

Empresa: Sterling & Wilson

País: Chile

Proyecto: Parque Fotovoltaico Valle Escondido

Descripción: Informe de Mínimo Técnico

Código de Proyecto: EE-2020-009

Código de Informe: EE-EN-2022-1072

Revisión: A

STERLING & WILSON



22 de julio de 2022



Este documento EE-EN-2022-1072-RA fue preparado para Sterling & Wilson 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.comwww.estudios-electricos.com

Este documento contiene 31 páginas y ha sido guardado por última vez el 22/07/2022 por Nicolás Silva, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	22/Jul/2022	Para presentar.	NS	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	4
1.1	Fecha ensayo y personal auditor	4
1.2	Medidores utilizados	4
1.3	Definiciones y Nomenclatura	5
2	ASPECTOS NORMATIVOS.....	7
3	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	8
3.1	Unifilar de planta.....	8
3.2	Datos de los paneles solares	11
3.3	Datos de los inversores	13
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	Potencia Bruta.....	26
4.2.2	Potencia de Servicios Auxiliares	26
4.2.3	Potencia de Pérdidas en la central	27
4.2.4	Potencia Neta	28
4.2.5	Resultados	28
5	CONCLUSIONES	29
6	ANEXOS	30
6.1	Certificado de calibración del medidor de energía	30



1 INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar el Mínimo Técnico del Parque Fotovoltaico Valle Escondido 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 Valle Escondido se ubica en la región de Atacama, emplazado a 56.4 kilómetros aproximadamente de la ciudad de Copiapó, y tiene una potencia bruta instalada de 106.101/111.744 MVA (@50°C/40°C) distribuida en 24 inversores. 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 JT1 de la S/E Valle Escondido 220 kV.

1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal	Fecha de ensayo
Ing. Iñaki Cubillos	8 y 9 de julio de 2022

1.2 Medidores utilizados

Denominación	Marca	Modelo	Precisión
Analizador de energía	Janitza	UMG510	$\pm 0.2\%$

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, medidas de las estaciones meteorológicas y registros de la producción individual de cada inversor, todo adquirido con una tasa de muestreo de 1 minuto.



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:

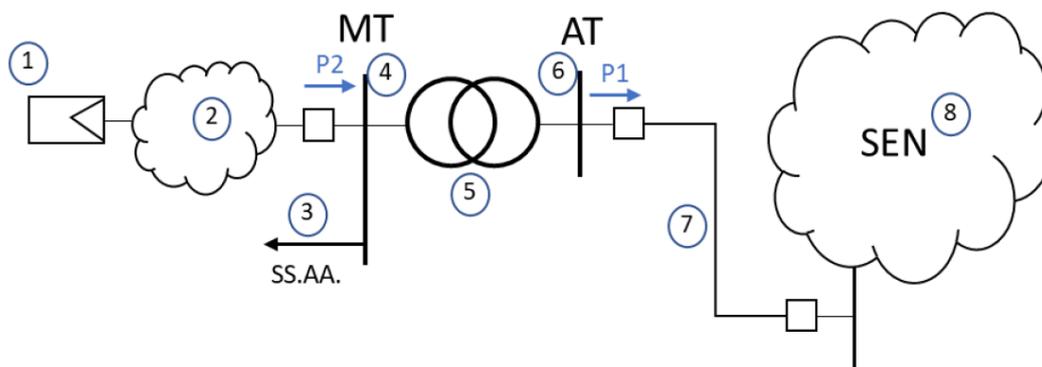
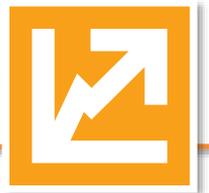


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico

- 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).

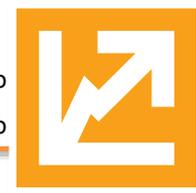


2 ASPECTOS NORMATIVOS

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 Valle Escondido, 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 el menor valor posible de potencia activa neta.



3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido está constituido por 24 centros de transformación, cada uno cuenta con un inversor y su respectivo transformador de baja a media tensión.

Cuenta con 24 inversores FIMER modelo PVS980-58 de 4.421/4.656 MVA (@50°C/40°C) de potencia aparente nominal y 690 V de tensión de operación nominal. Estos equipos totalizan una potencia bruta instalada de 106.104/111.744 MVA (@50°C/40°C). La red colectora del Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con 8 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 JT1 de la S/E Valle Escondido 220 kV.

La fuente primaria de energía corresponde a paneles solares marca Trina Solar modelo TSM DEG19MC.20(II).

3.1 Unifilar de planta

La red colectora del Parque Fotovoltaico Valle Escondido está compuesta por ocho alimentadores en 33 kV que colectan la potencia generada por los paneles del parque. Cada alimentador tiene tres centros de transformación, es decir, 3 inversores.

La barra principal de 33 kV del Parque Fotovoltaico Valle Escondido 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.

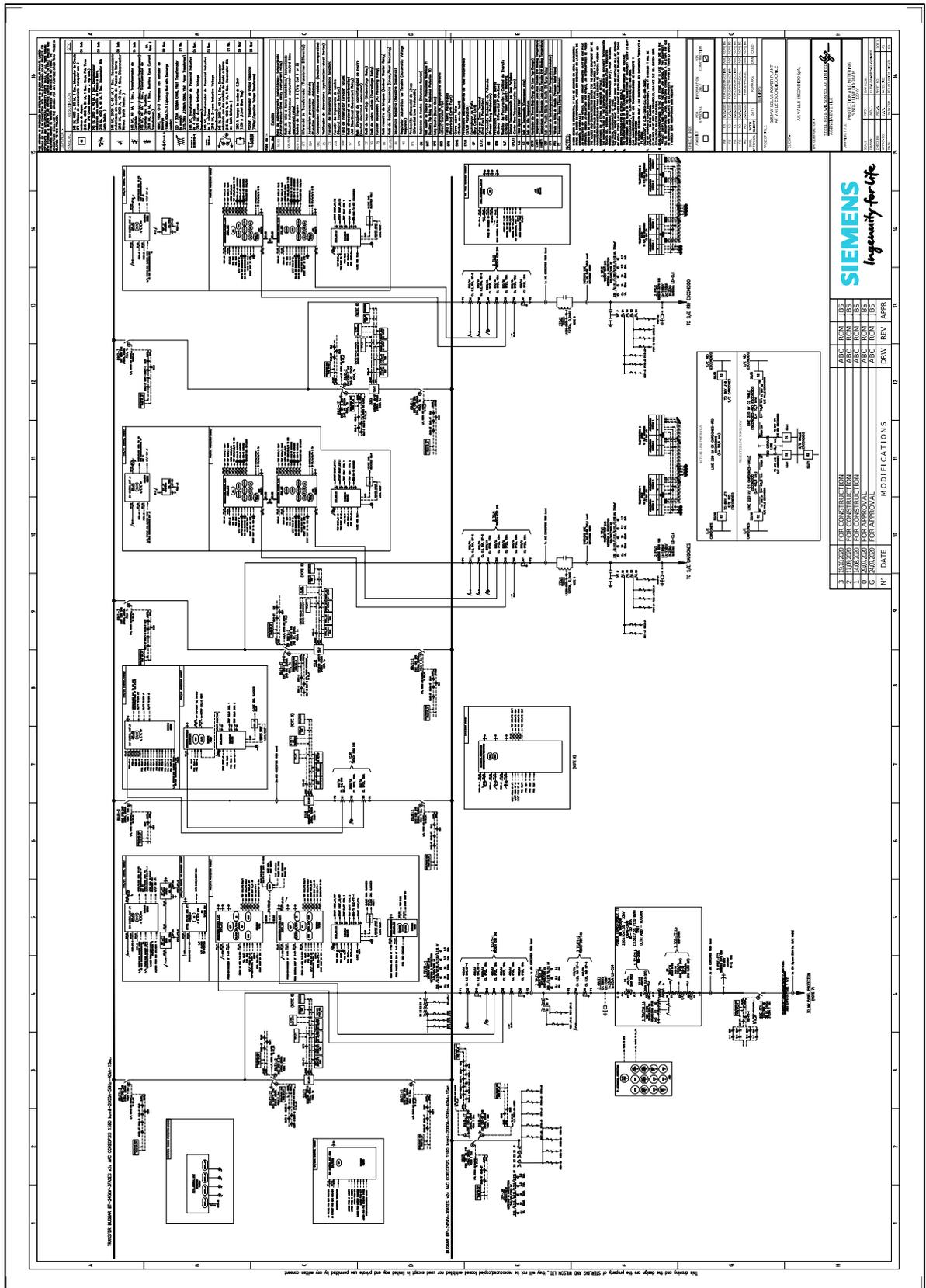


Figura 3.1 – Barra principal 33 kV y transformador principal – Parque Fotovoltaico Valle Escondido

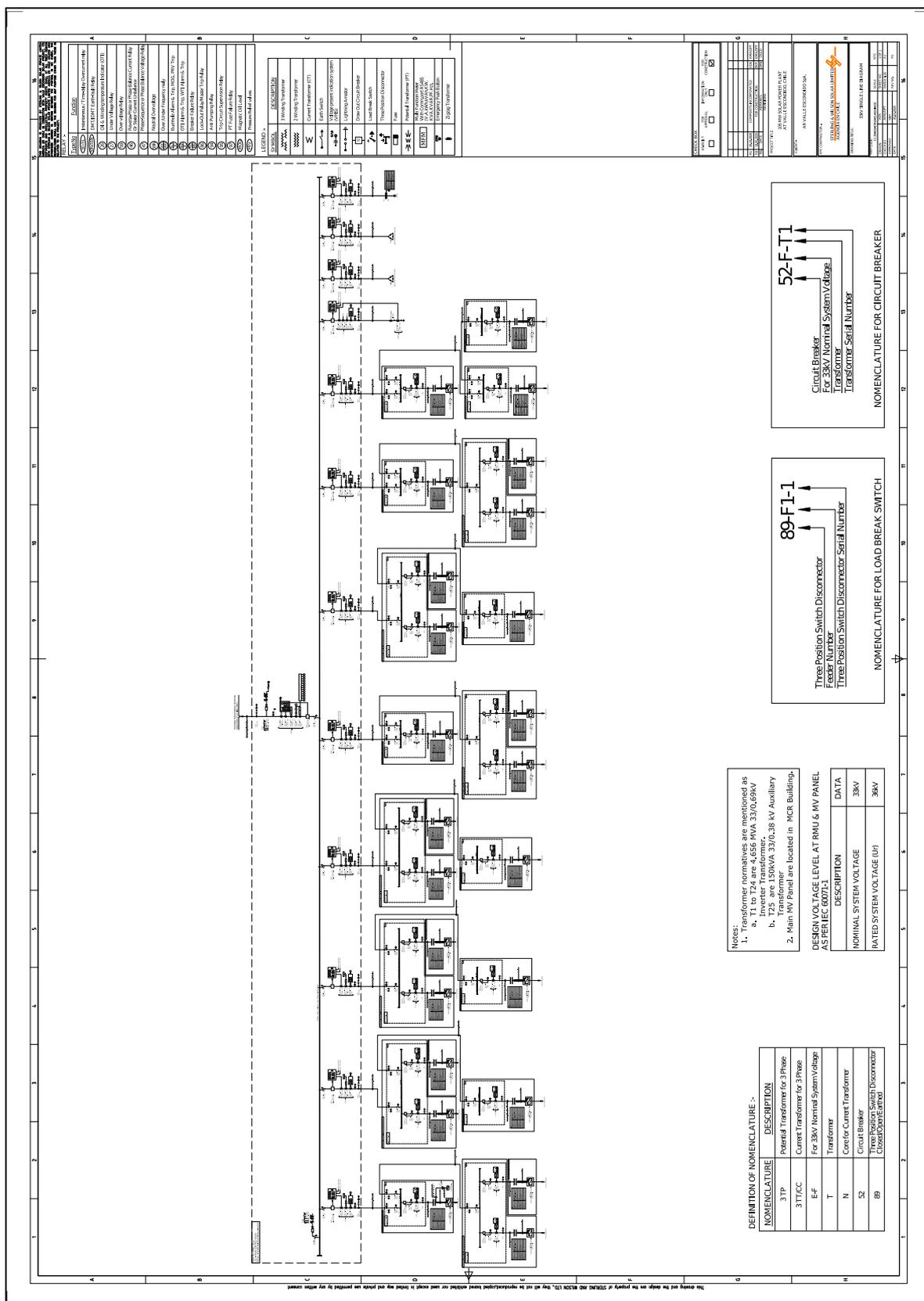


Figura 3.2 – Detalle de red colectora – Parque Fotovoltaico Valle Escondido



3.2 Datos de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Valle Escondido son de marca Trina Solar modelo TSM DEG19MC.20(II). Sus principales características se presentan en la Figura 3.3.

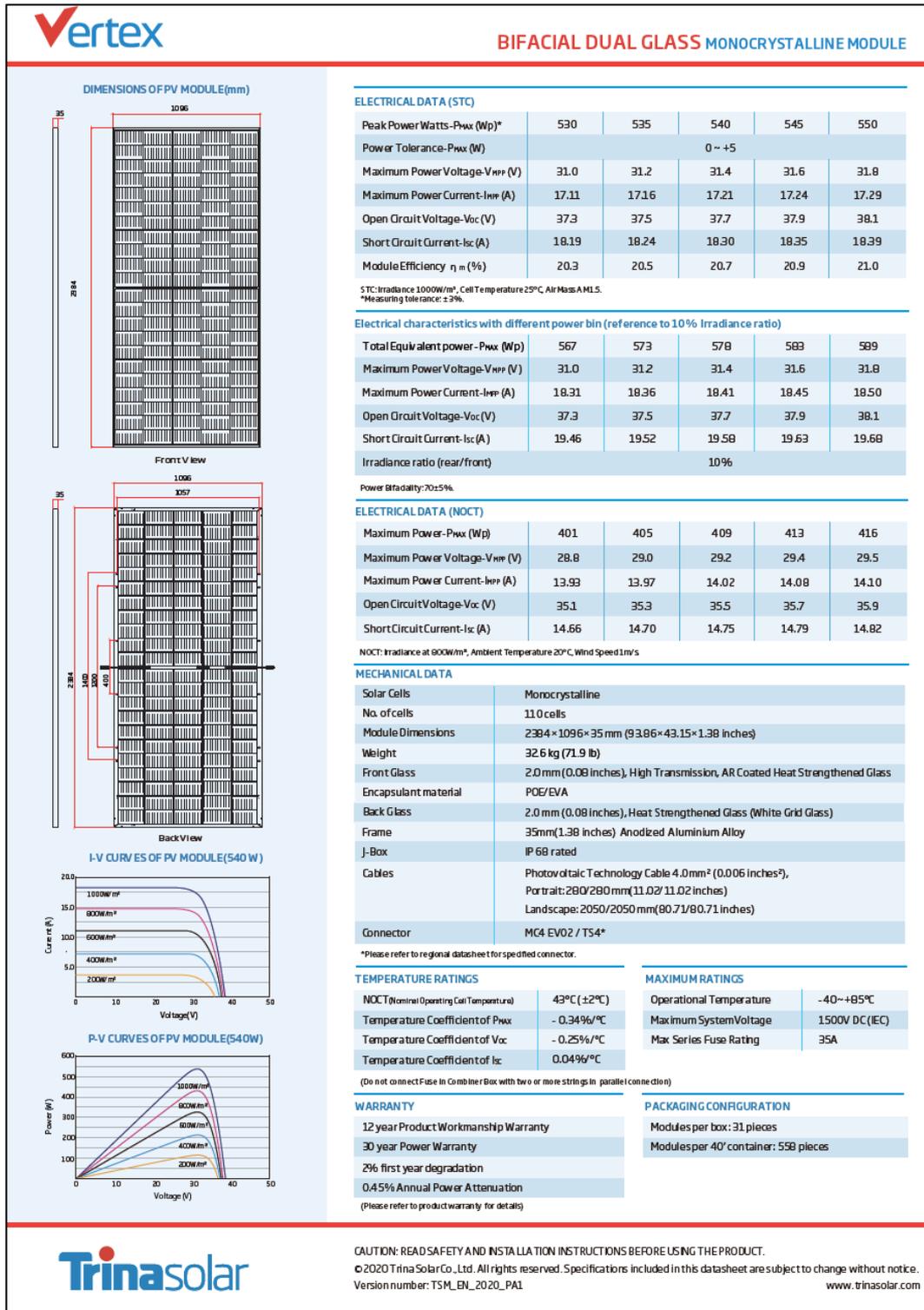


Figura 3.3 – Datos de paneles Trina Solar modelo TSM DEG19MC.20(II)



Se presenta en la Tabla 3.1 el número y distribución de módulos solares en el Parque Fotovoltaico Valle Escondido. Se destaca un total de 228.080 paneles distribuidos en 7 tipos de arreglos según se describe a continuación. Cabe destacar que cada *String* cuenta con 40 paneles.

Array	Module wattage	Nb. Of inverters	Strings	Modules	DC Power (Wp)
1	530	4	960	38400	20.352.000
2	535	3	714	28560	15.280.000
3	535	6	1440	57600	30.816.000
4	535	5	1180	47200	25.252.000
5	535	2	468	18720	10.015.000
6	540	2	468	18720	10.109.000
7	540	2	472	18880	10.195.000
Total		24	5702	228080	122.019.000

Tabla 3.1 - Cantidad y distribución de módulos fotovoltaicos



3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con 24 inversores marca FIMER modelo PVS980-58. Los inversores son de 4.421/4.656 MVA (@50°C/40°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en las Figura 3.4 y Figura 3.5.

Technical data and types				
Product Type designation, PVS980-58	PVS980-58 4.3 MVA -4348kVA-I	PVS980-58 4.6 MVA -4565kVA-J	PVS980-58 4.8 MVA -4782kVA-K	PVS980-58 5.0 MVA -5000kVA-L
Input (DC)				
Maximum recommended input power (PPV,max) ¹⁾	8696 kWp	9130 kWp	9564 kWp	10000 kWp
Maximum DC short circuit current	16 kA			
Maximum operational DC current	5300 A			
Maximum operational DC voltage (U _{max (DC)}) ²⁾	1500 V			
DC voltage range for maximum power (U _{DC, mpp}) @ -20 to +25 °C	850 to 1350 V	893 to 1350 V	935 to 1350 V	978 to 1350 V
DC voltage range for maximum power (U _{DC, mpp}) @ 35 °C	850 to 1250 V	893 to 1250 V	935 to 1250 V	978 to 1250 V
DC voltage range for maximum power (U _{DC, mpp}) @ 50 °C	850 to 1100 V	893 to 1100 V	935 to 1100 V	978 to 1100 V
Number of MPPT trackers	1			
Number of protected DC inputs ³⁾	20-36 (+/-)			
Output (AC)				
Power @ 25 °C	4348 kVA	4565 kVA	4782 kVA	5000 kVA
AC current @ 25 °C	4184 A			
Power @ 35 °C	4229 kVA	4441 kVA	4652 kVA	4864 kVA
AC current @ 35 °C	4070 A			
Power (S _{N (AC)}) @ 50 °C	3845 kVA	4037 kVA	4229 kVA	4421 kVA
AC current (I _{n (AC)}) @ 50 °C	3700 A			
Nominal output voltage (U _{N (AC)}) ⁴⁾	600 V	630 V	660 V	690 V
Output frequency ⁵⁾	50/60 Hz			
Harmonic distortion, current ⁶⁾	< 3%			
Maximum AC short circuit current from network	80 kA (1 s RMS)			
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT			
Efficiency				
Maximum ⁸⁾	98.8%			
Euro-eta ⁹⁾	98.6%			
CEC efficiency ⁹⁾	98.5%			
Power consumption				
Own consumption in normal operation	5000 W			
Maximum standby operation consumption	460 W			
Auxiliary voltage type	external ¹⁰⁾			
¹⁾ DC/AC ratio close to 2.0 might shorten maintenance intervals ²⁾ Throughout the temperature range ³⁾ Standard 24 DC inputs with negative grounding, fuses on positive pole only ⁴⁾ +/- 10%, consult FIMER for detailed information ⁵⁾ +/- 10 Hz ⁶⁾ At nominal power ⁷⁾ Inverter side must be IT type ⁸⁾ Without auxiliary power consumption at min U _{DC} ⁹⁾ Rounded according to CEC rules ¹⁰⁾ Internal available as an option				

Figura 3.4 – Datos de inversor FIMER PVS980-58 5.0 MVA (1 de 2)



Technical data and types				
Product Type designation, PVS980-58	PVS980-58 4.3 MVA -4348kVA-I	PVS980-58 4.6 MVA -4565kVA-J	PVS980-58 4.8 MVA -4782kVA-K	PVS980-58 5.0 MVA -5000kVA-L
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	5600/2200/1600			
Weight appr.	Max. 6000 kg			
Environmental limits				
Degree of protection	IP55 /Type 3R, sand test certified.			
Ambient temp. range ¹³⁾	-20 ... +50 °C			
Maximum ambient temperature ¹²⁾	+60 °C			
Relative humidity	4 ... 100%			
Maximum altitude (above sea level) ¹³⁾	4000m ¹⁴⁾			
Maximum noise level	84 dBA ¹⁵⁾			
Protection				
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding	Yes			
DC reverse polarity	Yes			
AC and DC short circuit and over current	Yes			
AC and DC over voltage and temperature	Yes			
User interface and communications				
Local user interface	Local control panel			
Analog inputs/outputs	2/1 as standard, extendable as engineered option			
Digital inputs/relay outputs	7/1 as standard, extendable as engineered option			
Fieldbus connectivity	Modbus, Profinet, Ethernet IP ¹⁶⁾			
Product compliance				
Safety and EMC	CE Declaration of Conformity, IEC62109-1, IEC62109-2, UL62109, UL1741, CSA C22.2 No. 107.1-16, RCM, IEC62920			
Characteristics	IEC60068-2-1, -2, -14, -30, IEC61683, EN50530, IEC61727, IEC62116, IEC62910, ANSI/UL1998			
Grid codes	IEEE1547-2003, VDE-AR-N 4110, UL1741SA, PO12.2 / NTS, G99, CEA (India), DEWA, Chile			
Grid support and grid functions	Reactive power compensation, Power reduction, LVRT, HVRT, FqRT			
¹³⁾ -40 °C as option	¹⁴⁾ Standard device up to 2000m, up to 4000m as an option			
¹²⁾ Power limiting after 50 °C	¹⁵⁾ At partial power typically < 75 dBA			
¹³⁾ Possible power limiting above 1000 m, depending on temperature	¹⁶⁾ More communication options as engineered option			

Figura 3.5 – Datos de inversor FIMER PVS980-58 5.0 MVA (2 de 2)

Se aprecia en la Figura 3.4 que el consumo de potencia en operación es de 5 kW y de 460 W en condición *Standby*, se considerarán dichos valores en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.



La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.6.

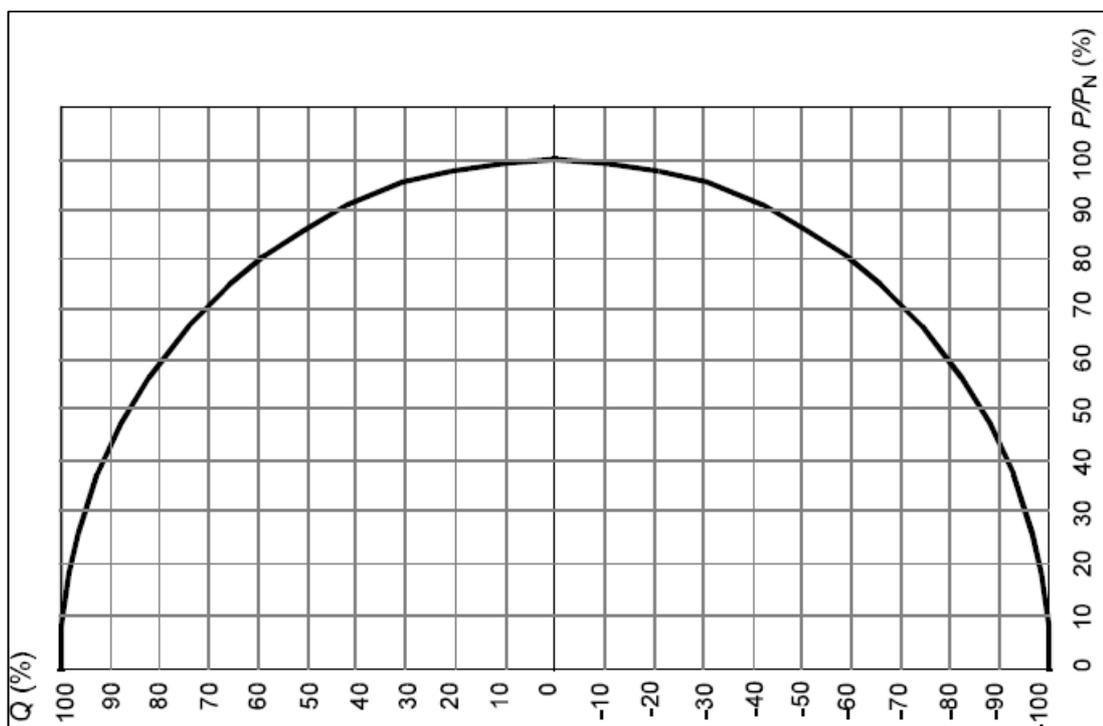


Figura 3.6 – Curva de capacidad del inversor



3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Valle Escondido cuenta con 24 transformadores de bloque de dos devanados que permiten la interconexión de un inversor. Su relación de transformación es de 0.69/33 kV y de 4.656 MVA de capacidad nominal.

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

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	4.656 MVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.69 kV
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7 %
Pérdidas en carga	29.8 kW
Pérdidas en vacío	4.19 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 Valle Escondido 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	13.0 %
Pérdidas en carga	389.0 kW
Pérdidas en vacío	48.0 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 Valle Escondido cuenta con un transformador para consumos auxiliares de potencia nominal 300 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	300 kVA
Refrigeración	ONAN
Tensión nominal lado HV	33 kV
Tensión nominal lado LV	0.4 kV
Grupo de conexión	Dyn11
Impedancia	3.96 %
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

En el documento “CL35-12610-CAL-EL-SWI-3930_REV 0” se realiza el dimensionamiento de los consumos asociados a las instalaciones de la S/E Valle Escondido.

En la Figura 3.7 se presenta el resumen de cargas estimadas. Se aprecia que los consumos esenciales se han dimensionado en 48.3 kW y es el valor considerado en los cálculos realizados a continuación.

Active Power Load [kW]		Apparent Power Loads [kVA]	Apparent Power Loads [kVA] Plus 25% growth factor *	Auxiliary Services Transformer	Chargeability Projected Equivalent	Chargeability Available (Future)
SE	48,3	216,6	270,8	300 kVA	90,3%	9,7%
SNE	125					

SNE: Non-Essential Services.
SE: Essential Services.

Figura 3.7 – Dimensionamiento de cargas de servicios auxiliares



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]
Valle Escondido	(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 Valle Escondido.
- (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 JT1 de la S/E Valle Escondido 220 kV.



4.1 Mínimo Técnico considerando sólo un inversor en servicio

El día 09 de julio 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 INV - 04. 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 INV - 04 en servicio.

Como escenario de operación inicial se cuenta con los 24 inversores del parque operativos, luego se da orden de detención a todos los inversores, a excepción del equipo INV - 04. A continuación, se procede a consignarle un valor de potencia activa de 200 kW, 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 15.01 kW en el paño JT1 de la S/E Valle Escondido 220 kV.

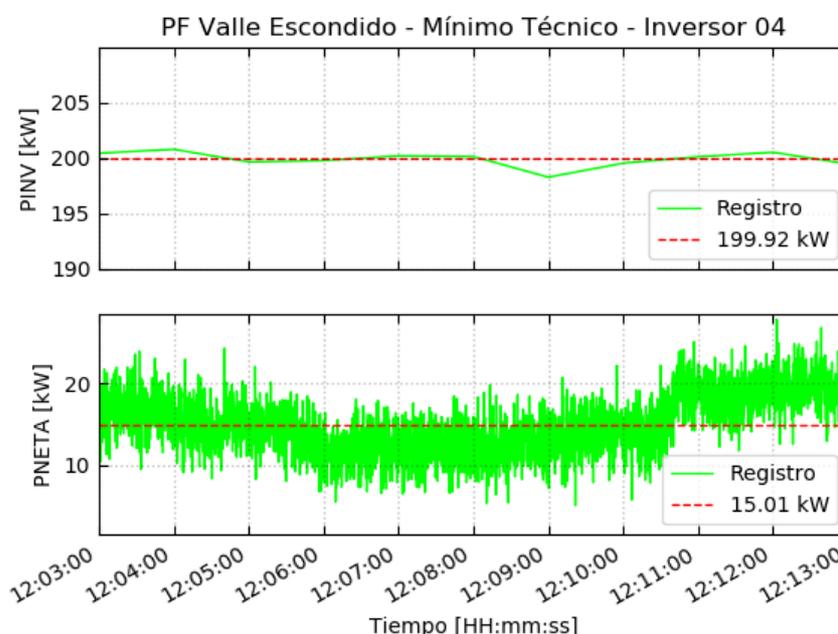
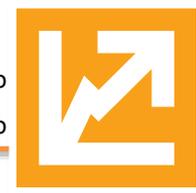


Figura 4.1 – Mínimo Técnico – Inversor 04

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 5 kW según se observa en la Figura 3.4. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 199.92 \text{ kW} + 1 \times 5 \text{ kW} = 204.92 \text{ kW}$$

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, el consumo de los inversores en estado *StandBy* 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 5 kW y el de cada inversor en *StandBy* en 0.46 kW. Adicionalmente, en base a lo presentado en la Figura 3.7, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 48.3 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 1 \times 5 \text{ kW} + 23 \times 0.46 \text{ kW} + 48.3 \text{ kW} = 63.88 \text{ kW}$$

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 INV-04 y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta} , ver Figura 4.1).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares y el consumo de los inversores en *StandBy*, estimados en 48.3 kW.



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

$$P_{perd,central} = P_{INV} - N^{\circ} INV_{standby} * Consumos_{standby} - P_{tr,SSAA} - P_{neta,med}$$

$$P_{perd,central} = 199.92 \text{ kW} - 23 * 0.46 \text{ kW} - 48.3 \text{ kW} - 15.01 \text{ kW} = 126.03 \text{ kW}$$

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.

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

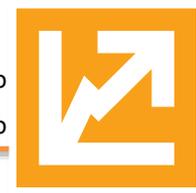
Las pérdidas en carga en este escenario se pueden aproximar a 0.0 kW, ya que el nivel de carga del transformador principal es menor a 1%. Por lo tanto, las pérdidas en el transformador principal quedan dadas por la siguiente expresión.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 48 \text{ kW} = 48 \text{ kW}$$

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

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

$$P_{Perd,redMT} = 126.03 \text{ kW} - 48 \text{ kW} = 78.03 \text{ kW}$$



4.1.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Valle Escondido. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 15.01 kW, considerando la operación de un único inversor.

$$P_{neta} = 15.01 \text{ kW}$$

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 [kW]
Valle Escondido	204.92	63.88	126.03	15.01

Tabla 4.2 – Mínimo Técnico – Inversor 04 – Parque Fotovoltaico Valle Escondido



4.2 Mínimo Técnico con el parque completamente operativo

El día 08 de Julio de 2022 se realizó el ensayo de Mínimo Técnico considerando el parque completamente operativo. 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 considerando todos los inversores del parque en servicio. Se presentan las mediciones de la potencia inyectada por la totalidad de los inversores en servicio y de la potencia neta, inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal del Parque Fotovoltaico Valle Escondido. La diferencia registrada entre ambos valores es de 0.32 MW.

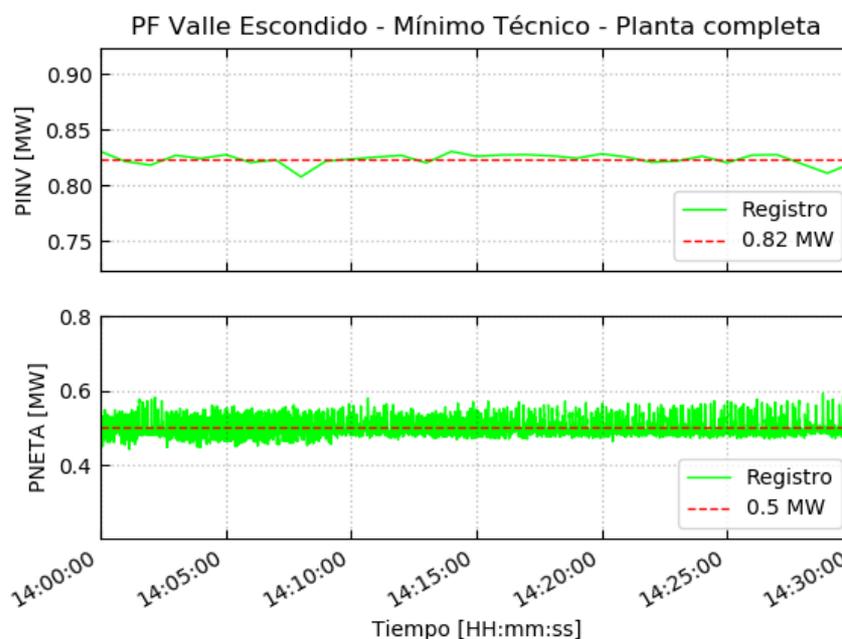
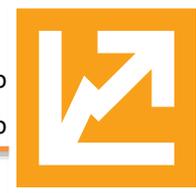


Figura 4.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio

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



4.2.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de inversores (PINV) presentada en la Figura 4.2 se realiza en bornes de los equipos y ya se encuentran descontados los consumos propios de cada inversor. Estos consumos se estiman en 5 kW, según se observa en la Figura 3.4. El valor de **Potencia Bruta** se obtiene según la siguiente expresión.

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

$$P_{bruta} = 0.82 MW + 24 \times 5 kW = 0.94 MW$$

Cabe mencionar que el valor de 0.82 MW de potencia bruta implica un despacho aproximado de 34 kW por cada inversor.

4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

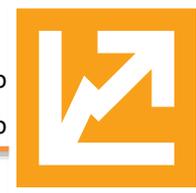
La Potencia de Servicios Auxiliares corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los Servicios Auxiliares de la central.

Según se observa en la Figura 3.4, el consumo interno de cada inversor se estima en 5 kW y debe considerarse la totalidad de equipos en servicio. Adicionalmente, en base a lo presentado en la sección Figura 3.7, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 48.3 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 24 \times 5 kW + 48.3 kW = 168.3 kW$$



4.2.3 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 los inversores y la **Potencia Neta Medida** (P_{neta} , ver Figura 4.2).

Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 48.3 kW.

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

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

$$P_{perd,central} = 0.82 \text{ MW} - 48.3 \text{ kW} - 0.5 \text{ MW} = 271.7 \text{ kW}$$

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.

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

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.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 0.0 \text{ kW} + 48 \text{ kW} = 48 \text{ kW}$$



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

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

$$P_{Perd,redMT} = 271.7 \text{ kW} - 48 \text{ kW} = 223.7 \text{ kW}$$

4.2.4 Potencia Neta

La Potencia Neta corresponde a la potencia inyectada en 220 kV en el paño JT1 de la S/E Valle Escondido. En este caso se obtiene un valor de **Potencia Neta** de 0.5 MW, considerando la operación estable de todos los inversores.

$$P_{neta} = 0.5 \text{ MW}$$

4.2.5 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 [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Valle Escondido	0.94	168.3	271.7	0.5

Tabla 4.3 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Valle Escondido



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 [kW]
Valle Escondido	204.92	63.88	126.03 ¹	15.01

Tabla 5.1 – Mínimo Técnico – Inversor 04– Parque Fotovoltaico Valle Escondido

Parque Fotovoltaico	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
Valle Escondido	0.94	168.3	271.7 ²	0.5

Tabla 5.2 – Mínimo Técnico – Todos los inversores en servicio – Parque Fotovoltaico Valle Escondido

¹ Desglosado en 48 kW de pérdidas en el transformador principal y 78.03 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.

² Desglosado en 48 kW de pérdidas en el transformador principal y 223.7 kW de pérdidas en la red colectora de media tensión.



6 ANEXOS

6.1 Certificado de calibración del medidor de energía

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



ESTUDIOS **ELECTRICOS**

Estudios Eléctricos declara que el instrumento:

Janitza UMG 510

Número de Serie: 5100/0731

Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.

Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:

Instrumento	Número de Serie	Última Calibración
Valija Inyección Freja 300	4501345	04/05/2020

Fecha de evaluación: 18/08/21

Certificado número: EE-CI-2021-1559

Nombre Inspector: Leiss, Jorge

Firma:



Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.