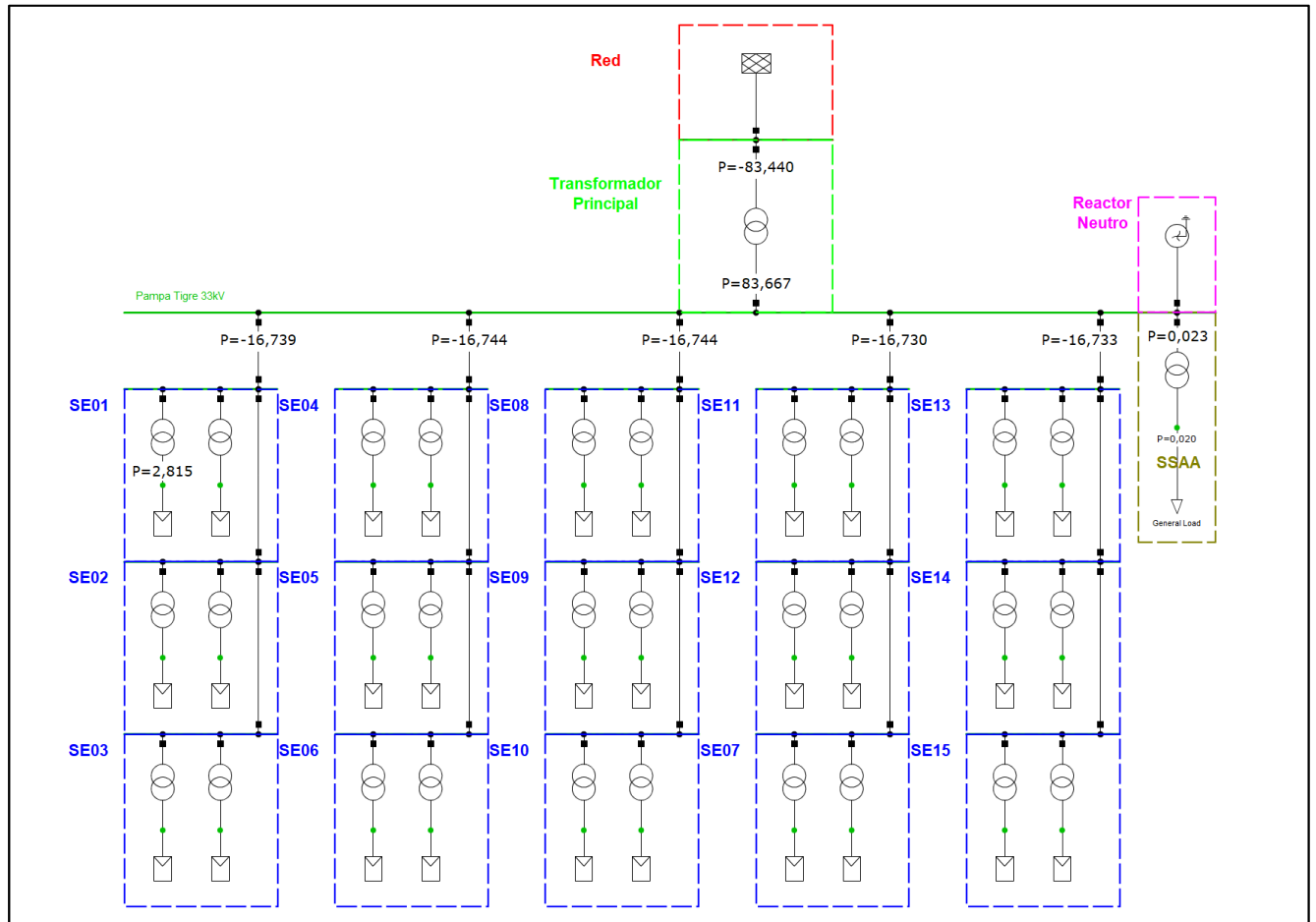


Figura 4.5 – Modelo desarrollado en DigSilent (Flujo de potencia)

De acuerdo con los resultados de la simulación, se obtiene que la potencia de despacho para cada inversor es de 2.815 MW. Considerando que el parque tiene los 30 inversores en servicio, se puede determinar la potencia total de despacho de los inversores:

$$P_{Total,INV} = 30 \times 2.815 \text{ MW} = 84.45 \text{ MW}$$



4.2.2 Pérdidas en el transformador principal

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.6 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:

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

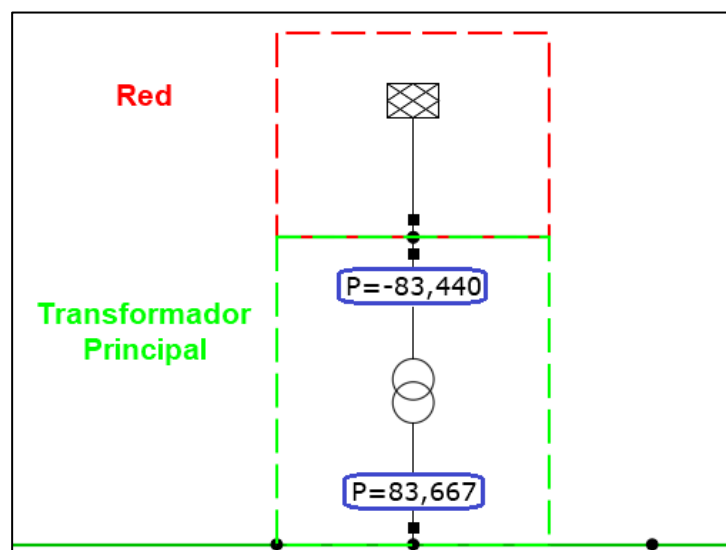


Figura 4.6 – Cálculo de flujos de potencia en transformador principal 220/33 kV



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

$$P_{Perd, tr_{ppal}} = 83.667 \text{ MW} - 83.44 \text{ MW} = 227 \text{ kW}$$

4.2.3 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.7, 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 84.45 MW (ver capítulo 4.2).

Como puede observarse en el unifilar de la Figura 4.7, 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:

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

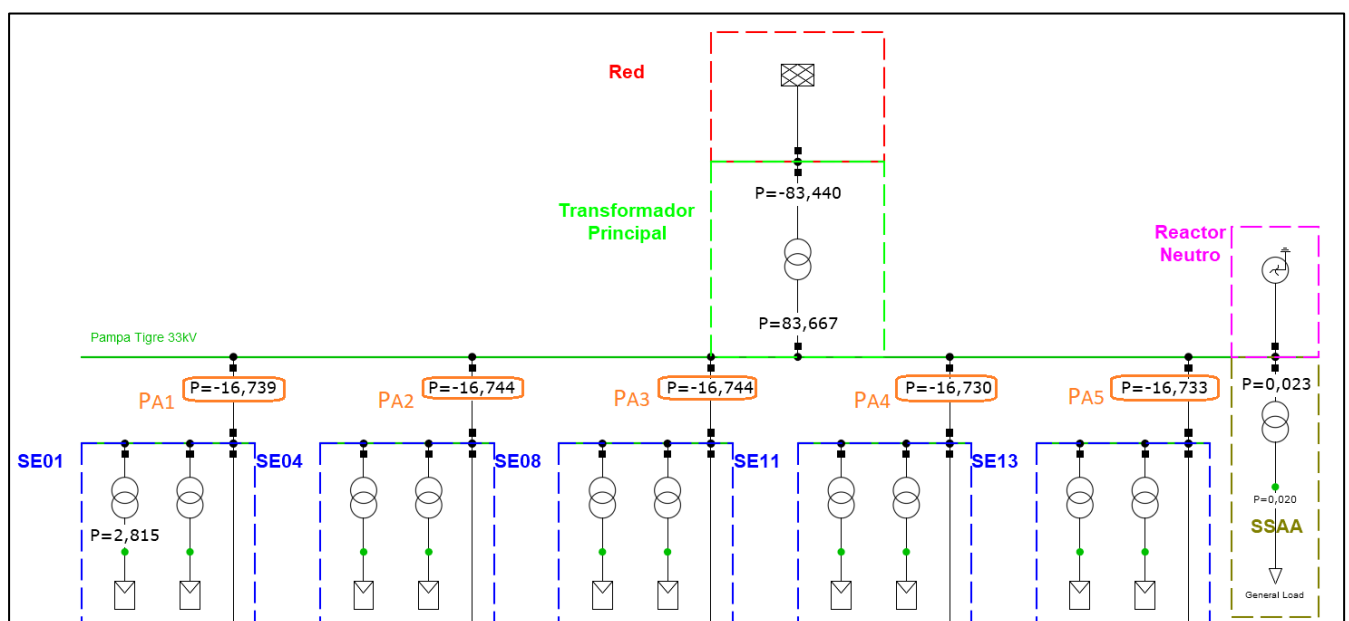


Figura 4.7 – Cálculo de flujos de potencia en barra de 33 kV



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

$$P_{iny,barra_{33kV}} = 16.739 \text{ MW} + 16.744 \text{ MW} + 16.744 \text{ MW} + 16.730 \text{ MW} + 16.733 \text{ MW}$$

$$P_{iny,barra_{33kV}} = 83.69 \text{ MW}$$

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:

$$P_{Perd,redMT} = 84.45 \text{ MW} - 83.69 \text{ MW} = 760 \text{ kW}$$

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 4.7, 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:

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

$$L_{Totales} = 323 \text{ kW} + 227 \text{ kW} + 760 \text{ kW} = 1.31 \text{ MW}$$

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:

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

$$P_{bruta} = 83.44 \text{ MW} + 1.31 \text{ MW} = 84.75 \text{ MW}$$



4.3 Correcciones

4.3.1 Potencia bruta corregida

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura ambiente propias del sitio, las cuales han sido estimadas en la sección 6.1. Según se muestra, se ha determinado que la irradiancia de sitio ($I_{r_{sitio}}$) es de 991.2 W/m², en tanto para la temperatura ambiente de sitio ($T_{amb_{sitio}}$) se ha determinado un valor de 18.7 °C

En el capítulo anterior se estimó el valor de la **Potencia Bruta** (P_{bruta}) de la prueba:

$$P_{bruta} = 84.75 \text{ MW}$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y que se presenta en la en la Figura 4.8.

El resultado se muestra a continuación.

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta} * \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{med}}}$$

$$P_{bruta,ir} = 84.75 \text{ MW} * \frac{991.2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{793.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 105.93 \text{ MW}$$

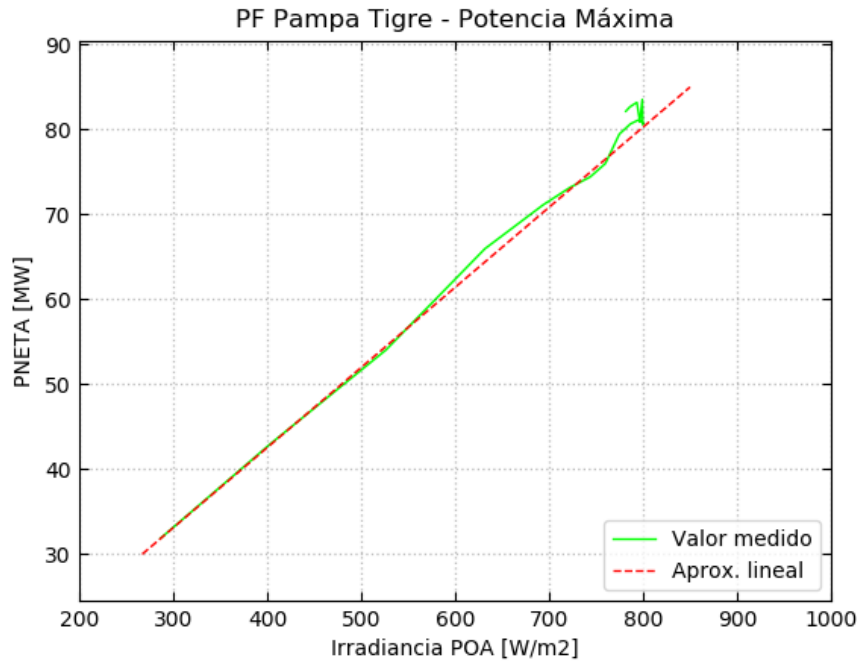


Figura 4.8 – Potencia como función de la irradiancia (medida y aproximada)

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico (T_p) y la temperatura de operación del panel en las condiciones nominales del sitio ($T_{p,sitio}$) a fin de poder aplicar apropiadamente la ecuación que expresa la dependencia de la potencia generada con la temperatura:

$$P_{@T_p} = P_{STC} (1 + C_{temp} * \Delta T) \text{ con } \Delta T = T_p - T_{STC} \quad (1)$$



La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ($I_{r_{med}}$) y temperatura (T_{amb}) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NMOT del panel (20°C y 800W/m²). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_p = T_{amb} + (NMOT - T_{NMOT}) * \frac{I_{r_{med}}}{I_{r_{NMOT}}} \quad (2)$$

En este caso, se dispone de una medida real de temperatura de panel por lo que no será necesaria su estimación. Por el contrario, no se encuentra definida una temperatura de panel de sitio por lo que se hace necesario estimarla para poder aplicar la corrección basada en (1).

La Figura 4.9 muestra la evolución de la temperatura ambiente y de panel durante la prueba realizada.

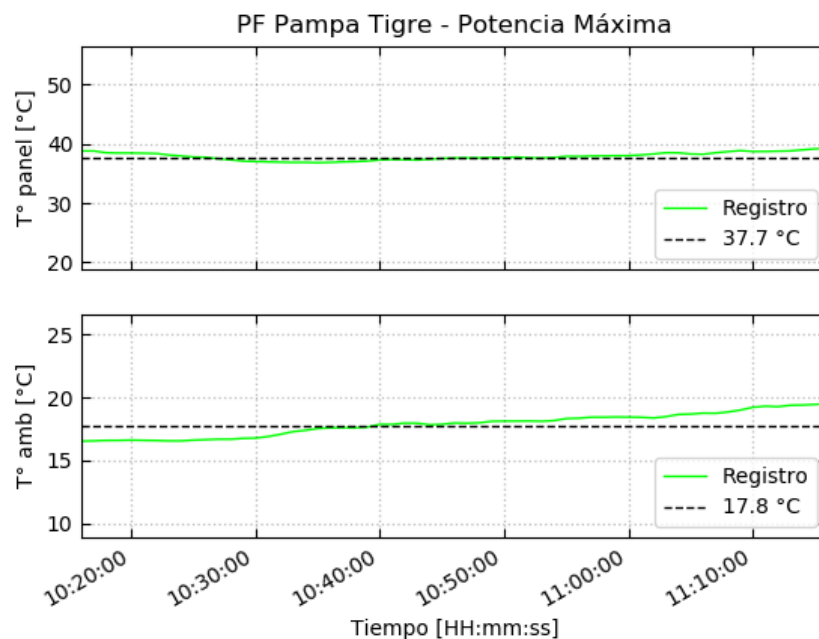


Figura 4.9 – Potencia Máxima – Evolución de las temperaturas



Puede observarse que el panel fotovoltaico alcanzó la estabilidad térmica con pequeñas fluctuaciones en torno a los 37.7 °C correspondientes al promedio en el período considerado (10:15 - 11:15 hs). Adicionalmente, en el mismo período, la temperatura ambiente registró un valor promedio de 17.8 °C.

Para estimar la temperatura de panel de sitio se hace uso de las medidas reales de temperatura de panel, temperatura ambiente e irradiancia lo que permite realizar una mejor estimación despejando los valores constantes de la ecuación (2):

$$K = \frac{T_p - T_{amb}}{I r_{med}} = \frac{NMOT - T_{NMOT}}{I r_{NMOT}}$$

Aplicando los valores presentados en las figuras anteriores se obtiene:

$$K = \frac{T_p - T_{amb}}{I r_{med}} = \frac{37.7 - 17.8}{793.0} = \frac{1}{39.85}$$

Finalmente, utilizando los valores definidos en el anexo 6.1:

$$T_{p,sitio} = T_{amb,sitio} + K * I r_{sitio}$$

$$T_{p,sitio} = 18.7 + \frac{991.2}{39.85} = 43.57 \text{ °C}$$

Una vez obtenidas las temperaturas de panel del ensayo y de sitio puede procederse a el cálculo de la potencia corregida utilizando la ecuación (1). Dado que ésta está referida a condiciones STC debe aplicarse el cálculo en dos etapas para corregir entre dos temperaturas de panel distintas a la STC. Puede demostrarse que:

$$P_{bruta,corr} = P_{bruta,ir} \frac{(1 + C_{temp} * \Delta T_{sitio})}{(1 + C_{temp} * \Delta T_{ensayo})} \quad (3)$$

Siendo,

$$\Delta T_{sitio} = T_{p,sitio} - T_{STC} = 43.57 \text{ °C} - 25 \text{ °C} = 18.57 \text{ °C}$$

$$\Delta T_{ensayo} = T_{p,ensayo} - T_{STC} = 37.7 \text{ °C} - 25 \text{ °C} = 12.7 \text{ °C}$$



Utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante de los paneles de $C_{temp} = -0.35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ (ver Figura 3.3), se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión:

$$P_{bruta,corr} = 105.93 \text{ MW} * \frac{\left(1 - 0.0035 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} * 18.57^{\circ}\text{C}\right)}{\left(1 - 0.0035 \frac{1}{^{\circ}\text{C}} * 12.7^{\circ}\text{C}\right)} = 103.65 \text{ MW}$$



4.3.2 Potencia neta corregida

Para obtener el valor de Potencia neta Corregido ($P_{neta,corr}$), se realizan simulaciones de flujos de potencias sobre el modelo completo del Parque Fotovoltaico Pampa Tigre utilizando como dato de entrada el valor obtenido de Potencia bruta corregida. Considerando que el valor de Potencia bruta corregida incluye los consumos propios del inversor, se define la potencia total de despacho corregida de los inversores ($P_{Total,INV,corr}$) como:

$$P_{Total,INV,corr} = P_{bruta,corr} - N^{\circ} INV \times Consumos Propios$$

$$P_{Total,INV,corr} = 103.65 MW - 30 \times 10 kW = 103.35 MW$$

La simulación consiste en despachar a todos los inversores por igual de modo que potencia total del parque sea igual a la potencia total de despacho corregida de los inversores (103.35 MW). Por lo tanto, la potencia de despacho para cada inversor del modelo se define como:

$$P_{INV,corr} = \frac{P_{Total,INV,corr}}{N^{\circ} INV} = \frac{103.35 MW}{30} = 3.445 MW$$

En la Figura se presenta los resultados de la simulación del flujo de potencia:

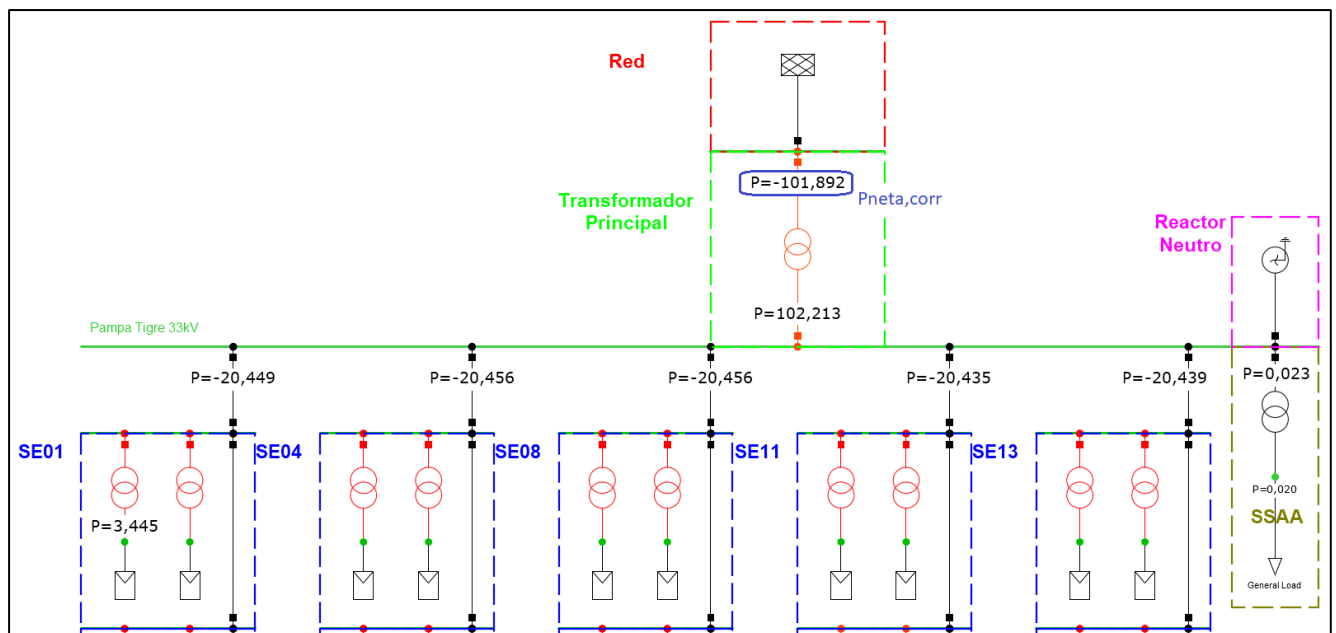


Figura 4.10 – Determinación de la Potencia Neta Corregida



Inicializando la simulación con la potencia de despacho de cada inversor en 3.445 MW (ver Figura 4.10), se obtiene como resultado del flujo de potencia un valor de Potencia neta corregido igual a 101.892 MW.

$$P_{neta,corr} = 101.892 \text{ MW}$$

4.3.3 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 4.10, 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**.

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

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



4.3.4 Pérdidas en el transformador principal

A partir de los resultados del flujo de potencia presentados en la Figura 4.11 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:

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

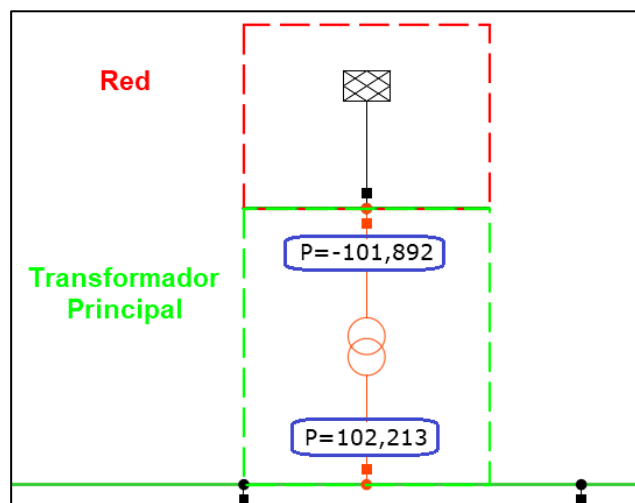


Figura 4.11 – Cálculo de flujos de potencia en transformador principal 220/33 kV

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

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 102.213 \text{ MW} - 101.892 \text{ MW} = 321 \text{ kW}$$



4.3.5 Pérdidas en red colectora de media tensión

A partir de los valores de Potencia Bruta corregida ($P_{bruta,corr}$) y Potencia neta corregida ($P_{neta,corr}$) se puede determinar la potencia de pérdidas totales del parque:

$$L_{Totales} = P_{bruta,corr} - P_{neta,corr}$$

Donde:

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

Utilizando las ecuaciones anteriores y los valores de pérdidas P_{SSAA} y $P_{Perd,tr_{ppal}}$ determinados en los capítulos 4.3.3 y 4.3.4 respectivamente, se puede determinar la potencia pérdidas asociadas a la red colectora de media tensión con la siguiente ecuación:

$$P_{Perd,redMT} = P_{bruta,corr} - P_{neta,corr} - P_{SSAA} - P_{Perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{Perd,redMT} = 103.65 \text{ MW} - 101.892 \text{ MW} - 0.323 \text{ MW} - 0.321 \text{ MW} = 1114 \text{ kW}$$



4.3.6 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	103.65	323	1435	101.892

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

Según se observa en la Tabla 4.2 la **Potencia Bruta Máxima** calculada está dentro de lo esperado en base a los antecedentes disponibles de los inversores.



5 CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones de sitio de temperatura de celda e irradiancia que podría entregar el parque es de 103.65 MW, resultando en una potencia neta calculada de 101.892 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados.

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Pampa Tigre	103.65	323	1435 ¹	101.892

Tabla 5.1 – Potencia Máxima según mediciones – Parque Fotovoltaico Pampa Tigre

¹ Desglosado en 321 kW de pérdidas en el transformador principal y 1114 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Determinación de condiciones meteorológicas de sitio

En la presente sección se muestra la estimación de las condiciones meteorológicas de sitio para el Parque Fotovoltaico Pampa Tigre a partir de un registro histórico anual. Se busca determinar las condiciones de sitio que representan el escenario diario más favorable para la producción de potencia activa de la planta en el período de un año.

Para la determinación de temperatura de sitio, se ha considerado la media de temperaturas registradas a la hora correspondiente a la obtención de máxima irradiancia.

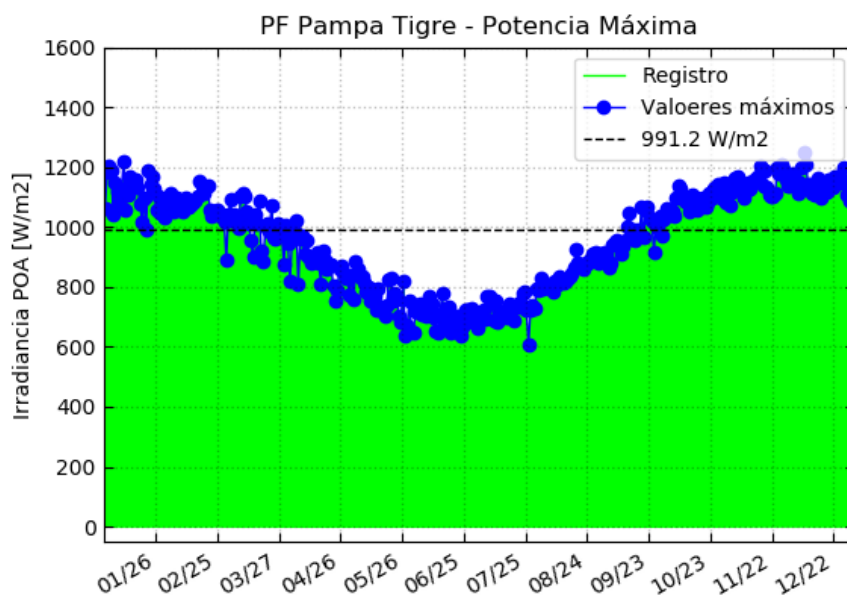


Figura 6.1 – Irradiancia de sitio

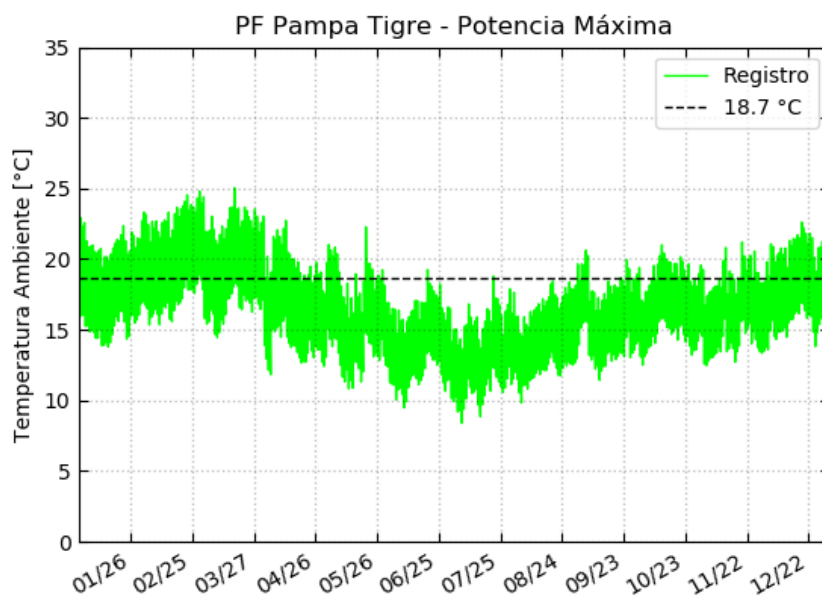


Figura 6.2 – Temperatura ambiente de sitio



6.2 Certificado de calibración de medidor de potencia neta

Smart Energy &
Power Quality Solutions



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®



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.