



INFORME POTENCIA MÁXIMA - ERNC

PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR

| FECHA | REVISIÓN | COMENTARIOS | PREPARADO | REVISADO | APROBADO |
|------------|----------|----------------------------------|-----------------------------|--------------|-------------------|
| 20/07/2022 | R1 | Modificaciones tras revisión CEN | José Espinoza José Araya | Sergio Aspee | Francisco Beltrán |

REVISIÓN 1



B&B Asociados SpA

SEGUIMIENTO DE DOCUMENTACIÓN

El presente informe de potencia máxima, asociado a la conexión del proyecto fotovoltaico Diego de Almagro Sur, registra la siguiente documentación:

| DOCUMENTO | FECHA | REVISIÓN | COMENTARIOS | PREPARADO | REVISADO | APROBADO |
|--|------------|----------|---|-----------------------------|-------------|-------------------|
| Informe Potencia Máxima - PFV Diego de Almagro Sur REV_0 | 17-06-2022 | 0 | Para entrega CEN | José Espinoza José Araya | Sergio Aspe | Francisco Beltrán |
| Informe Potencia Máxima - PFV Diego de Almagro Sur REV_1 | 20-07-2022 | 1 | Correcciones ante observaciones del CEN en documento: "CEN-GO-DCO-PMAX- PFV Diego de Almagro Sur.pdf" | José Espinoza | Sergio Aspe | Francisco Beltrán |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|-----------|---|----|
| 1 | Introducción | 6 |
| 2 | Objetivos..... | 6 |
| 3 | Antecedentes..... | 7 |
| 3.1 | Antecedentes PFV Diego de Almagro Sur..... | 7 |
| 3.1.1 | Descripción del proyecto | 7 |
| 3.1.2 | Diagrama unilineal zona de interconexión del proyecto..... | 9 |
| 3.2 | Antecedentes técnicos del PFV Diego de Almagro Sur | 11 |
| 3.2.1 | Transformadores de bloque BT / MT | 13 |
| 3.2.2 | Transformador de potencia S/E Inca de Oro | 13 |
| 3.2.3 | Línea Diego de Almagro Sur – Illapa 1x220kV | 14 |
| 3.2.4 | Red de media tensión en 33kV | 15 |
| 3.2.5 | Características generales de Inversores | 20 |
| 3.3 | Antecedentes y Exigencias Normativas..... | 25 |
| 4 | Determinación de Potencia Máxima Parque Fotovoltaico Diego de Almagro Sur..... | 26 |
| 4.1 | Prueba de Potencia Máxima..... | 28 |
| 4.2 | Determinación de Potencia Máxima en condición de operación nominal | 33 |
| 5 | Conclusiones..... | 38 |
| 6 | Referencias | 39 |
| ANEXO I | Datasheet y pruebas fábrica transformador de bloque BT/MT [5]..... | 41 |
| ANEXO II | Placa de datos y ensayos de fábrica Transformador de poder | 43 |
| ANEXO III | Datasheet Inversor y consumos auxiliares | 45 |
| ANEXO IV | Datasheet de los paneles solares | 49 |
| ANEXO V | Determinación de Potencia máxima del PFV Diego de Almagro sur mediante simulación | 51 |
| ANEXO VI | Especificaciones instrumentos de medición | 54 |
| ANEXO VII | Archivos adjuntos | 58 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 3.1: Ubicación geográfica referencial PFV Diego de Almagro Sur. Fuente: Google Earth..... | 7 |
| Figura 3.2: Mapa de ubicación del PFV Diego de Almagro Sur en el SEN. | 8 |
| Figura 3.3: Diagrama unilíneal zona de influencia sin proyecto..... | 9 |
| Figura 3.4: Diagrama unilíneal zona de influencia con proyecto. | 10 |
| Figura 3.5: Diagrama unilíneal MT e inversores - PFV Diego de Almagro Sur..... | 11 |
| Figura 3.6: Diagrama unilíneal simplificado SE Elevadora 220/33kV - PFV Diego de Almagro Sur. | 12 |
| Figura 3.7: Configuración de alimentador con 4 inversores - PFV Diego de Almagro Sur. | 12 |
| Figura 3.8: Silueta de torre de suspensión S220.1M h=20,4 | 14 |
| Figura 3.9: Extracto placas transformadores Zig-Zag [8]..... | 15 |
| Figura 3.10: Extracto HCTG Resistencia de neutro de reactor [8]..... | 16 |
| Figura 3.11: Detalle cables red media tensión 33kV. | 17 |
| Figura 3.12: Diagrama unilíneal de alimentadores y centros de transformación PFV Diego de Almagro Sur. | 18 |
| Figura 3.13: Fotos de placa banco de condensadores. | 19 |
| Figura 3.14: Características centro de transformación MVPS 4600-S2 (Fuente: Fabricante SMA [5]). | 21 |
| Figura 3.15: Curvas de capacidad de potencia activa y reactiva 25°C y tensión de red $U \geq U_n$ – Inversores SMA SC 4600-UP . (Fuente: Datasheet fabricante [6]). | 22 |
| Figura 3.16: Curvas de capacidad de potencia activa y reactiva 25°C y tensión de red $U = 0,9U_n$ – Inversores SMA SC 4600-UP . (Fuente: Datasheet fabricante [6]). | 22 |
| Figura 3.17: Consumo de servicios auxiliares en un día soleado [5]. | 23 |
| Figura 3.18: Consumo de servicios auxiliares en un día nublado [5]. | 24 |
| Figura 4.1: Potencia activa paño 52J1 SE Inca de Oro, 7 de junio 2022. | 28 |
| Figura 4.2: Potencia activa <i>incomings</i> 33kV SE Inca de Oro, 7 de junio 2022. | 29 |
| Figura 4.3: Temperatura panel registrada en CT 12, 7 de junio 2022. | 29 |
| Figura 4.4: Irradiancia registrada en CT 12, 7 de junio 2022..... | 30 |
| Figura 4.5: Registro de potencia activa en lado AT y MT del transformador de poder, tiempo acotado 7 de junio 2022. | 31 |
| Figura 4.6: Potencia activa SS.AA. SE Inca de Oro, 7 de junio 2022. | 31 |
| Figura 4.7: Resumen de resultados en simulación BD Power Factory DigSilent. | 32 |
| Figura 4.8: Registro de irradiancia PFV Diego de Almagro Sur - Solargis_TS60. | 34 |
| Figura 4.9: Irradiancia versus potencia activa registrada en PFV Diego de Almagro Sur..... | 35 |
| Figura 4.10: Simulación de condición potencia máxima condición de operación STC..... | 36 |
| Figura 4.11: Resumen de resultados en simulación BD Power Factory DigSilent condición de operación STC. ... | 36 |
| Figura 6.1: Placa de datos Centro de transformación tipo MVPS-4600 S2- PFV Diego de Almagro Sur. | 47 |
| Figura 6.2: Consumo de servicios auxiliares en un día soleado [5]. | 48 |
| Figura 6.3: Consumo de servicios auxiliares en un día nublado [5]. | 48 |
| Figura 6.4: Comparación de la Radiación solar global en plano horizontal en el emplazamiento del PFV Diego de Almagro Sur. | 52 |
| Figura 6.5: Resultado de simulación de la potencia total de salida de los inversores en la PFV Diego de Almagro Sur con la base de datos SOLARGIS..... | 52 |
| Figura 6.6: Resultado de simulación de la potencia total de salida de los inversores en la PFV Diego de Almagro Sur con la base de datos del Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile | 53 |

Figura 6.7: Resultado de simulación de la potencia total de salida de los inversores en la PFV Diego de Almagro Sur con la base de datos Meteonorm.53

Figura 6.8: Datasheet instrumento de medida PURE BlackBox marca Elspec [3].54

Figura 6.9: Datasheet instrumento de medida G4500 marca Elspec [4].55

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Parámetros eléctricos de transformadores elevadores PFV Diego de Almagro Sur [5].13

Tabla 3.2: Parámetros eléctricos del transformador de poder de la S/E Inca de Oro [7].13

Tabla 3.3: Características de conductor de fase [8].14

Tabla 3.4: Características de cable de guardia [8].15

Tabla 3.5: Componentes principales del centro de transformación MVPS 4600-S2 (Fuente: Fabricante SMA [5]).
.....20

Tabla 4.1: Resumen de variables registradas en el PFV Diego de Almagro Sur.32

Tabla 4.2: Resumen de potencias activa en el PFV Diego de Almagro Sur.33

Tabla 4.3: Resumen de potencias calculadas y registradas asociadas al PFV Diego de Almagro Sur.37

Tabla 6.1: Registros de irradiancia en la zona de emplazamiento PFV Diego Almagro de Sur de diferentes fuentes de información.51

1 INTRODUCCIÓN

Colbún S.A. desarrolla el proyecto Parque Fotovoltaico Diego de Almagro Sur (NUP 1265), ubicado en la comuna de Diego de Almagro, Región de Atacama. El proyecto tendrá una potencia instalada de 232 MWp de capacidad total. La energía generada por el Parque Fotovoltaico (PFV) se evacuará a través de una línea de transmisión de circuito simple de 220 kV y 2,6 km de longitud que se conectará a la subestación Illapa 220 kV.

En el contexto del proceso de conexión y operación comercial del Parque Fotovoltaico es que se desarrollaron las pruebas de: Determinación de mínimo técnico, determinación de máxima potencia, parámetros proceso de partida y detención de unidades generadoras y validación de modelo dinámico. En el presente informe se entregan los resultados y conclusiones obtenidos en los ensayos de campo relacionados a la determinación de la potencia máxima de la Planta Fotovoltaica Diego de Almagro Sur, realizadas en el mes de junio del 2022.

2 OBJETIVOS

El presente informe tiene como objetivo determinar la máxima potencia que podría entregar el PFV Diego de Almagro Sur. Las mediciones se realizan dando cumplimiento al Anexo Técnico de la NTSyCS "Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras" septiembre del 2020, y utilizando como guía el documento elaborado por el CEN: "Puesta en Servicio de Unidades Generadoras – Aplicación de Anexos Técnicos".

3 ANTECEDENTES

3.1 ANTECEDENTES PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR

3.1.1 Descripción del proyecto

El proyecto consiste en la generación fotovoltaica de 232 MWp, conectándose a la subestación elevadora Inca de Oro para ser evacuada mediante una línea de transmisión de circuito simple de 220 kV y 2,6km de longitud, que se conectará a la subestación Illapa existente en 220 kV.

El Proyecto se encuentra emplazado en la Comuna de Diego de Almagro, Provincia de Chañaral, Región de Atacama, aproximadamente a unos 25 km al sur de la ciudad Diego de Almagro y a 92,5 km al noreste de la ciudad de Copiapó, como se puede observar de forma referencial en la Figura 3.1.



Figura 3.1: Ubicación geográfica referencial PFV Diego de Almagro Sur. Fuente: Google Earth.

La ubicación del PFV Diego de Almagro Sur con respecto al sistema eléctrico nacional es el siguiente:

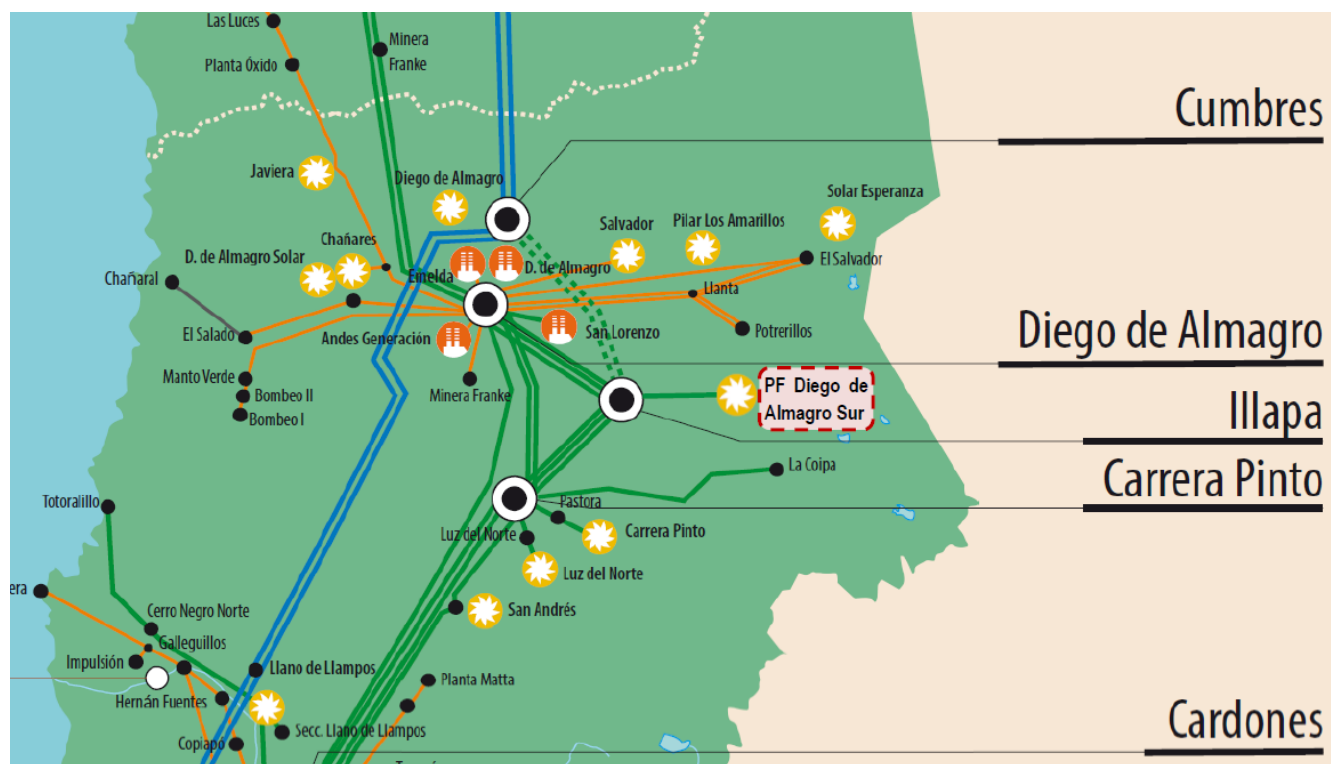


Figura 3.2: Mapa de ubicación del PFV Diego de Almagro Sur en el SEN.

3.2 ANTECEDENTES TÉCNICOS DEL PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR

La planta de generación solar posee 12 alimentadores que conectan los centros de transformación con 2 barras de 33kV, correspondientes al devanado secundario y terciario del transformador de poder. En 10 de los alimentadores se conectan 4 inversores del fabricante SMA, mientras que en los alimentadores restantes se conectan 3 inversores del mismo tipo, tal como se observa en el diagrama simplificado de la Figura 3.5. Cada inversor se encuentra asociado a un centro de transformación del tipo MVPS 4600-S2.

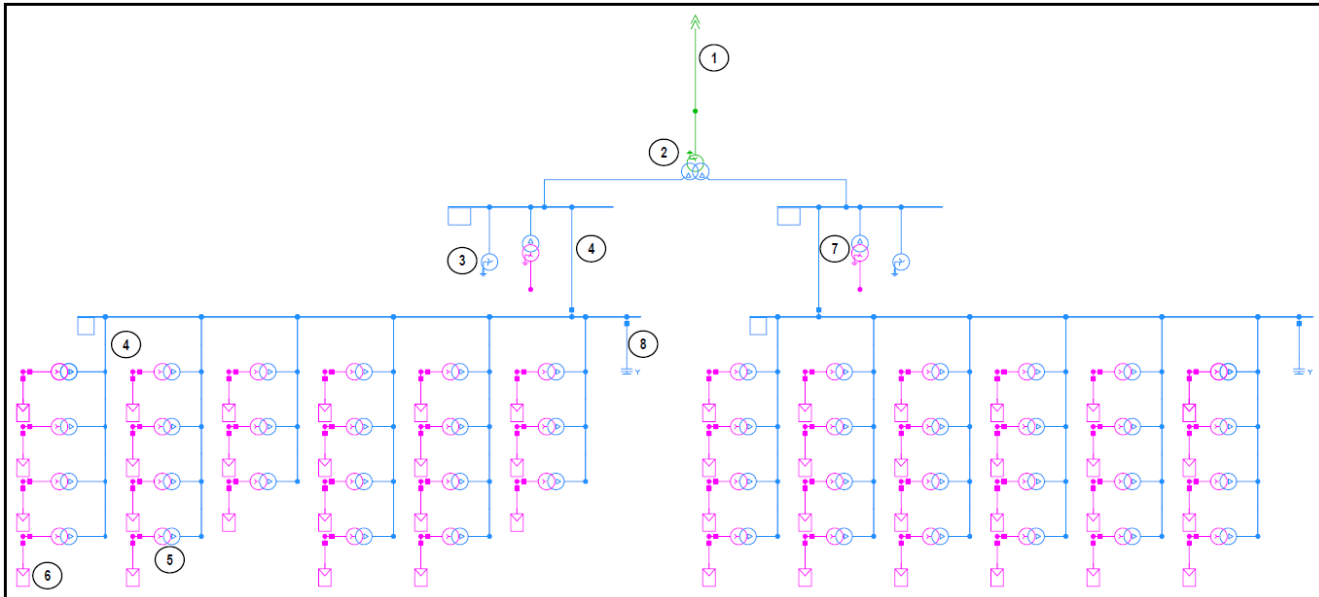
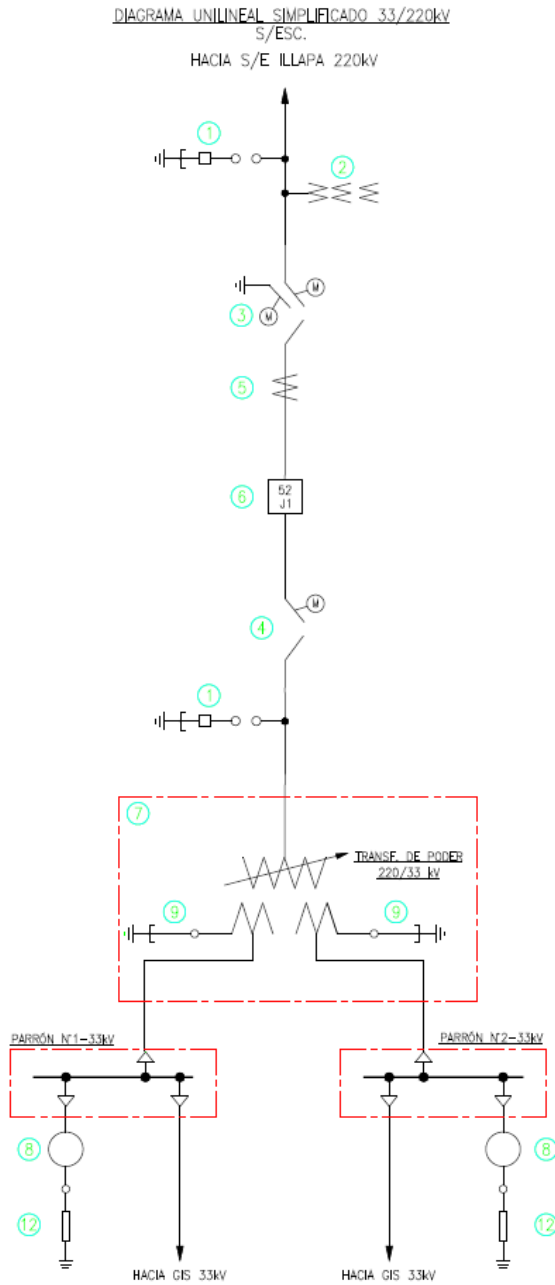


Figura 3.5: Diagrama unilineal MT e inversores - PFV Diego de Almagro Sur.

Los principales elementos pertenecientes a la red interna del PFV se desglosa a continuación:

1. Línea aérea Inca de Oro – Illapa 1x220 kVA (2,6 km).
2. Transformador elevador 220/33/33 kV 250 MVA.
3. Transformador zigzag (reactor de neutro).
4. Red colectora (sistema de cables de 240 mm², 400 mm² y 630 mm²).
5. Transformador de bloque de los inversores.
6. Inversores.
7. Transformador de servicios auxiliares.
8. Banco de condensadores: 40 Mvar, distribuidos entre el Switchgear 1 (20 Mvar) y Switchgear 2 (20 Mvar).

Por su parte, en la Figura 3.6 se presenta el diagrama unilineal de la SE elevadora Inca de Oro.



| ITEM | DESCRIPCIÓN |
|------|--|
| 1 | PARARRAYOS 220 kV |
| 2 | TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 220 kV |
| 3 | DESCONECTOR HORIZONTAL C.P.A.T. 220 kV |
| 4 | DESCONECTOR HORIZONTAL S.P.A.T. 220 kV |
| 5 | TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 220 kV |
| 6 | INTERRUPTOR DE PODER 220 kV TRIFÁSICO OPERACIÓN MONOPOLAR. |
| 7 | TRANSFORMADOR DE PODER 33/220kV – 160/210/250 MVA |
| 8 | REACTOR ZIG-ZAG 33 kV |
| 9 | PARARRAYOS 33 kV |
| 12 | RESISTENCIA PUESTA A TIERRA |

Figura 3.6: Diagrama unilineal simplificado SE Elevadora 220/33kV - PFV Diego de Almagro Sur.

A su vez, en la Figura 3.7 es posible apreciar el diagrama unilineal correspondiente a uno de los alimentadores que se conectan a la barra de 33kV de la subestación elevadora Inca de Oro.

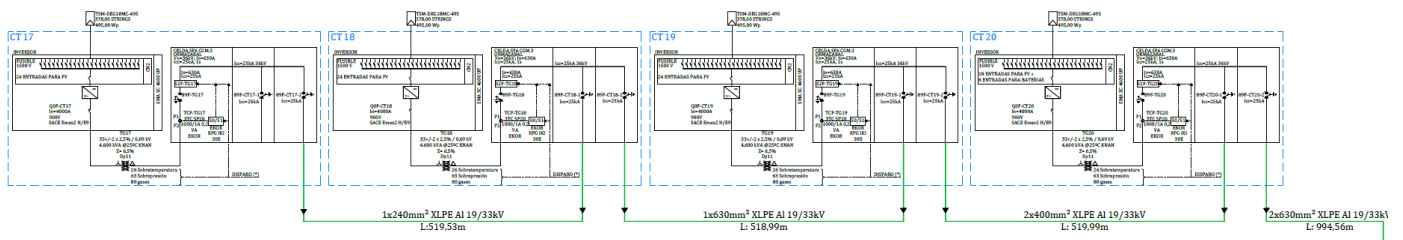


Figura 3.7: Configuración de alimentador con 4 inversores - PFV Diego de Almagro Sur.

3.2.1 Transformadores de bloque BT / MT

El PFV Diego de Almagro Sur posee 46 transformadores elevadores de tensión, en donde cada uno se conecta a un solo inversor, cuya hoja de datos se presenta en el ANEXO I. Las principales características de los transformadores de bloque se presentan a continuación:

| DESCRIPCIÓN | DETALLE |
|------------------------|----------------|
| Potencia Nominal | 4600 kVA @25°C |
| Niveles de tensión | 33 / 0,69 kV |
| Grupo de conexión | Dy11 |
| N° de fases | 3 |
| Impedancia cc | 6,5% |
| Perdidas en vacío | 3,056 kW |
| Perdidas a plena carga | 37,091 kW |
| Frecuencia | 50 Hz |
| Altitud de trabajo | 1,000 m.s.n.m. |
| Cambiador de taps | No posee |

Tabla 3.1: Parámetros eléctricos de transformadores elevadores PFV Diego de Almagro Sur [5].

3.2.2 Transformador de potencia S/E Inca de Oro

La subestación Inca de Oro, posee un transformador de potencia trifásico de tres devanados 220/33/33 kV de 250 MVA ONAF2, cuyo grupo de conexión es YNd11d11 (conectado a tierra en el lado de 220 kV), con cambiador de tap bajo carga. La foto de placa del transformador se presenta en el ANEXO II, mientras que en la Tabla 3.2 se indican las características principales del transformador de poder:

| DESCRIPCIÓN | DETALLE |
|--------------------------------|--------------------------------|
| Potencia Nominal | 150 / 200 / 250 MVA |
| Niveles de tensión | 220 \pm 8x1,25% / 33 / 33 kV |
| Refrigeración | ONAN / ONAF1 / ONAF2 |
| Grupo de conexión | YNd11d11 |
| N° de fases | 3 |
| Impedancia (%) HV-LV1 | 11,82% (base 125 MVA) |
| Impedancia (%) HV-LV2 | 11,95% (base 125 MVA) |
| Impedancia (%) LV1-LV2 | 22,34% (base 125 MVA) |
| Impedancia homopolar (%) | 11,08% (base 250MVA) |
| Pérdidas cobre HV-LV1 | 368,86 kW (125 MVA) |
| Pérdidas cobre HV-LV2 | 369,56 kW (125 MVA) |
| Pérdidas cobre Lv1-LV2 | 720,58 kW (125 MVA) |
| Pérdidas en vacío | 100,7 kW |
| Frecuencia | 50 Hz |
| Elevación de temperatura | 80° C |
| Ubicación del cambiado de taps | Alta tensión |
| Altitud de trabajo | 1,000 m.s.n.m. |

Tabla 3.2: Parámetros eléctricos del transformador de poder de la S/E Inca de Oro [7].

3.2.3 Línea Diego de Almagro Sur – Illapa 1x220kV

El parque fotovoltaico Diego de Almagro Sur evacuará su potencia a través de una línea de transmisión de simple circuito de 220 kV y 2,6 km de largo (sin transposiciones). Además, esta línea tendrá un cable de guardia tipo OPGW para brindar protección a la línea contra descargas atmosféricas y proporcionar un canal de comunicación entre las subestaciones de ambos extremos.

Se utiliza la torre de suspensión S220.1M H=20,4 para el modelamiento de la línea 1x220 kV Inca de Oro - Illapa, la cual es la estructura más representativa de la línea. A continuación, se muestra la silueta de la estructura utilizada [8]:

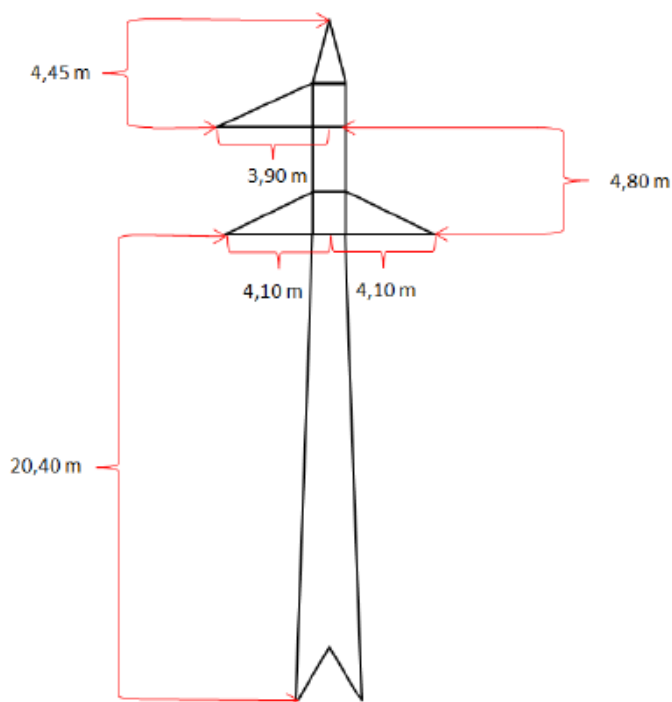


Figura 3.8: Silueta de torre de suspensión S220.1M h=20,4

El tipo de conductor de la línea corresponde a FLINT 375,4 mm², cuyas principales características se indican a continuación:

| Características | Valor |
|--------------------------------|-----------------------------|
| Tipo | Aleación de aluminio (AAAC) |
| Nombre de código | Flint |
| Sección transversal | 375,4 [mm ²] |
| Diámetro nominal del conductor | 25,16 [mm] |
| Tensión de rotura | 11,041 [kg] |
| Peso del conductor | 1,0299 [kg] |
| Radio medio geométrico | 9,797 [mm] |
| Resistencia DC a 20°C | 0,08944 [Ω /km] |

Tabla 3.3: Características de conductor de fase [8].

Del mismo modo, en la Tabla 3.4 se muestran las principales características del conductor utilizado para el cable de guardia son:

| Características | Valor |
|---------------------------------------|---------------------------|
| Tipo | OPGW 24 Fibras |
| Sección transversal | 121,86 [mm ²] |
| Diámetro nominal del conductor | 14,6 [mm] |
| Radio medio geométrico | 5,69 [mm] |
| Resistencia DC a 20°C | 0,327 [Ω /km] |
| Resistencia DC a 30°C | 0,338 [Ω /km] |
| Tipo | OPGW 24 Fibras |

Tabla 3.4: Características de cable de guardia [8].

3.2.4 Red de media tensión en 33kV

3.2.4.1 Transformador Zig-Zag (Reactor de neutro)

El PFV Diego de Almagro Sur cuenta con dos reactores de puesta a tierra, uno en cada parrón proyectado en el nivel de 33kV. Los cuales se modelan considerando la impedancia de secuencia cero informada en sus datos de placa.

TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA

| | | | |
|---------------------------------|-------------|--------------------------|-----------|
| TIPO DE TRANSFORMADOR | STD-600/33 | ESTÁNDAR No. | IEC-60076 |
| IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO | 23,5 Ω | TIPO DE ENFRIAMIENTO | ONAN |
| CORRIENTE NEUTRA DE CORTO PLAZO | 394,7A, 10S | PÉRDIDA SIN CARGA | W |
| FRECUENCIA NOMINAL | 50Hz | PESO DE CUERPO PRINCIPAL | 1350 KG |
| NÚMERO DE FASE | 3 | PESO DE ACEITE | 840 KG |
| GRUPO DE CONEXIÓN | ZN | PESO TOTAL | 3370 KG |
| IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO | / | NIVEL DE AISLAMIENTO | LI170AC70 |
| FECHA DE FABRICACIÓN. | | NÚMERO DE SERIE | |

TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA

| | | | |
|---------------------------------|-------------|--------------------------|-----------|
| TIPO DE TRANSFORMADOR | STD-600/33 | NÚMERO ESTANDAR | IEC-60076 |
| IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO | 18,6 Ω | TIPO DE ENFRIAMIENTO | ONAN |
| CORRIENTE NEUTRA DE CORTO PLAZO | 396,7A, 10S | PÉRDIDA SIN CARGA | W |
| FRECUENCIA NOMINAL | 50Hz | PESO DE CUERPO PRINCIPAL | 1350 KG |
| NÚMERO DE FASE | 3 | PESO DE ACEITE | 840 KG |
| GRUPO DE CONEXION | ZN | PESO TOTAL | 3370 KG |
| IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO | / | NIVEL DE AISLAMIENTO | LI170AC70 |
| FECHA DE MANUFACTURA | | NÚMERO DE SERIE | |

Figura 3.9: Extracto placas transformadores Zig-Zag [8].

| Item | Descripción | Unidad | Especificado | Ofrecido |
|------|--|--------|--------------|----------|
| 2.0 | CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS RESISTENCIA DE P.A.T | | | |
| 2.1 | Cantidad de Equipos | c/u | 2 | 2 |
| 2.2 | Corriente durante la falla a Tierra | A | 400 | 400 |
| 2.3 | Resistencia | ohm | 47.63 | 47.63 |
| 2.4 | tiempo de operación | s | 10 | 10 |
| 2.5 | Frecuencia Nominal | Hz | 50 | 50 |
| 2.6 | Tensión nominal del resistor (tensión fase/neutro) | kV | 33/√3 | 33/√3 |

Figura 3.10: Extracto HCTG Resistencia de neutro de reactor [8].

3.2.4.2 Cables de la red de media tensión en 33kV

La red colectora de media tensión se contará con un sistema de cables subterráneos, directamente enterrados, esquema de trébol. Se utilizan cuatro tamaños:

- Cable XLPE 630mm²: con un largo aproximado de 28559 m
- Cable XLPE 500mm²: con un largo aproximado de 203 m
- Cable XLPE 400mm²: con un largo aproximado de 18717 m
- Cable XLPE 240mm²: con un largo aproximado de 7378 m

La Figura 3.11 indica las principales características de los cables conductores entre las estaciones convertidoras y las barras principales de media tensión, a su vez, en la Figura 3.12 se presente un diagrama unilineal con la distribución de conductores, centros de transformación e inversores pertenecientes al PFV Diego de Almagro Sur.

| Feeder No. | Desde | Hacia | Cable | Longitud [m] | Feeder No. | Desde | Hacia | Cable | Longitud [m] |
|------------|----------|------------|------------|--------------|------------|----------|------------|------------|--------------|
| 1 | Barra 1 | CT02 | 3x2x400mm2 | 2673 | 7 | Barra 2 | CT24 | 3x2x630mm2 | 313 |
| | CT01 | CT12 | 3x1x240mm2 | 1261 | | CT22 | CT21 | 3x1x240mm2 | 518 |
| | CT02 | CT01 | 3x1x400mm2 | 443 | | CT23 | CT22 | 3x1x630mm2 | 517 |
| Barra 1 | CT06 | 3x2x630mm2 | 1796 | CT24 | | CT23 | 3x2x400mm2 | 517 | |
| 2 | CT04 | CT03 | 3x1x240mm2 | 376 | 8 | Barra 2 | CT29 | 3x2x630mm2 | 1763 |
| | CT05 | CT04 | 3x1x400mm2 | 385 | | CT27 | CT26 | 3x1x240mm2 | 547 |
| | CT06 | CT05 | 3x1x630mm2 | 383 | | CT28 | CT27 | 3x1x240mm2 | 546 |
| Barra 1 | CT10 | 3x2x630mm2 | 910 | CT29 | | CT28 | 3x1x630mm2 | 545 | |
| 3 | CT08 | CT07 | 3x1x240mm2 | 382 | 9 | Barra 2 | CT33 | 3x2x630mm2 | 1078 |
| | CT09 | CT08 | 3x1x400mm2 | 382 | | CT31 | CT30 | 3x1x240mm2 | 544 |
| | CT10 | CT09 | 3x1x630mm2 | 381 | | CT32 | CT31 | 3x1x630mm2 | 544 |
| Barra 1 | CT38 | 3x2x400mm2 | 2956 | CT33 | | CT32 | 3x2x400mm2 | 543 | |
| 4 | CT25 | CT11 | 3x1x240mm2 | 605 | 10 | Barra 2 | CT37 | 3x2x630mm2 | 393 |
| | CT38 | CT25 | 3x1x400mm2 | 1131 | | CT35 | CT34 | 3x1x240mm2 | 542 |
| Barra 1 | CT16 | 3x2x630mm2 | 1676 | CT36 | | CT35 | 3x1x630mm2 | 542 | |
| 5 | CT14 | CT13 | 3x1x240mm2 | 522 | | CT37 | CT36 | 3x2x400mm2 | 541 |
| | CT15 | CT14 | 3x1x240mm2 | 521 | Barra 2 | CT42 | 3x2x630mm2 | 1752 | |
| | CT16 | CT15 | 3x1x630mm2 | 521 | CT40 | CT39 | 3x1x240mm2 | 496 | |
| 6 | Barra 1 | CT20 | 3x2x630mm2 | 995 | 11 | CT41 | CT40 | 3x1x400mm2 | 491 |
| | CT18 | CT17 | 3x1x240mm2 | 519 | | CT42 | CT41 | 3x1x630mm2 | 563 |
| | CT19 | CT18 | 3x1x630mm2 | 519 | | Barra 2 | CT46 | 3x2x630mm2 | 960 |
| | CT20 | CT19 | 3x2x400mm2 | 520 | CT44 | CT43 | 3x1x630mm2 | 388 | |
| - | Parrón 1 | Barra 1 | 3x4x500mm2 | 25 | 12 | CT45 | CT44 | 3x1x400mm2 | 387 |
| | | | | CT46 | | CT45 | 3x1x630mm2 | 388 | |
| | | | | - | | Parrón 2 | Barra 2 | 3x4x500mm2 | 25 |

Figura 3.11: Detalle cables red media tensión 33kV.



Figura 3.12: Diagrama unilíneal de alimentadores y centros de transformación PFV Diego de Almagro Sur.

3.2.4.3 Banco de condensadores

El proyecto considera un banco de condensadores de 40 MVar de potencia reactiva, distribuidos de manera equitativa entre ambas barras de 33 kV, es decir, un banco de 20 MVar por cada una.



Figura 3.13: Fotos de placa banco de condensadores.

3.2.5 Características generales de Inversores

El PFV Diego de Almagro Sur cuenta con paneles solares de sistema bifacial y son seguidores de hilera simple con retroceso. La totalidad de los paneles solares se conectan a 46 inversores modelo SMA SC 4600-UP de potencia nominal de 4,6 MVA. Cada uno de estos inversores se encuentra asociado a un centro de transformación modelo MVPS 4600-S2. Las características relevantes de los inversores y centros de transformación, entregadas por el fabricante SMA y que se presentan en mayor detalle en el ANEXO III, son las siguientes:

| Número | Nomenclatura | Componentes principales |
|--------|--------------|--|
| 1 | MVT | 4140 kVA 33/0,69 kV KNAN hermetically sealed liquid immersed transformer (SBG) |
| 2 | INV | Central Inverter SC 4600-UP |
| 3 | BW | Low Voltage Busbar/Busway between inverter and transformer |
| 4 | MVSG | Medium Voltage Ring Main Unit Switchgear SIEMENS 8DJH RRL with Circuit breaker |
| 5 | MVC | 3 x Medium Voltage Cable N2XS(F)2Y 18/30kV 70mm ² between transformer and Medium Voltage Switchgear |
| 6 | STSD | 230V 50 Hz low voltage distribution panel |
| 7 | SCAS-P | Low voltage cable from BW to fuse holder for installation of auxiliary power supply |

Tabla 3.5: Componentes principales del centro de transformación MVPS 4600-S2 (Fuente: Fabricante SMA [5]).

| | | | | |
|-----------------------------------|---|-----------|---|---------------------------|
| Power Class | : | | → | MVPS-4200-S2-US-10 |
| Target Country | : | CL | → | Chile |
| Inverter type | : | 0 | → | SC UP |
| Inverter Power | : | 3 | → | 4600 kVA |
| Ambient Temperature | : | 1 | → | -25°C to +55°C |
| Altitude | : | 1 | → | 1001 - 2000 m |
| Environment | : | 0 | → | Standard |
| MV Transformer | : | 1 | → | KNAN |
| Transformer Protection | : | 1 | → | Full Protection |
| Nominal Voltage | : | H | → | 33 kV |
| Nominal Frequency | : | 0 | → | 50 Hz |
| Transformer Vector Group | : | 0 | → | Dy11 |
| Transformer Tap Changer | : | 1 | → | With |
| Transformer Shield Winding | : | 0 | → | Without |
| Transformer Load Profile | : | 6 | → | 24 Hours |
| Transformer Losses | : | 1 | → | Eco Design 1 |
| Oil Containment | : | 1 | → | With |
| MV Switchgear | : | 2 | → | 3F-SD-SD-CB-36 kV |
| Accessories MV Switchgear | : | 1 | → | Auxiliary Contacts |
| LV-Transformer | : | 2 | → | 20 kVA, 400 V |
| Safety Equipment | : | 0 | → | Without |
| Monitoring | : | 1 | → | MVSG |
| Cable Entry Kit | : | 1 | → | With |
| Transport Packaging | : | 1 | → | Sea Freight |
| Country Package | : | 0 | → | Without |
| Language | : | ES | → | Spanish |
| Factory Warranty | : | 0 | → | 1 year |
| Customized Solution | : | 1 | → | Yes |

Figura 3.14: Características centro de transformación MVPS 4600-S2 (Fuente: Fabricante SMA [5]).

En la Figura 3.15 y Figura 3.16 se evidencia el aporte de potencia activa y reactiva que puede alcanzar cada inversor para distintos niveles de tensión.

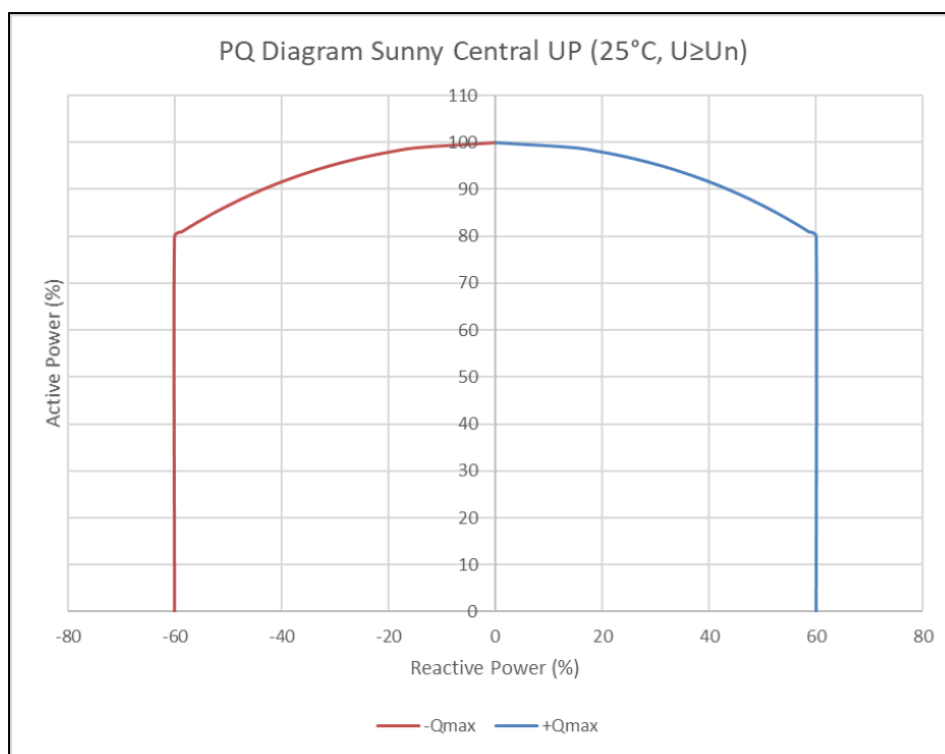


Figura 3.15: Curvas de capacidad de potencia activa y reactiva 25°C y tensión de red $U \geq U_n$ – Inversores SMA SC 4600-UP . (Fuente: Datasheet fabricante [6]).

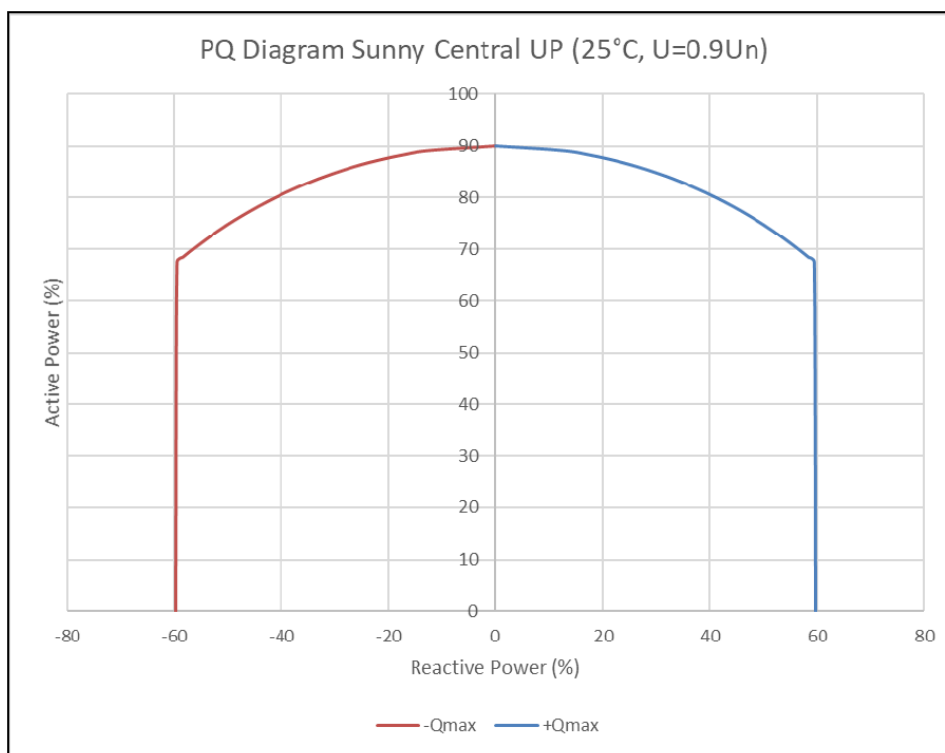


Figura 3.16: Curvas de capacidad de potencia activa y reactiva 25°C y tensión de red $U = 0,9U_n$ – Inversores SMA SC 4600-UP . (Fuente: Datasheet fabricante [6]).

Respecto al consumo de servicio auxiliares de cada centro de transformación, el fabricante en el documento [6], indica lo siguiente: “El inversor convierte la energía de CC a CA, lo que requiere algo de energía auxiliar para el sistema de control, comunicación y enfriamiento. La cantidad de energía auxiliar depende de la temperatura ambiente y de la potencia de salida producida. La alimentación auxiliar se extrae del lado de CA en los terminales del inversor.

Si la potencia fotovoltaica disponible supera el 100 % de la potencia de CC que puede convertir el inversor según el valor nominal de la placa de datos, el inversor produce algo más de potencia de CA para compensar sus pérdidas internas. De esta forma el consumo auxiliar efectivo del inversor es de 0 kVA en cuanto la potencia DC supera el 100%. En la Figura 3.17 y en la Figura 3.18 se presenta de manera gráfica el comportamiento descrito anteriormente.”

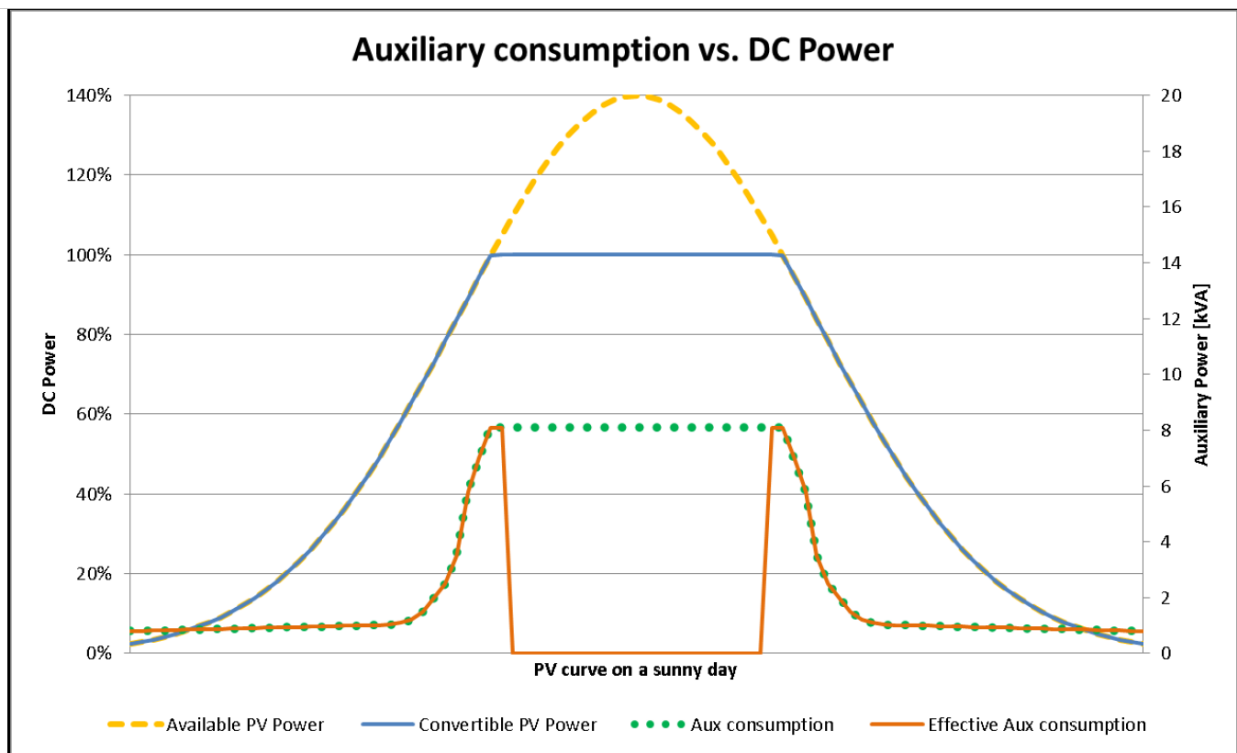


Figura 3.17: Consumo de servicios auxiliares en un día soleado [5].

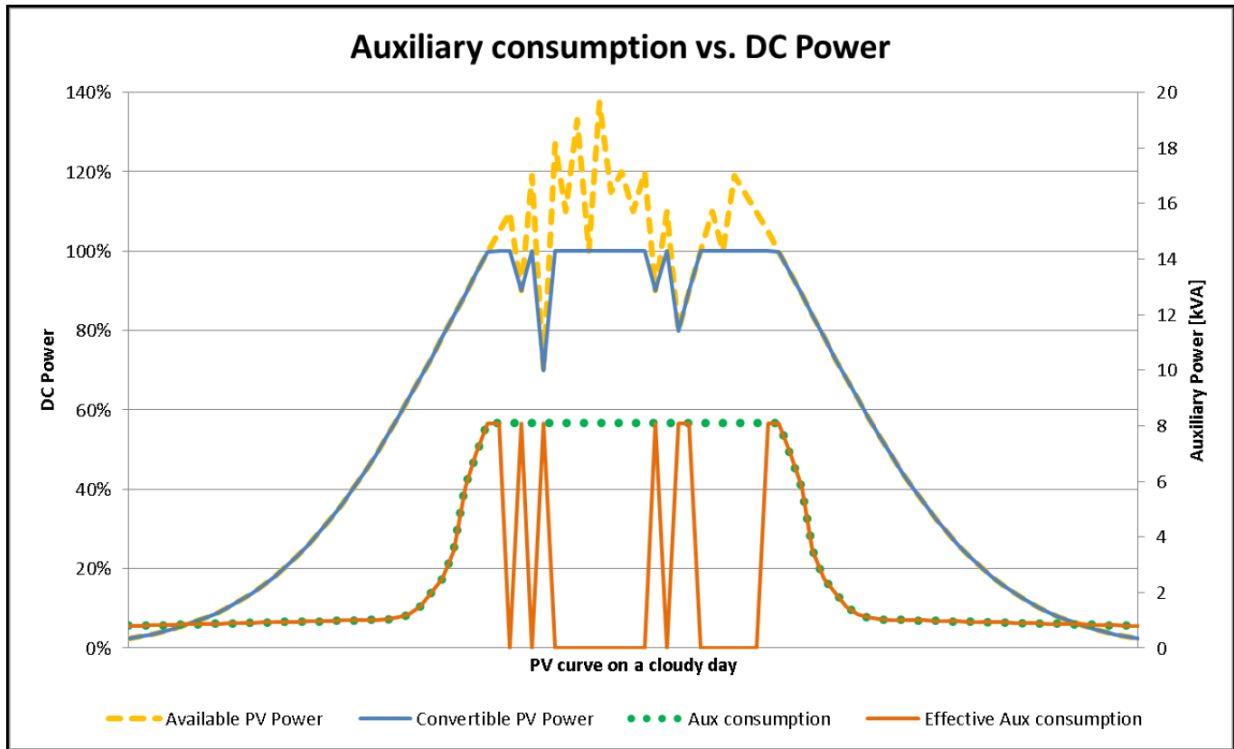


Figura 3.18: Consumo de servicios auxiliares en un día nublado [5].

3.3 ANTECEDENTES Y EXIGENCIAS NORMATIVAS

Las Empresas Generadoras cuyas unidades generadoras hayan entrado en operación en el SEN y aquellas que estén realizando pruebas de operatividad previas a su entrada en operación, deberán informar al Coordinador, la potencia máxima que es capaz de generar su parque o central, conforme a los plazos y formas de acuerdo con lo requerido en el anexo técnico: “Pruebas de potencia máxima en unidades generadoras”.

El anexo técnico mencionado anteriormente, en su artículo 39 *“Potencia Máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación”* se indica que:

“En el caso de centrales de energía renovable que no tengan capacidad de regulación, la empresa generadora deberá entregar un informe técnico emitido por un experto técnico, cuya revisión y plazos para aprobar el valor informado, se regirá por lo establecido en el presente Anexo.”

“Cualquiera sea el caso, el informe, deberá especificar las metodologías, cálculos utilizados y todos antecedentes y aspectos técnicos que fueron utilizados para la obtención del valor de Potencia Máxima informado.”

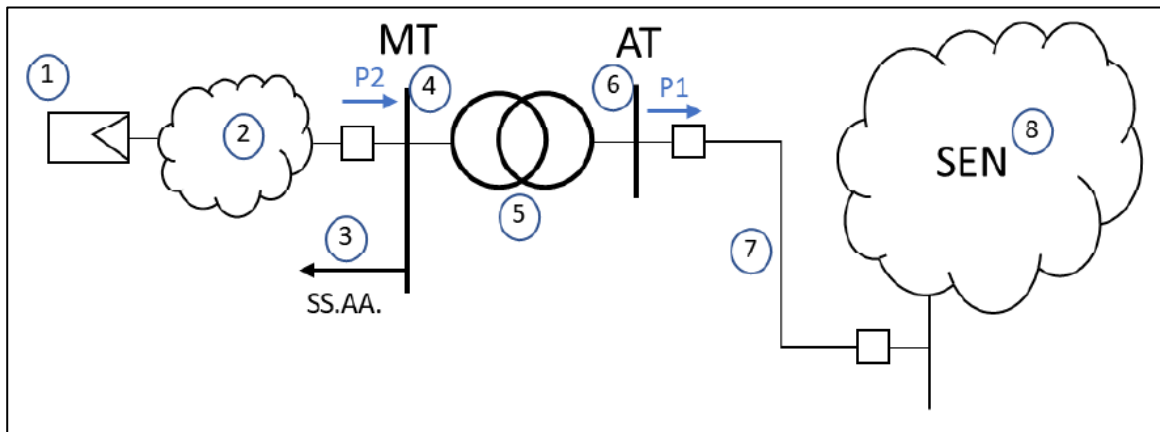
Además, en su artículo 9 *“Consideraciones en la determinación del valor de Potencia Máxima: El valor de Potencia Máxima de las unidades generadoras señalado en el presente Anexo, deberá ser representativo de las características técnicas propias de dichas unidades. Aquellas restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riesgo, entre otras, no deberán ser consideradas en la determinación de este valor”*.

Por ende, el presente informe técnico contiene la información solicitada en el anexo técnico “Pruebas de potencia máxima en unidades generadoras”.

4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA PARQUE FOTOVOLTAICO DIEGO DE ALMAGRO SUR

En la presente sección se determina la potencia máxima del PFV Diego de Almagro Sur considerando lo señalado en el anexo técnico “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”.

En el documento de Aplicación de Anexos Técnicos [11], sección potencia máxima, se definen los siguientes puntos de inyección de corriente y metodología para el cálculo la potencia máxima.



Los componentes del parque ERNC son los siguientes:

1. Generador equivalente: Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque ERNC.
2. Pérdidas en sistema colector del parque: Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque ERNC, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
3. Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central.
4. Barra de media tensión (MT): Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.
5. Transformador de Poder: Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque ERNC.
6. Barra de alta tensión (AT): Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
7. Línea dedicada de la central: Línea de alta tensión que vincula el parque ERNC con el sistema eléctrico.
8. Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
9. P1: Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
10. P2: Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de media tensión de su subestación de salida.

Considerando la descripción anterior, el CEN solicita enviar e incorporar al informe técnico la siguiente información:

- a) P1: Potencia activa inyectada en la barra de alta tensión (AT) en la central [MW].
- b) P2: Potencia activa inyectada en la barra de media tensión (MT) de la central.
- c) Ptrafo: Perdidas del transformador de poder de la central [MW].
- d) SS.AA.: Servicios auxiliares de la central [MW].
- e) Pcolector: Perdidas en el sistema colector del parque [MW].

Finalmente, la Potencia Máxima Activa Bruta (Pmax bruta) de la central quedará definido por:

$$PMax\ bruta = P1 + Ptrafo + SS.\ AA. + Pcolector$$

ó

$$PMax\ bruta = P2 + Pcolector$$

Y la potencia máxima neta de la central quedará definida como:

$$PMax\ neta = P1$$

ó

$$PMax\ neta = P2 - SS.\ AA. - Ptrafo$$

4.1 PRUEBA DE POTENCIA MÁXIMA

Los registros de la prueba de potencia máxima del PFV Diego de Almagro Sur corresponden a la generación del día 7 de junio de 2022, las mediciones se llevaron a cabo con la totalidad del parque en servicio y representan los registros de mayor irradiancia de acuerdo con la estacionalidad del periodo de muestreo.

Durante el día de las pruebas, se registró la potencia activa inyectada en el punto de conexión del parque al SEN (P1), tal como se muestra en la Figura 4.1. Además, se registra la potencia inyectada en las barras de media tensión en 33kV de la SE inca de Oro (P2), lo cual se presenta en la Figura 4.2. Los registros obtenidos se extrajeron directamente del sistema SCADA del PFV Diego de Almagro Sur, y se entregan en el documento adjunto “ANEXO 1 Potencia activa 52J1 - 52FT11 y 52FT12 SE Inca de Oro.xlsx”.

Adicionalmente, se cuenta con los registros de temperatura panel e irradiancia incidente (perpendicular) en los paneles, curvas que se presentan en la Figura 4.3 y Figura 4.4, respectivamente. Dichas mediciones se entregan en el documento adjunto “ANEXO 2 Irradiancia y temperatura PFV Diego de Almagro Sur.xlsx”.



Figura 4.1: Potencia activa paño 52J1 SE Inca de Oro, 7 de junio 2022.

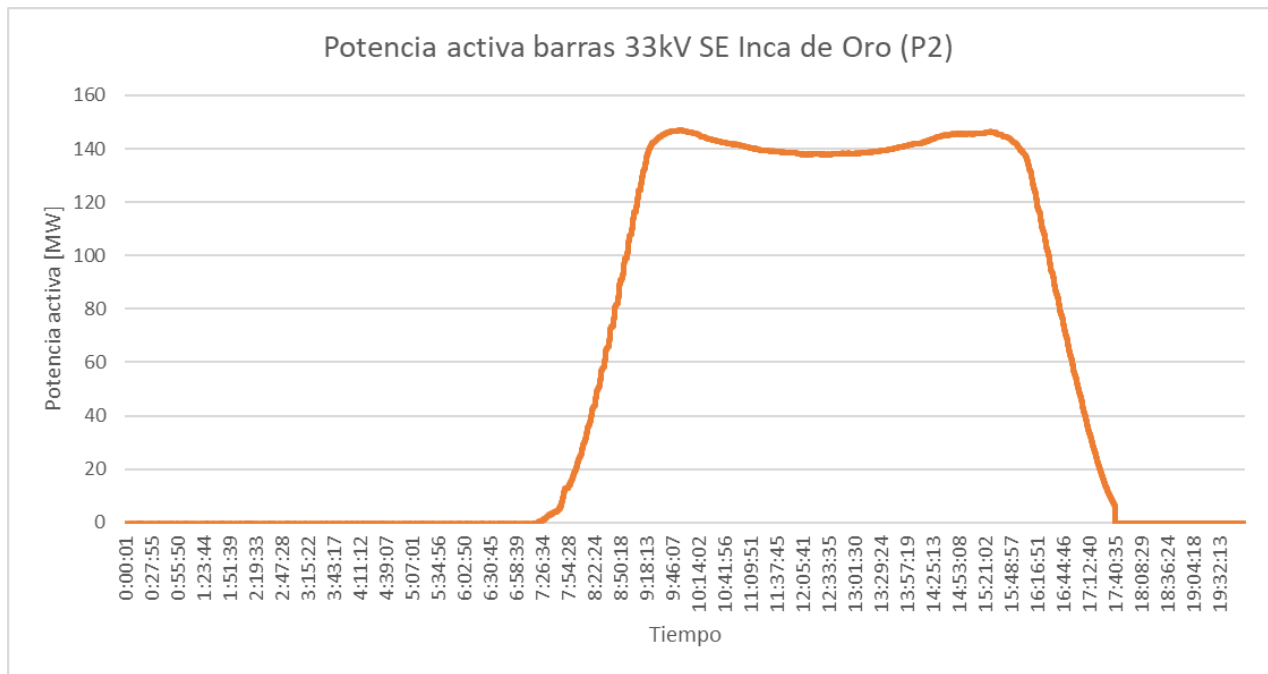


Figura 4.2: Potencia activa *incomings* 33kV SE Inca de Oro, 7 de junio 2022.

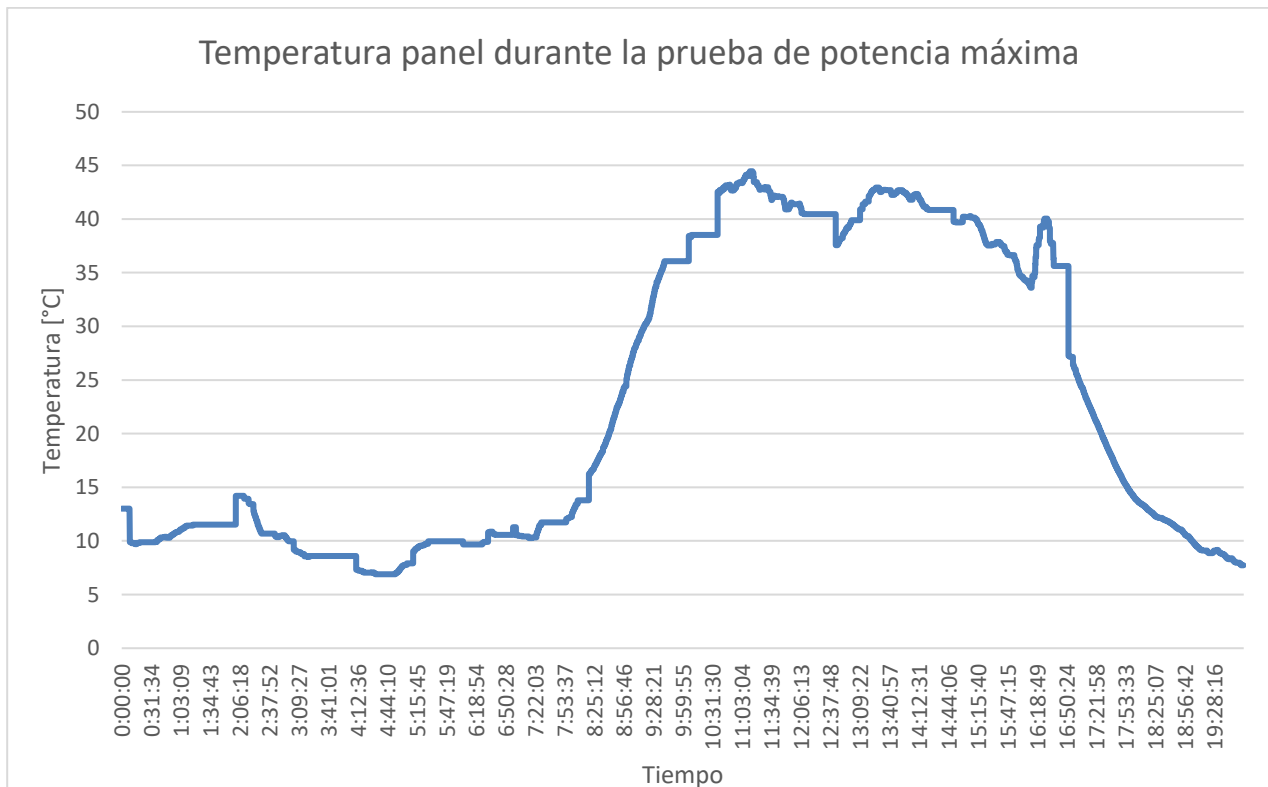


Figura 4.3: Temperatura panel registrada en CT 12, 7 de junio 2022.



Figura 4.4: Irradiancia registrada en CT 12, 7 de junio 2022.

Para obtener la potencia máxima registrada durante el día de las pruebas, primero se identifica la potencia máxima alcanzada en el punto de conexión del parque, lo cual ocurre a las 09 horas con 53 minutos y con una potencia inyectada en P1 de 146,459 MW, mientras que la potencia inyectada en las barras de media tensión del transformador de poder es de 146,864 MW, tal como se observa en la Figura 4.5. Con ello, es posible determinar las pérdidas medidas del transformador de poder, teniendo un valor de 405 kW. Luego, para esa misma hora se obtiene que la irradiancia registrada es de 713 W/m² y la temperatura en el panel es de 36,061 °C.

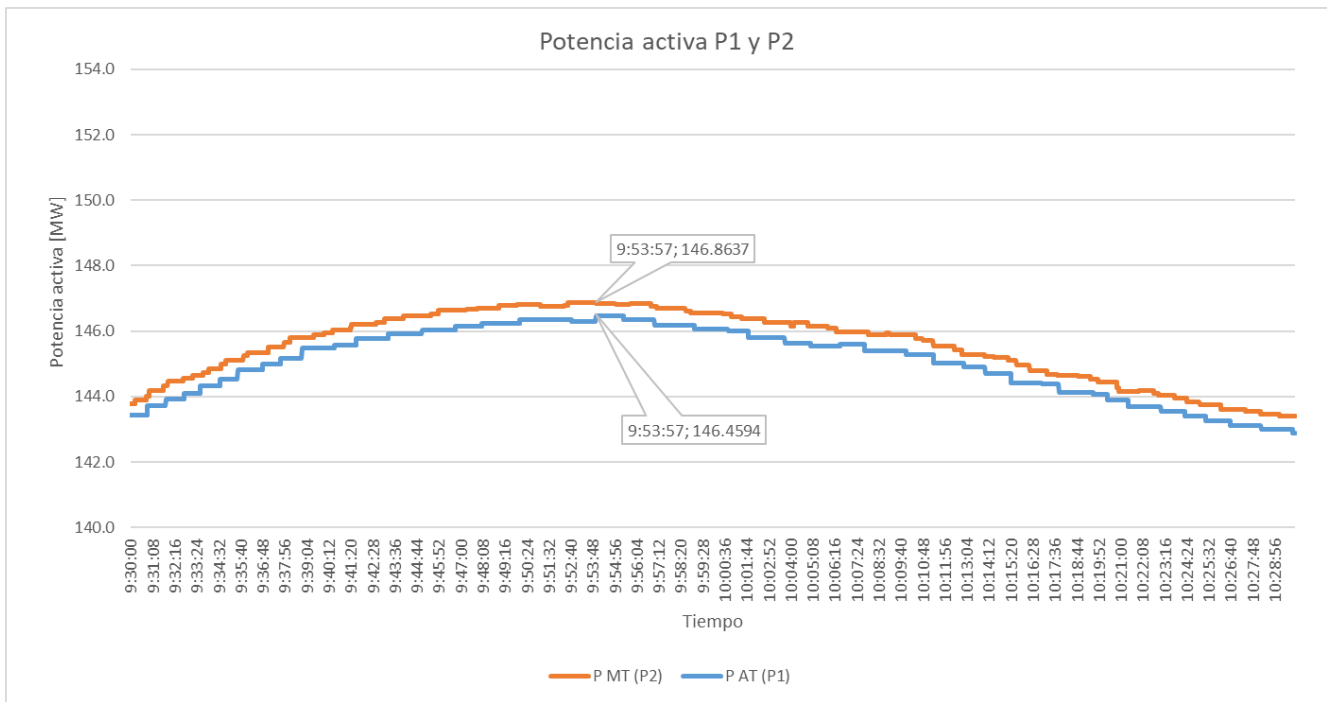


Figura 4.5: Registro de potencia activa en lado AT y MT del transformador de poder, tiempo acotado 7 de junio 2022.

De acuerdo con lo señalado en la sección 3.2.5, respecto al consumo de servicio auxiliares de cada centro de transformación [6], la alimentación auxiliar se extrae del lado de CC en los terminales del inversor. Para los servicios auxiliares de la SE Inca de Oro, se procede mediante el registro de la potencia activa en la barra de 400V. A continuación, se muestra la tendencia de la potencia activa en los SS.AA. de la SE, en donde el valor promedio es de 10,65 kW.

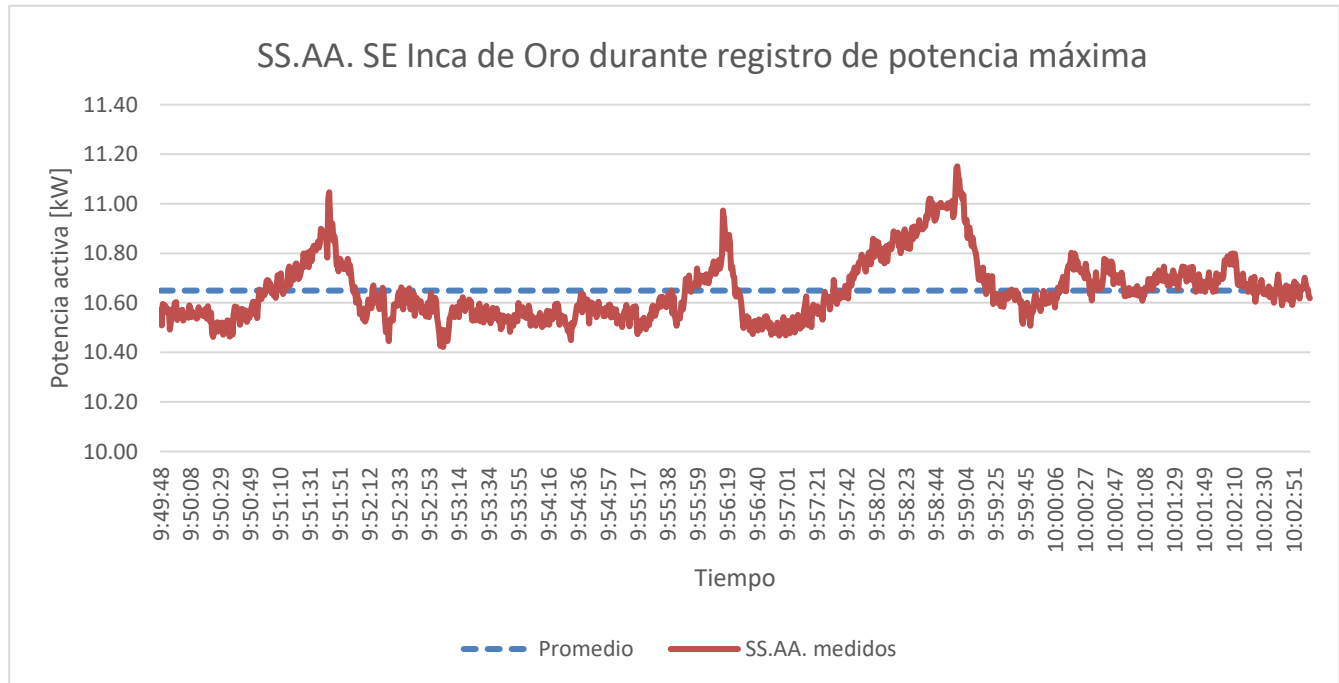


Figura 4.6: Potencia activa SS.AA. SE Inca de Oro, 7 de junio 2022.

A continuación, se resumen las distintas variables de interés descritas al comienzo de la presente sección, y su respectivo registro correspondiente a las 09:53:57.

| Punto de medición | Valor |
|--|----------------------|
| Potencia activa en el paño 52J1 de la SE Inca de Oro (P1) | 146,459 MW |
| Potencia activa en barras 33kV la SE Inca de Oro (P2) | 146,864 MW |
| Pérdidas del transformador de poder medidas | 0,405 MW |
| Irradiancia en el CT 12 | 713 W/m ² |
| Temperatura panel en el CT 12 | 36,061 °C |

Tabla 4.1: Resumen de variables registradas en el PFV Diego de Almagro Sur.

Para determinar las pérdidas del sistema colector se permite utilizar simulaciones, llevadas a cabo en la base de datos adjunta en el archivo "ANEXO 4 BD Pmax-PFV Diego de Almagro Sur.pfd". El modelo en el software Power Factory Digsilent del PFV Diego de Almagro Sur se basa en lo desarrollado en el documento [15], y considera las características técnicas descritas en el capítulo 3. De esta forma, en la simulación se inyecta la misma potencia activa en el punto de conexión que el valor registrado en terreno (P1=146,459 MW), necesiéndose una consigna de 3,21478 MW en cada inversor.

Las pérdidas del sistema colector se obtienen a partir de las pérdidas calculadas mediante el software PF Digsilent (Figura 4.7), en donde el valor "Grid Losses" indica las pérdidas totales de la red modelada. Entonces, para determinar las pérdidas del sistema colector es necesario restar las pérdidas del transformador de poder a las "Grid Losses", lo que resulta en 1,005 MW.

| DigSILENT | | Project: | |
|---|-----------------------|--|------------|
| PowerFactory | | Date: 18-07-2022 | |
| 2021 SP3 | | | |
| Load Flow Calculation | | Grid Summary | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | No | Automatic Model Adaptation for Convergence | No |
| Automatic tap adjustment of transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error | 1.00 kVA |
| Consider reactive power limits | No | Bus Equations (HV) | 0.10 % |
| | | Model Equations | |
| Grid: PFV DAS | System Stage: PFV DAS | Study Case: Study Case | Annex: / 1 |
| Grid: PFV DAS Summary | | | |
| No. of Substations | 0 | No. of Busbars | 94 |
| No. of 2-w Trfs. | 48 | No. of 3-w Trfs. | 1 |
| No. of Loads | 2 | No. of Shunts/Filters | 2 |
| No. of Terminals | 5 | No. of syn. Machines | 0 |
| No. of asyn. Machines | 0 | No. of SVS | 0 |
| Generation | = 147.88 MW | 0.00 Mvar | 147.88 MVA |
| External Infeed | = -146.46 MW | 12.05 Mvar | 146.95 MVA |
| Inter Grid Flow | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | |
| Load P(U) | = 0.01 MW | 0.00 Mvar | 0.01 MVA |
| Load P(Un) | = 0.01 MW | 0.00 Mvar | 0.01 MVA |
| Load P(Un-U) | = 0.00 MW | -0.00 Mvar | |
| Motor Load | = 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA |
| Grid Losses | = 1.41 MW | 12.05 Mvar | |
| Line Charging | = | -5.38 Mvar | |
| Compensation ind. | = | 0.00 Mvar | |
| Compensation cap. | = | 0.00 Mvar | |
| Installed Capacity | = 211.60 MW | | |
| Spinning Reserve | = 0.00 MW | | |
| Total Power Factor: | | | |
| Generation | = 1.00 [-] | | |
| Load/Motor | = 1.00 / 0.00 [-] | | |

Figura 4.7: Resumen de resultados en simulación BD Power Factory DigSilent.

De acuerdo con lo indicado en [11], la Potencia Máxima Activa Bruta ($P_{max\ bruta}$) de la central queda definido por:

$$P_{Maxbruta} = P_1 + P_{trafo} + SS.AA. + P_{colector}$$

$$P_{Maxbruta} = 146,459 + 0,405 + 0,01065 + 1,005$$

$$P_{Maxbruta} = 147,880\text{MW}$$

En la Tabla 4.2 se entregan los valores de potencia activa obtenidos durante la prueba de potencia máxima.

| Punto de medición | Valor |
|---|------------|
| Potencia activa en el paño 52J1 de la SE Inca de Oro (P1) | 146,459 MW |
| Pérdidas del transformador de poder (P_{trafo}) | 0,405 MW |
| Pérdidas sistema colector ($P_{colector}$) | 1,005 MW |
| Servicios auxiliares SE Inca de Oro (SS.AA.) | 0,01065 MW |
| Potencia activa bruta ($P_{Maxbruta}$) | 147,880 MW |

Tabla 4.2: Resumen de potencias activa en el PFV Diego de Almagro Sur.

4.2 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA EN CONDICIÓN DE OPERACIÓN NOMINAL

Considerando que en la fecha en que se desarrollan las pruebas no se alcanza la irradiancia máxima posible en la zona de emplazamiento del parque, se debe determinar la potencia máxima bruta del PFV Diego de Almagro Sur para condiciones nominales de irradiancia y temperatura del panel, esto es, condiciones de irradiancia y temperatura estandarizadas o STC (*Standard Test Conditions*). Los valores estándar de operación según el ANEXO IV corresponden a 1000 W/m^2 y 25°C .

En el documento adjunto “ANEXO 5 Registro Irradiancia histórico PFV DAS.xlsx” se entrega la data histórica de irradiancia desde el año 1999 hasta el 2022, y cómo es posible visualizar en la Figura 4.8, la irradiancia registrada supera ampliamente a la irradiancia estándar de 1000 W/m^2 .

La corrección por irradiancia de la potencia máxima bruta medida se realiza bajo el supuesto que la potencia activa generada por los inversores tiene una dependencia lineal con la magnitud de la irradiancia, tal como se verifica en la Figura 4.9. La potencia máxima bruta corregida por la irradiancia se calcula de la siguiente forma:

$$P_{maxbruta-Corr.I} = P_{maxbruta-med} * \frac{Irradiancia_{STC}}{Irradiancia_{med}}$$

$$P_{maxbruta-Corr.I} = 147,88 * \frac{1000 \frac{W}{m^2}}{713 \frac{W}{m^2}} = 207,405\text{ MW}$$

Para realizar la corrección por temperatura, se necesita la temperatura de panel (T_p), la cual se registra mediante el equipo meteorológico del parque y se presentó en la Tabla 4.1. Esta temperatura del panel depende de la irradiancia y las características constructivas del mismo panel solar, donde su cálculo se puede obtener por la siguiente expresión [12]:

$$T_p = T_{\text{ambiente}} + (\text{NOCT} - 20 \text{ }^\circ\text{C}) * \frac{\text{Irradiancia}_{\text{med}}}{\text{Irradiancia}_{\text{NOCT}}}$$

Los parámetros nominales específicos de los paneles solares son los siguientes (ANEXO IV):

NOCT: 41 °C

C_{temp} : -0,35 %/°C

$\text{Irradiancia}_{\text{NOCT}}$: 800 W/m²

Luego, la expresión de corrección por temperatura de la potencia activa según [12], depende del coeficiente de temperatura de potencia máxima C_{temp} , la temperatura del panel medida y la temperatura en condición estándar. La obtención de la potencia activa bruta se muestra a continuación:

$$P_{\text{maxbruta-Corr.}} = \frac{P_{1-\text{Corr.1}}}{1 + C_{\text{temp}} * \Delta T} = \frac{207,405}{1 - 0,0035 * (36,061 - 25)} = 215,758 \text{ [MW]}$$

$$P_{\text{maxbruta-Corr.}} = 215,758 \text{ [MW]}$$

Resulta importante indicar que, el valor de potencia máxima bruta alcanzable por el PFV queda limitado por la potencia nominal de los inversores, la cual corresponde a 211,6 MW (46 inversores de 4,6MW). Esto considerando la información suministrada por el fabricante de los inversores, que se muestra en la Figura 3.17, observándose que cuando existe exceso de recurso solar, un porcentaje de la potencia se destina a alimentar los servicios auxiliares de cada inversor, mientras que no se puede generar más potencia que el valor nominal de los inversores fotovoltaicos, o sea 4,6 MW cada uno. En el ANEXO V se corrobora la potencia máxima de la planta fotovoltaica según las mediciones realizadas en el parque y utilizando un modelo en el software PVsyst 7.2, el cual considera en forma detallada el comportamiento de los módulos fotovoltaicos e inversores y diferentes fuentes de datos de irradiancia. En definitiva, la potencia máxima bruta del PFV Diego de Almagro Sur bajo condición de operación STC es $P_{\text{maxbruta-STC}} = 211,6 \text{ [MW]}$

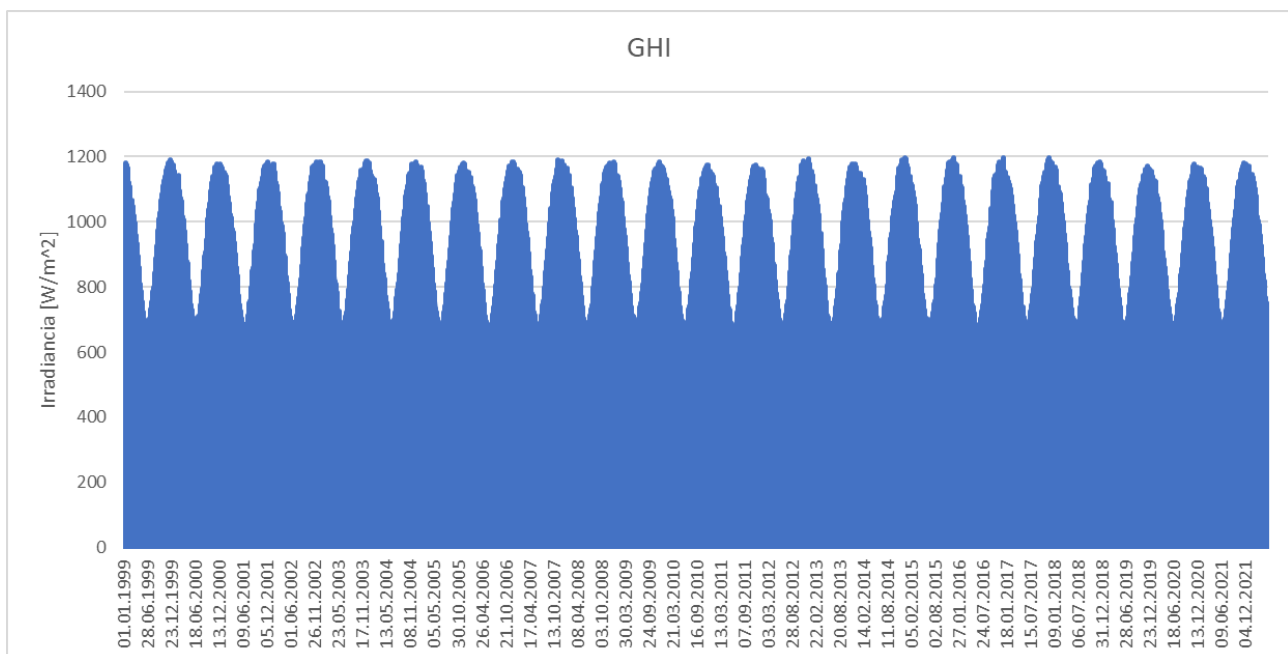


Figura 4.8: Registro de irradiancia PFV Diego de Almagro Sur - Solargis_TS60.

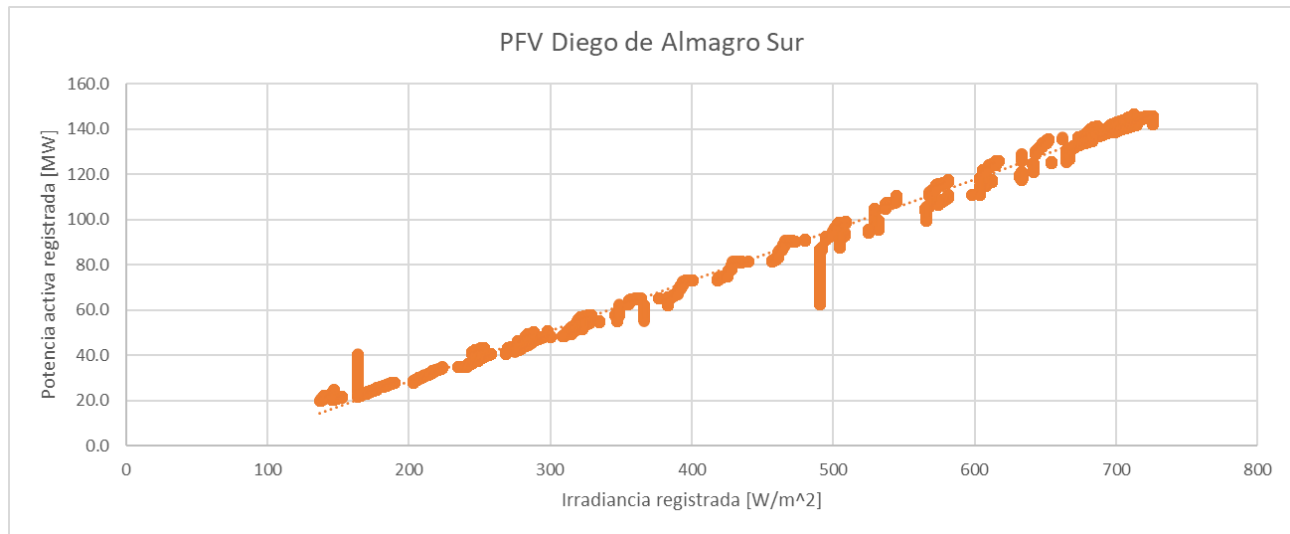


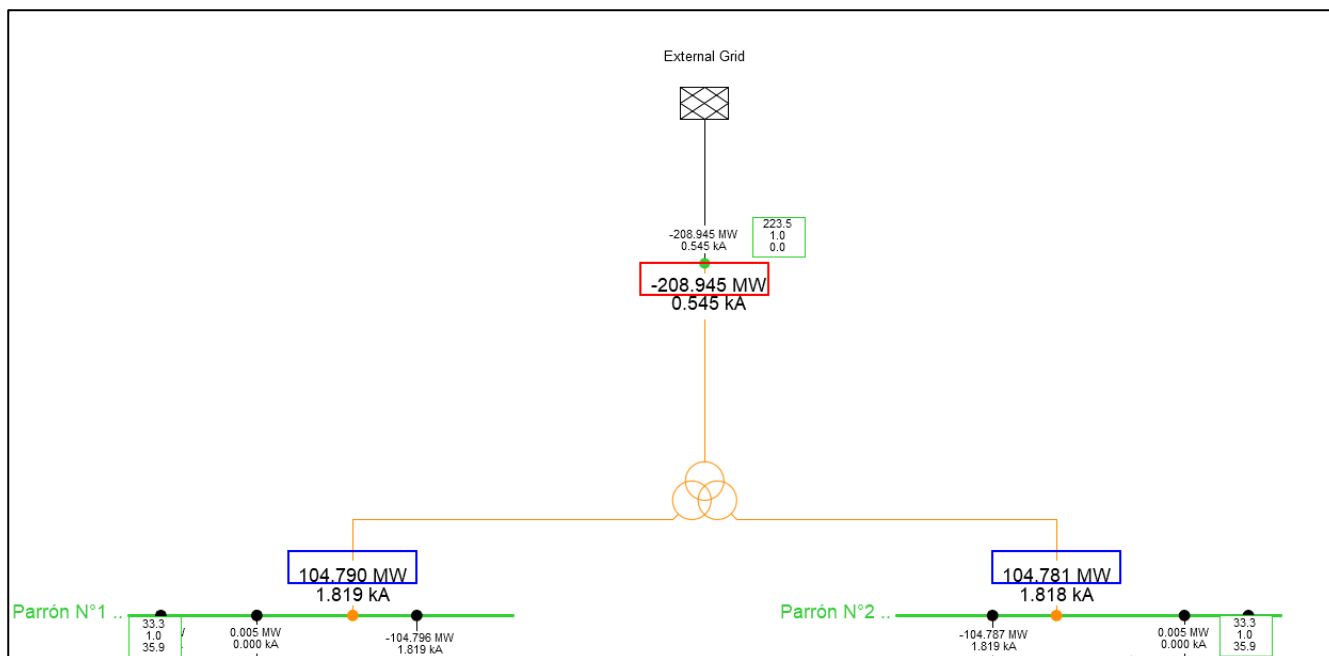
Figura 4.9: Irradiancia versus potencia activa registrada en PFV Diego de Almagro Sur.

La potencia máxima neta corregida (P_{1-STC}) se determina a partir de la potencia máxima bruta STC ($P_{maxbruta-STC}$), basta restar a esta última los consumos asociados al sistema colector del PFV, los consumos auxiliares de la SE Inca de Oro y las pérdidas del transformador de poder. A continuación, se presenta la relación entre las potencias descritas:

$$P_{maxbruta-STC} = P_{1-STC} + P_{colector} + SS.AA. + P_{trafo}$$

Las pérdidas del sistema colector y del transformador de poder para este punto de operación se determinan mediante simulaciones en la base de datos adjunta en el archivo "ANEXO 4 BD Pmax-PFV Diego de Almagro Sur.pfd". En la simulación se inyecta la potencia nominal de 4,6MW en cada uno de los 46 inversores, así en la Figura 4.10 se presenta la potencia inyectada en el punto de conexión, valor remarcado con el cuadro de color rojo, mientras en los cuadros de color azul se indica la potencia inyectada en las barras de 33 kV de la SE Elevadora Inca de Oro. Con dichos valores remarcados se obtiene que las pérdidas del transformador de poder son 0,626 MW.

Las pérdidas del sistema colector resultan de restar las pérdidas del transformador de poder a las "Grid Losses" (Figura 4.11), lo que resulta en 2,014 MW.


Figura 4.10: Simulación de condición potencia máxima condición de operación STC.

| | | | | | |
|---|----|--|---------------------------------|------------------------|----------|
| | | DigSILENT | | Project: | |
| | | PowerFactory | | ----- | |
| | | 2021 SP3 | | Date: 18-07-2022 | |
| Load Flow Calculation | | | | Grid Summary | |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence | | Automatic Model Adaptation for Convergence | | No | |
| Automatic tap adjustment of transformers | | No | Max. Acceptable Load Flow Error | | |
| Consider reactive power limits | | No | Bus Equations (HV) | | 1.00 kVA |
| | | | Model Equations | | 0.10 % |
| Grid: PFV DAS | | System Stage: PFV DAS | | Study Case: Study Case | |
| | | | | Annex: / 1 | |
| Grid: PFV DAS | | Summary | | | |
| No. of Substations | 0 | No. of Busbars | 94 | No. of Terminals | 5 |
| No. of 2-w Trfs. | 48 | No. of 3-w Trfs. | 1 | No. of syn. Machines | 0 |
| No. of Loads | 2 | No. of Shunts/Filters | 2 | No. of SVS | 0 |
| Generation | = | 211.60 MW | -0.00 Mvar | 211.60 MVA | |
| External Infeed | = | -208.95 MW | 30.32 Mvar | 211.13 MVA | |
| Inter Grid Flow | = | 0.00 MW | 0.00 Mvar | | |
| Load P(U) | = | 0.01 MW | 0.00 Mvar | 0.01 MVA | |
| Load P(Un) | = | 0.01 MW | 0.00 Mvar | 0.01 MVA | |
| Load P(Un-U) | = | 0.00 MW | -0.00 Mvar | | |
| Motor Load | = | 0.00 MW | 0.00 Mvar | 0.00 MVA | |
| Grid Losses | = | 2.64 MW | 30.32 Mvar | | |
| Line Charging | = | | -5.33 Mvar | | |
| Compensation ind. | = | | 0.00 Mvar | | |
| Compensation cap. | = | | 0.00 Mvar | | |
| Installed Capacity | = | 211.60 MW | | | |
| Spinning Reserve | = | 0.00 MW | | | |
| Total Power Factor: | | | | | |
| Generation | = | 1.00 [-] | | | |
| Load/Motor | = | 1.00 / 0.00 [-] | | | |

Figura 4.11: Resumen de resultados en simulación BD Power Factory DigSilent condición de operación STC.

Por ende, la potencia máxima neta corregida resulta ser:

$$P_{1-STC} = P_{maxbruta-STC} - P_{colector} - SS. AA. - P_{trafo}$$

$$P_{1-STC} = 211,6 - 2,014 - 0,01065 - 0,626 = 208,949 \text{ MW}$$

$$P_{1-STC} = \mathbf{208,949 \text{ MW}}$$

De los registros obtenidos y cálculos desarrollados, se elabora la Tabla 4.3 con el resumen de las diferentes potencias de interés:

| Elemento | Potencia [MW] |
|---------------------------------------|---------------|
| Potencia activa Neta | 208,949 |
| Potencia activa Bruta | 211,6 |
| Pérdidas en el Transformador de poder | 0,626 |
| Pérdida sistema colector | 2,014 |
| Pérdidas Servicios Auxiliares* | 0,01065 |

Tabla 4.3: Resumen de potencias calculadas y registradas asociadas al PFV Diego de Almagro Sur.

*De acuerdo con las especificaciones del fabricante en ANEXO III, los inversores a plena producción obtienen la energía del sistema DC para los servicios auxiliares.

Se observa que la potencia activa neta en el punto de conexión del parque para condiciones estandarizadas es mayor a la potencia máxima en el punto de conexión (205 MW), declarados por Colbún en el documento [13].

5 CONCLUSIONES

En base a las mediciones en el paño 52J1 y los servicios auxiliares de la SE Inca de Oro realizadas el 7 de junio de 2022 y los registros SCADA recabados para el mismo día, resulta posible determinar que la potencia máxima neta del PFV Diego de Almagro Sur para condición de operación STC es de 208,949 MW.

Por otra parte, se ha determinado que: las pérdidas del transformador durante la potencia máxima son de 0,626MW, los consumos auxiliares de la SE Inca de Oro son de 10,65 kW, las pérdidas del sistema colector son de 2,014 MW y la potencia máxima bruta es de 211,6 MW.


Resulta importante indicar que, el valor de potencia máxima bruta alcanzable por el PFV queda limitado por la potencia nominal de los inversores, la cual corresponde a 211,6 MW (46 inversores de 4,6MW). Esto considerando la información suministrada por el fabricante de los inversores, mediciones realizadas en el parque fotovoltaico y distintos métodos de corrección que solicitó el CEN en su carta de observaciones.

6 REFERENCIAS

- [1]. Guía Técnica Homologación de Modelos Dinámicos centrales ERNC.pdf en su versión 3, CEN.
- [2]. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, CNE, septiembre 2020.
- [3]. Manual instrumento de medida “PureBB-3phases-SMX-0621-0100-V2-26122017(1).pdf”, ELSPEC.
- [4]. Manual instrumento de medida “SMX-0618-0100-Portable-BLACKBOX-User-Installation-Manual-V1.3-b.pdf”, ELSPEC.
- [5]. Información técnica Proyecto Diego de Almagro Sur “MVPS 4600-S2 Documentation”, SMA, 2020.
- [6]. Technical Information Document – Sunny Central UP (-US), SMA Solar Technology, march 2020.
- [7]. Información técnica transformador de poder ABB: “Anexo 2 - Placa transformador de Poder 3D.pdf” y “Anexo 3 - Ensayos del Transformador (FAT).pdf”.
- [8]. Estudio ECAP – PFV Diego de Almagro Sur: “PVDA-S42-5-e1-IN-20-4.pdf”, Colbún.
- [9]. Estudio Estabilidad Transitoria – PFV Diego de Almagro Sur: “PVDA-S42-5-e1-IN-18-2.pdf”, Colbún.
- [10]. Technical Information - SMA GRID GUARD 10.0 - Grid Management Services via Inverter and System Controller.
- [11]. Puesta en Servicio de Unidades Generadoras – Aplicación de Anexos Técnicos.
- [12]. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Antonio Luque & Steven Hegedus, University of Delaware, USA.
- [13]. Análisis del cumplimiento de la carta de operación (Art 3.9 NTSyCS), Colbún, marzo 2021.
- [14]. Información técnica transformador de poder ABB: “Anexo 2 - Placa transformador de Poder 3D.pdf” y “Anexo 3 - Ensayos del Transformador (FAT).pdf”.
- [15]. Informe validación modelo dinámico PFV DAS: “NUP 1265-Informe VMD PFV Diego de Almagro Sur REV_1.pdf”


ANEXOS

ANEXO I DATASHEET Y PRUEBAS FÁBRICA TRANSFORMADOR DE BLOQUE BT/MT [5]



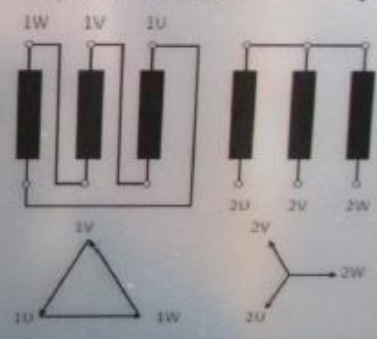
SBG
Your dedicated partner
of the SGB-SMIT Group

Sächsisch-Bayerische Starkstrom-Gerätebau GmbH
Ohmstraße 1
D-08496 Neumark/Sachsen
Made in Germany



No. de Serie: 2788618 **Modelo:** DNT 4140 H/30 **Año de Fabricación:** 11.2020

Especificación: D_00150054_01 **Libro de Instrucción:** B2 **Versión de Fabricación:** Q1

| | | |
|---|-----------------------------------|--|
| Clase: KNAN | Líquido Aislante: MIDEL EN | Modo de Operación: Step-up |
| Aumento Temp. Ac./Dev.: 80 / 95°C | Frecuencia: 50 Hz | |
| Potencia Nom. @25°C: 4600 kVA | @40°C: 4140 kVA | Grupo de Conexión: Dy11 |
| Alta Tensión: 33000 V | Baja Tensión: 690 V |  |
| AC/BIL (HV): 70 / 170 kV | AC/BIL (LV): 10 / 30 kV | |
| Mat. de Devanado (HV): Al | Mat. de Devanado (LV): Al | |
| Perdidas en Vacío: 37091 W (@115°C) | Perdidas con Carga: 3056 W | |
| Corriente de cortocircuito permanente: 1,034 kA | 6,5 % Tens. de cortocir. #140 kVA | |

| Pos. del desviador: | 1/A | 2/B | 3/C | 4/D | 5/E |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Voltaje Nominal: | 34650 | 33825 | 33000 | 32175 | 31350 |
| Corriente Nominal: | 68,98 | 70,66 | 72,45 | 74,29 | 76,24 |

| | | | | | |
|------------------------|------------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------|
| Núcleo y Bobinas: | 3969 kg | Presión min. de operación: | -4,5 kPa max; 3,2 kPa | Perfil de Carga: | 24h |
| Tanque: | 2106 kg | Presión de Alarma del Aceite: | 20 kPa | Pantal. entre devan.: | no |
| Masa total: | 8520 kg | Nivel de PCB (equipo nuevo): | 0 ppm | Temp. Ambiente: | -25 - +40°C |
| Vol. + Masa de Aceite: | 2045 l / 1880 kg | Temp. de Alarma del Aceite: | 122 °C | | |

| | | |
|------------------------------|-----------------------|--------------------|
| CERTIFICADO DE ENSAYO | | No.d.fáb : 2788618 |
| Tipo : DNT 4140 H/30 | Año de constr. : 2020 | |
| Prescri. : DIN EN 60076-1 | | |

Modelo

 Transformador en aceite
 Protección anticorrosiva: pintura C3

Max 4600kVA @ 25 °C temperature ambiente

| | | | | | |
|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------|-------------|-------------------------------------|
| Potencia: 4140.0kVA | Frec.: 50,00Hz | Tens. d.c.-ci: 6.5% | Cl.: LT | M.d.op.: DB | Um(kV) : 36.0/3.6 |
| Ten. nom. [V]: 33000/690 | Gr.de di. : Dy11 | | | | Croq. acot. : AK4183 |
| Corr. nom. [A]: 72,4/3484 | Clase de prot. : IP54 | | | | Valores de med. |
| Derivaciones : ±2x2,5% | Clase de cúsl. : A | | | | Po [W] : 3056 |
| | T.de refrig. : KNAN | | | | Pk [W] : 37091 |
| | Refriger. : Midel eN 1204 | | | | PEI [%] : 99.486 / kPEI [%] : 0.287 |
| | Peso medio : 1.880t | | | | ukn [%] : 6.5 |
| | Peso total : 8.520t | | | | Lpa[dB(A)] : |
| | | | | | Lwa [dB] : |

Medición en vacío con conex. lado t.i. 690 V y 50.00 Hz

| Fase | Leer | C | Volt. | Leer | C | Amp. | A.va.medio | Leer | Σ | C | vatio |
|-------|------|---|--------|------|---|------|------------|------|---|---|-------|
| 2U-2V | | | 687.74 | | | 4.59 | | | | | |
| 2V-2W | | | 690.82 | | | 3.44 | 4.30 | | | | |
| 2W-2U | | | 691.25 | | | 4.86 | Io 0.124% | | | | 3056 |

Medic. en cortocir. con conex. lado t.s. 33000 V y 50.00 Hz

| Fase | Leer | C | Volt. | Leer | C | Amp. | A.va.medio | Leer | Σ | C | vatio |
|-------|------|---|---------|------|---|-------|------------|------|---|---|-------|
| 1U-1V | | | 1090.79 | | | 36.92 | | | | | 7991 |
| 1V-1W | | | 1092.47 | | | 37.27 | 37.31 | | | | 34.0 |
| 1W-1U | | | 1122.91 | | | 37.75 | | | | | 7957 |

| Fase | Leer | C | Volt. | Leer | C | Amp. | A.va.medio | Leer | Σ | C | vatio |
|------|------|---|-------|------|---|------|------------|------|---|---|-------|
| | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|--|--------------------|-------|-------|------|------|-------|----|------|--------------------|------|-------|------|------|
| Pk en | Conexi./Cortocir. 33000 V/690 V con 115 °C | | | | | | Pk en | | | | | | | |
| con 23.5 °C | Pz W | I ² R W | Pk W | ukn % | ur % | ux % | con | °C | Pz W | I ² R W | Pk W | ukn % | ur % | ux % |
| 29957 | 4378 | 32713 | 37091 | 6.51 | 0.90 | 6.45 | | | | | | | | |

Medic. de la resistencia con 23.5 °C (Valores de medic.[Ohm])

| Esc.de ten.V | 1U-1V | 1V-1W | 1W-1U | 2U-2V | 2V-2W | 2W-2U | Esc.de ten.V |
|--------------|-------|-------|-------|-----------|-----------|-----------|--------------|
| 33000.0 | 1.617 | 1.621 | 1.616 | 0.0006221 | 0.0006274 | 0.0006348 | 690.0 |

Medición de la relación de transformación (Error [%])

| Conexión V | 34650 | 33825 | 33000 | 32175 | 31350 | | | | | |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|--|--|--|--|--|
| Transf. nom. | 50.22 | 49.02 | 47.83 | 46.63 | 45.43 | | | | | |
| 1U-1V/2U-2V | 0.06 | 0.06 | 0.06 | 0.07 | 0.07 | | | | | |
| 1V-1W/2V-2W | 0.02 | 0.03 | 0.03 | 0.04 | 0.04 | | | | | |
| 1W-1U/2W-2U | 0.02 | 0.02 | 0.03 | 0.03 | 0.04 | | | | | |

Ensayos de aislamiento

| En. del arrollam. | kV | Hz | min | En. entre espir. | kV | Hz | sec |
|-------------------|------|------|-----|------------------|-------|-----|------|
| t.s./t.i. Núcleo | 70.0 | 50.0 | 1 | t.i.-Lado | 1.380 | 125 | 48.0 |
| t.i./Núcl. | 10.0 | 50.0 | 1 | | | | |

Ensayos adicionales
NOTAS

| | | | |
|---------------------------|-------------------------------|-----------------|--|
| 0020207083 | SPAN 40°C [35 °C] | | |
| Fecha de expd. 05.11.2020 | Fecha de la prueba 05.11.2020 | verificado Gohr | SÄCHSISCH-BAYERISCHE STARKSTROM-GERÄTEBAU Ohmstr. 01, 08492 Neumark/Sachsen |

ANEXO II PLACA DE DATOS Y ENSAYOS DE FÁBRICA TRANSFORMADOR DE PODER

| | | | |
|----------------------------|--|---------------------------|-----------------|
| NÚMERO DE SERIE | | 2XBR62264 | |
| AÑO DE FABRICACIÓN | | 2021 | NORMA IEC 60076 |
| MODELO TT54/TRIFÁSICO/50Hz | | TRANSFORMADOR DE POTENCIA | |

| REFERENCIA ABB E-2053191.264 DISEÑO NÚMERO 12X0450013-C2479 MANUAL DE MANTENIMIENTO 12X0450022-C2479 | ELEVACION DE TEMPERATURA ACEITE 60°C BOBINAS 60°C PUNTO MÁS CALIENTE 80°C | NIVELES DE AISLAMIENTO DE LAS BOBINAS <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>TERMINALES</th> <th>H1-H2-H3</th> <th>HD</th> <th>X1-X2-X3</th> <th>Y1-Y2-Y3</th> </tr> <tr> <td>IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV PICO)</td> <td>950</td> <td>170</td> <td>170</td> <td>170</td> </tr> <tr> <td>IMPULSO DE MANIOBRA (kV PICO)</td> <td>750</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>TENSIÓN INQUEDA, FASE A TIERRA, NIVEL ELEVADO / 60 MIN. (kV RMS)</td> <td>244.5/212.2</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>TENSIÓN APLICADA, DURANTE 1 MINUTO A 50Hz (kV RMS)</td> <td>70</td> <td>70</td> <td>70</td> <td>70</td> </tr> </table> | TERMINALES | H1-H2-H3 | HD | X1-X2-X3 | Y1-Y2-Y3 | IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV PICO) | 950 | 170 | 170 | 170 | IMPULSO DE MANIOBRA (kV PICO) | 750 | - | - | - | TENSIÓN INQUEDA, FASE A TIERRA, NIVEL ELEVADO / 60 MIN. (kV RMS) | 244.5/212.2 | - | - | - | TENSIÓN APLICADA, DURANTE 1 MINUTO A 50Hz (kV RMS) | 70 | 70 | 70 | 70 | | |
|--|---|---|----------------------------|----------------|--------|-----------------|----------|-------------------------------|-----------------|----------|-----|-----------------|-------------------------------|---|------------|----------|-----|--|-------------|-------------------------------|------|-----|--|-----|---------------------------|-----|----|----|----|
| TERMINALES | H1-H2-H3 | HD | X1-X2-X3 | Y1-Y2-Y3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV PICO) | 950 | 170 | 170 | 170 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IMPULSO DE MANIOBRA (kV PICO) | 750 | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TENSIÓN INQUEDA, FASE A TIERRA, NIVEL ELEVADO / 60 MIN. (kV RMS) | 244.5/212.2 | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TENSIÓN APLICADA, DURANTE 1 MINUTO A 50Hz (kV RMS) | 70 | 70 | 70 | 70 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| MASAS APROXIMADAS PARTE ACTIVA 110000 kg TANQUE Y ACCESORIOS 49000 kg ACEITE 54500 kg TOTAL 213500 kg PIEZA MÁS PESADA PARA EL TRANSPORTE 24500 kg | IMPEDANCIAS A 75°C <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>BASE (MVA)</th> <th>RELACION DE TENSIONES (kV)</th> <th>IMPEDANCIA (%)</th> </tr> <tr> <td>125</td> <td>220/33 (HV-LV1)</td> <td>11,82</td> </tr> <tr> <td>125</td> <td>220/33 (HV-LV2)</td> <td>11,95</td> </tr> <tr> <td>125</td> <td>33/33 (LV1-LV2)</td> <td>22,34</td> </tr> </table> | BASE (MVA) | RELACION DE TENSIONES (kV) | IMPEDANCIA (%) | 125 | 220/33 (HV-LV1) | 11,82 | 125 | 220/33 (HV-LV2) | 11,95 | 125 | 33/33 (LV1-LV2) | 22,34 | NIVELES DE AISLAMIENTO DE LOS BUJES <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>TERMINALES</th> <th>H1-H2-H3</th> <th>HD</th> <th>X1-X2-X3</th> <th>Y1-Y2-Y3</th> </tr> <tr> <td>IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV PICO)</td> <td>1175</td> <td>170</td> <td>170</td> <td>170</td> </tr> <tr> <td>TENSIÓN APLICADA (kV RMS)</td> <td>540</td> <td>70</td> <td>70</td> <td>70</td> </tr> </table> | TERMINALES | H1-H2-H3 | HD | X1-X2-X3 | Y1-Y2-Y3 | IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV PICO) | 1175 | 170 | 170 | 170 | TENSIÓN APLICADA (kV RMS) | 540 | 70 | 70 | 70 |
| BASE (MVA) | RELACION DE TENSIONES (kV) | IMPEDANCIA (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 125 | 220/33 (HV-LV1) | 11,82 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 125 | 220/33 (HV-LV2) | 11,95 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 125 | 33/33 (LV1-LV2) | 22,34 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TERMINALES | H1-H2-H3 | HD | X1-X2-X3 | Y1-Y2-Y3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV PICO) | 1175 | 170 | 170 | 170 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TENSIÓN APLICADA (kV RMS) | 540 | 70 | 70 | 70 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ALTURA PARA IZAR LA PARTE ACTIVA 12800 mm RESISTENCIA MECÁNICA TANQUE Y TAPA FLEND VACÍO RADIADORES 50kPa - PRESIÓN MANOMÉTRICA CONSERVADOR DE ACEITE | POTENCIA NOMINAL CONTINUA (MVA) SISTEMA DE ENFRIAMIENTO <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>TERMINALES</th> <th>ONAN</th> <th>ONAF 1</th> <th>ONAF 2</th> </tr> <tr> <td>H1 H2 H3 HD</td> <td>150</td> <td>200</td> <td>250</td> </tr> <tr> <td>X1 X2 X3</td> <td>75</td> <td>100</td> <td>125</td> </tr> <tr> <td>Y1 Y2 Y3</td> <td>75</td> <td>100</td> <td>125</td> </tr> </table> | TERMINALES | ONAN | ONAF 1 | ONAF 2 | H1 H2 H3 HD | 150 | 200 | 250 | X1 X2 X3 | 75 | 100 | 125 | Y1 Y2 Y3 | 75 | 100 | 125 | DIAGRAMA VECTORIAL YN11411 | | | | | | | | | | | |
| TERMINALES | ONAN | ONAF 1 | ONAF 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| H1 H2 H3 HD | 150 | 200 | 250 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| X1 X2 X3 | 75 | 100 | 125 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Y1 Y2 Y3 | 75 | 100 | 125 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CAMBADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA MUCO RV 380/800 III | ACEITE NATIVO VOLUMEN : 62644 l | ALTURA DE OPERACIÓN <1250 mm | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| ALTA TENSION | | | | | | |
|--------------|------|--------------------------|------------|-------------------|---------------|-------------|
| TERMINALES | POS. | CAMBADOR DE DERIVACIONES | BAJO CARGA | SELECTOR DE TOMAS | CORRIENTE (A) | |
| | | | | | ONAN | ONAF 1 |
| H1-H2-H3-HD | | | | | | |
| 1 | | | 1-30 | 242000 | 357.8 | 477.1 598.4 |
| 2 | | | 2-30 | 239250 | 362.0 | 482.6 603.3 |
| 3 | | | 3-30 | 236500 | 362.0 | 488.2 610.3 |
| 4 | | | 4-30 | 233750 | 370.5 | 484.0 617.5 |
| 5 | | | 5-30 | 231000 | 374.9 | 499.9 624.8 |
| 6 | | | 6-30 | 228250 | 379.4 | 505.9 632.4 |
| 7 | | | 7-30 | 225500 | 384.0 | 512.1 640.1 |
| 8 | | | 8-30 | 222750 | 388.8 | 518.4 648.0 |
| 9A | | | 9-30 | | | |
| 9B | | | 10-30 | 220000 | 393.6 | 524.9 656.1 |
| 10 | | | 1-30 | 217250 | 398.6 | 531.5 664.4 |
| 11 | | | 2-30 | 214500 | 403.7 | 538.3 672.9 |
| 12 | | | 3-30 | 211750 | 409.0 | 545.3 681.6 |
| 13 | | | 4-30 | 209000 | 414.4 | 552.5 690.6 |
| 14 | | | 5-30 | 206250 | 419.9 | 559.9 699.8 |
| 15 | | | 6-30 | 203500 | 425.6 | 567.4 709.3 |
| 16 | | | 7-30 | 200750 | 431.4 | 575.2 719.0 |
| 17 | | | 8-30 | 198000 | 437.4 | 583.2 729.0 |

| BAJA TENSION 1 | | | |
|----------------|-------------|---------------|--------|
| TERMINALES | TENSION (V) | CORRIENTE (A) | |
| X1-X2-X3 | 33000 | ONAN | ONAF 1 |
| | | 1312.1 | 1749.5 |

| BAJA TENSION 2 | | | |
|----------------|-------------|---------------|--------|
| TERMINALES | TENSION (V) | CORRIENTE (A) | |
| Y1-Y2-Y3 | 33000 | ONAN | ONAF 1 |
| | | 1312.1 | 1749.5 |

| TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BUJE | | | | | |
|--|------------|-----------|-----------|-----------------------------------|--|
| TC | TERMINALES | RELACION | CLASE | APLICACION | |
| TCH1A/B | 151-152 | 251-252 | 500-1A | MEDICION | |
| | 151-153 | 251-253 | 1000-1A | MEDICION | |
| TCH2A/B | 351-352 | 500-1A | 5P20-15VA | PROTECCION | |
| | 351-353 | 1000-1A | 5P20-15VA | PROTECCION | |
| TCH3A/B | 151-152 | 251-252 | 500-1A | MEDICION | |
| | 151-153 | 251-253 | 1000-1A | MEDICION | |
| TCY1A/B | 351-352 | 1250-1A | 5P20-15VA | PROTECCION | |
| | 351-353 | 2500-1A | 5P20-15VA | PROTECCION | |
| TCY2A/B | 451-452 | 3385-2.5A | 3C25 | IMAGEN TERMICA | |
| | 451-452 | 3385-2.5A | 3C25 | IMAGEN TERMICA | |
| TCY3A/B | 730-2.5A | 730-2.5A | 3C25 | COMPENSACION DE CAIDA EN LA LINEA | |
| | 730-2.5A | 730-2.5A | 3C25 | COMPENSACION DE CAIDA EN LA LINEA | |

ABB Ltda
 AV. MONTEIRO LOBATO, 3411
 CNPJ 61074829/0011-03
 GUARULHOS - SAO PAULO - BRASIL

| ABB | PROTOCOLO DE ENSAYOS | | | | N° de Protocolo: 1ZBR 21 - 0338 | | |
|---|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------------|------------------------------------|----------------------------|--------------------|
| | Resumen | | | | Pág 3 de 127 | | |
| N° de Serie: 2XBR62264 | | | | | | | |
| Pérdidas e Intensidad de Vacío | | | | | | | |
| Tensión (% de la Nominal) | Posición | Potencia Base (MVA) | Pérdidas en Vacío (kW) | | Intensidad de Vacío | | |
| | | | Medidas | Garantizadas | Medida | Garantizada | |
| 110 | - / 17 / - | 250 | 151,0 | | 0,2326 % | 1,000 % | |
| 100 | - / 17 / - | 250 | 96,38 | 131,0 | 0,04832 % | 0,07000 % | |
| 90 | - / 17 / - | 250 | 72,66 | | 0,03419 % | | |
| Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito | | | | | | | |
| Terminales | Tensiones (kV) | Posiciones | Potencia Base (MVA) | Pérdidas a Temp. Ref. | | Impedancia a Temp. Ref. | |
| | | | | Medidas (kW) | Garantizadas (kW) | Medida (%) | Garantizada (%) |
| H1-H2-H3-H0 X1-X2-X3 Y1-Y2-Y3 | 220 / 33 / 33 | 9 / - / - | 150 | 271,75 | | 7,57 | |
| H1-H2-H3-H0 X1-X2-X3 Y1-Y2-Y3 | 220 / 33 / 33 | 9 / - / - | 250 | 758,87 | 904,00 | 12,62 | |
| H1-H2-H3-H0 X1-X2-X3 | 242 / 33 | 1 / - | 125 | 358,25 | | 12,09 | 12,60 |
| H1-H2-H3-H0 X1-X2-X3 | 220 / 33 | 9 / - | 125 | 368,86 | | 11,82 | 12,20 |
| H1-H2-H3-H0 X1-X2-X3 | 198 / 33 | 17 / - | 125 | 398,83 | | 11,73 | 12,10 |
| H1-H2-H3-H0 Y1-Y2-Y3 | 242 / 33 | 1 / - | 125 | 364,07 | | 12,23 | 12,60 |
| H1-H2-H3-H0 Y1-Y2-Y3 | 220 / 33 | 9 / - | 125 | 369,56 | | 11,95 | 12,20 |
| H1-H2-H3-H0 Y1-Y2-Y3 | 198 / 33 | 17 / - | 125 | 394,07 | | 11,85 | 12,10 |
| X1-X2-X3 Y1-Y2-Y3 | 33 / 33 | - / - | 125 | 720,58 | | 22,34 | |
| Pérdidas Totales | | | | | | | |
| Terminales | Tensiones (kV) | Posiciones | Potencia Base (MVA) | Pérdidas a Temp. Ref. | | | |
| | | | | Medidas (kW) | Garantizadas (kW) | | |
| H1-H2-H3-H0 X1-X2-X3 Y1-Y2-Y3 | 220 / 33 / 33 | 9 / - / - | 250 | 855,25 | 1072 | | |
| Fecha: | | Ingeniero de Ensayo: | | Departamento de Ensayo: | | | |
| 26-abr-2021 | | Robson Montes | | PGTR | | | |

ANEXO III DATASHEET INVERSOR Y CONSUMOS AUXILIARES

La información técnica de inversores y centros de transformación del tipo MVPS 4600-S2 entregada por el fabricante en el documento [5], se presenta a continuación:

DOCUMENTATION

Project Diego del Almagro



| | |
|------------------------|-------------------------------|
| Order Number | 516-3005766 |
| SAP Number | 676953 |
| Project Name | Diego del Almagro (Chile) - 1 |
| Customer | Colbun |
| Change Proposal Number | 1267 |
| Station Serial Number | CT 422/20 |

| Installed Main Components | | |
|---------------------------|--------|--|
| Number | Name | Component |
| 1 | MVT | 4140 kVA 33/0.69 kV KNAN hermetically sealed liquid immersed transformer (SBG) |
| 2 | INV | Central Inverter SC 4600-UP |
| 3 | BW | Low Voltage Busbar/Busway between inverter and transformer |
| 4 | MVSG | Medium Voltage Ring Main Unit Switchgear SIEMENS 8DJH RRL with Circuit breaker |
| 5 | MVC | 3 x Medium Voltage Cable N2XS(F)2Y 18/30kV 70mm ² between transformer and Medium Voltage Switchgear |
| 6 | STSD | 230V 50 Hz low voltage distribution panel |
| 7 | SCAS-P | Low voltage cable from BW to fuse holder for installation of auxiliary power supply |

| | | | | |
|-----------------------------------|---|-----------|---|---------------------------|
| Power Class | : | | → | MVPS-4200-S2-US-10 |
| Target Country | : | CL | → | Chile |
| Inverter type | : | 0 | → | SC UP |
| Inverter Power | : | 3 | → | 4600 kVA |
| Ambient Temperature | : | 1 | → | -25°C to +55°C |
| Altitude | : | 1 | → | 1001 - 2000 m |
| Environment | : | 0 | → | Standard |
| MV Transformer | : | 1 | → | KNAN |
| Transformer Protection | : | 1 | → | Full Protection |
| Nominal Voltage | : | H | → | 33 kV |
| Nominal Frequency | : | 0 | → | 50 Hz |
| Transformer Vector Group | : | 0 | → | Dy11 |
| Transformer Tap Changer | : | 1 | → | With |
| Transformer Shield Winding | : | 0 | → | Without |
| Transformer Load Profile | : | 6 | → | 24 Hours |
| Transformer Losses | : | 1 | → | Eco Design 1 |
| Oil Containment | : | 1 | → | With |
| MV Switchgear | : | 2 | → | 3F-SD-SD-CB-36 kV |
| Accessories MV Switchgear | : | 1 | → | Auxiliary Contacts |
| LV-Transformer | : | 2 | → | 20 kVA, 400 V |
| Safety Equipment | : | 0 | → | Without |
| Monitoring | : | 1 | → | MVSG |
| Cable Entry Kit | : | 1 | → | With |
| Transport Packaging | : | 1 | → | Sea Freight |
| Country Package | : | 0 | → | Without |
| Language | : | ES | → | Spanish |
| Factory Warranty | : | 0 | → | 1 year |
| Customized Solution | : | 1 | → | Yes |



Figura 6.1: Placa de datos Centro de transformación tipo MVPS-4600 S2- PFV Diego de Almagro Sur.

Respecto al consumo de servicios auxiliares de cada centro de transformación, el fabricante en el documento [6], indica lo siguiente: “El inversor convierte la energía de CC a CA, lo que requiere algo de energía auxiliar para el sistema de control, comunicación y enfriamiento. La cantidad de energía auxiliar depende de la temperatura ambiente y de la potencia de salida producida. La alimentación auxiliar se extrae del lado de CA en los terminales del inversor.

Si la potencia fotovoltaica disponible supera el 100 % de la potencia de CC que puede convertir el inversor según el valor nominal de la placa de datos, el inversor produce algo más de potencia de CA para compensar sus pérdidas internas. De esta forma el consumo auxiliar efectivo del inversor es de 0 kVA en cuanto la potencia DC supera el 100%.”

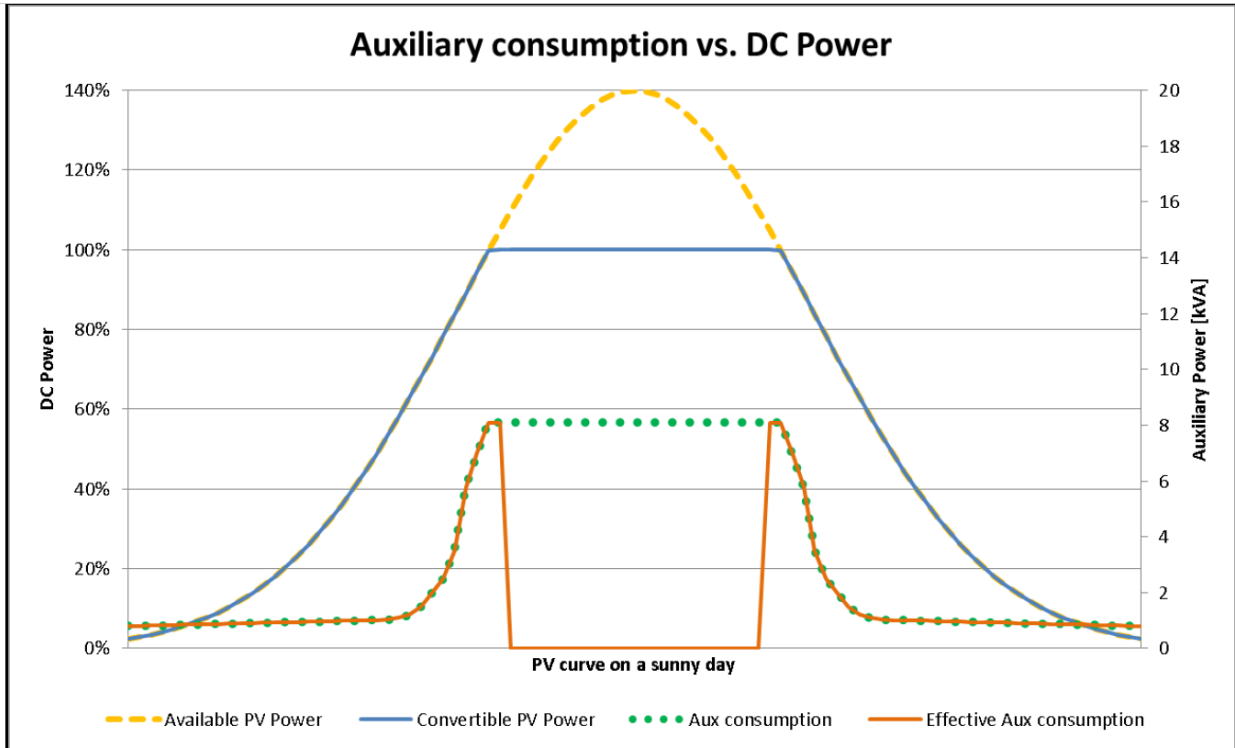


Figura 6.2: Consumo de servicios auxiliares en un día soleado [5].

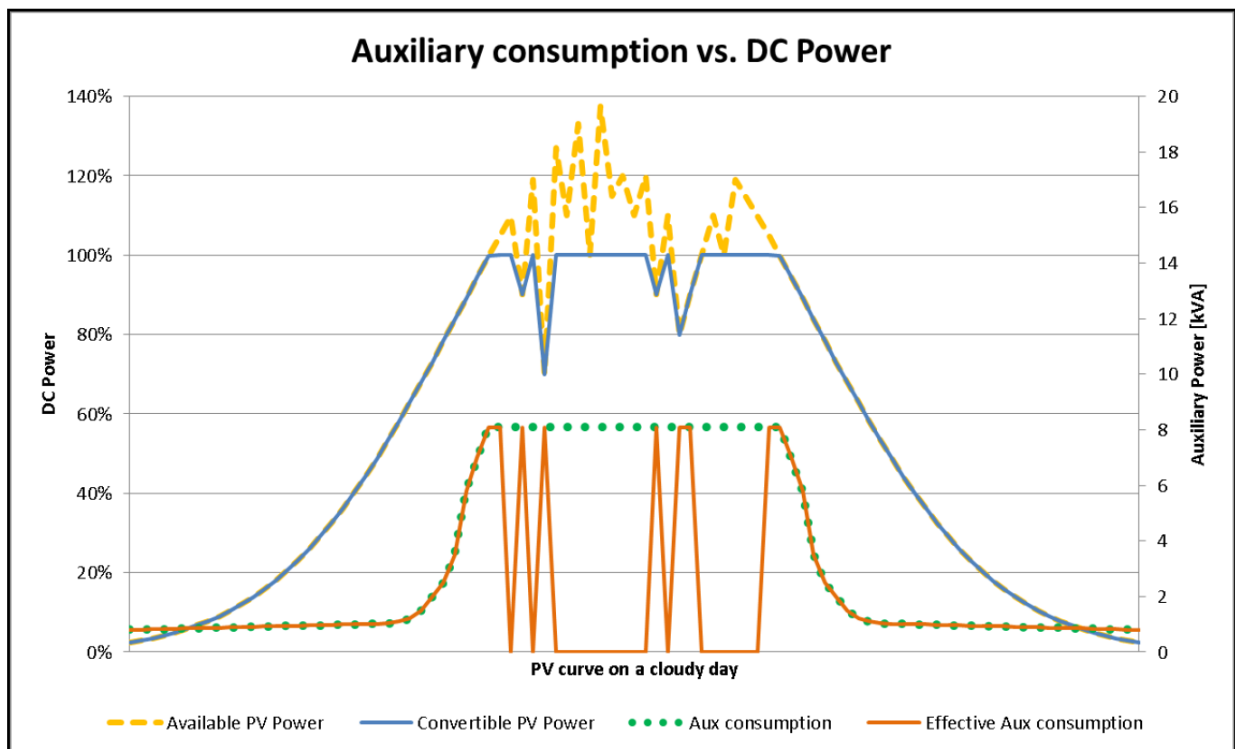
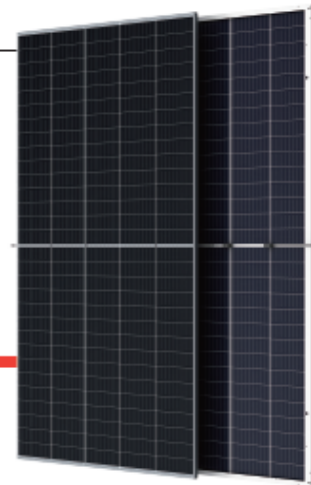


Figura 6.3: Consumo de servicios auxiliares en un día nublado [5].

ANEXO IV DATASHEET DE LOS PANELES SOLARES

Mono Multi Solutions

THE
Vertex
BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.0%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS | POWER RANGE
TSM-DEG18MC.20(II) | 475-505W



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; extended 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.0% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- Certificated to fire class A



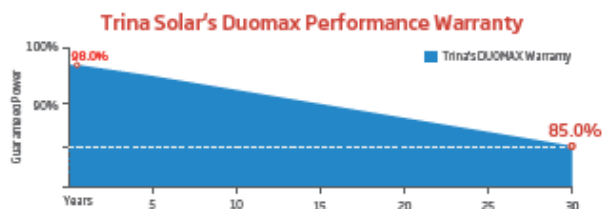
High energy yield

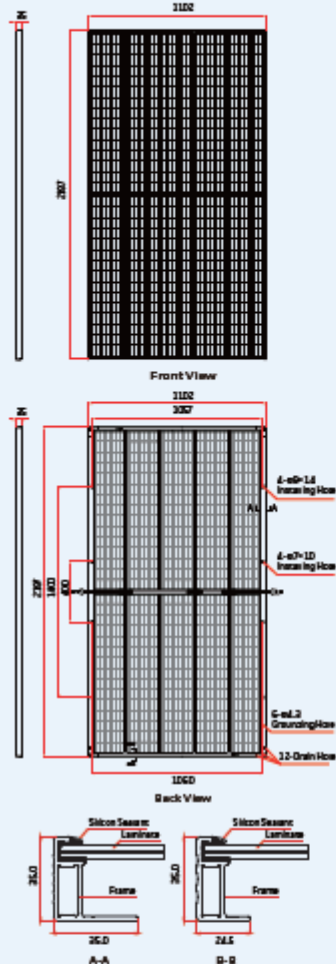
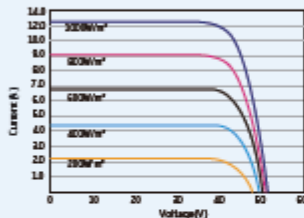
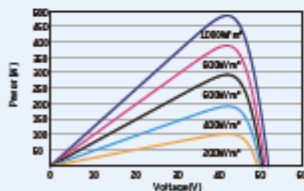
- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.35%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL1703
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse Gas Emissions Verification
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System




BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

I-V CURVES OF PV MODULE(490W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490W)

ELECTRICAL DATA (STC)

| | | | | | | | |
|---|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power Watts-P _{max} (Wp)* | 475 | 480 | 485 | 490 | 495 | 500 | 505 |
| Power Output Tolerance-P _{max} (W) | 0 ~ +5 | | | | | | |
| Maximum Power Voltage-V _{mp} (V) | 41.9 | 42.2 | 42.5 | 42.8 | 43.1 | 43.4 | 43.7 |
| Maximum Power Current-I _{mp} (A) | 11.34 | 11.38 | 11.42 | 11.45 | 11.49 | 11.53 | 11.56 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 50.5 | 50.7 | 50.9 | 51.1 | 51.3 | 51.5 | 51.7 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 11.93 | 11.97 | 12.01 | 12.05 | 12.09 | 12.13 | 12.17 |
| Module Efficiency η _m (%) | 19.7 | 19.9 | 20.1 | 20.3 | 20.5 | 20.7 | 21.0 |

STC: Irradiance 1.000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±2%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

| | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Equivalent power -P _{max} (Wp) | 508 | 514 | 519 | 524 | 530 | 535 | 540 |
| Maximum Power Voltage-V _{mp} (V) | 41.9 | 42.2 | 42.5 | 42.8 | 43.1 | 43.4 | 43.7 |
| Maximum Power Current-I _{mp} (A) | 12.13 | 12.18 | 12.22 | 12.24 | 12.29 | 12.34 | 12.37 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 50.5 | 50.7 | 50.9 | 51.1 | 51.3 | 51.5 | 51.7 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 12.77 | 12.81 | 12.85 | 12.89 | 12.94 | 12.98 | 13.02 |
| Irradiance ratio (rear/front) | 10% | | | | | | |

ELECTRICAL DATA (NMOT)

| | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|
| Maximum Power-P _{max} (Wp) | 360 | 363 | 367 | 371 | 374 | 378 | 382 |
| Maximum Power Voltage-V _{mp} (V) | 39.5 | 39.8 | 40.0 | 40.2 | 40.5 | 40.8 | 41.0 |
| Maximum Power Current-I _{mp} (A) | 9.09 | 9.13 | 9.18 | 9.21 | 9.25 | 9.28 | 9.33 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 47.7 | 47.9 | 48.1 | 48.3 | 48.5 | 48.7 | 48.8 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 9.61 | 9.64 | 9.67 | 9.70 | 9.73 | 9.77 | 9.80 |

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|---|
| Solar Cells | Monocrystalline |
| No. of cells | 150 cells |
| Module Dimensions | 2187 × 1102 × 35 mm (86.10 × 43.39 × 1.38 inches) |
| Weight | 30.1 kg (66.4 lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | POE/EVA |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |
| Frame | 35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2000/2000 mm(78.74/78.74 inches) |
| Connector | MC4 EV02 / TSA* |

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-------------|
| NMOT(Nominal Module Operating Temperature) | 41°C (±3°C) |
| Temperature Coefficient of P _{max} | -0.35%/°C |
| Temperature Coefficient of V _{oc} | -0.25%/°C |
| Temperature Coefficient of I _{sc} | 0.04%/°C |

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|----------------|
| Operational Temperature | -40 ~ +85°C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) |
| Max Series Fuse Rating | 20A |

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.45% Annual Power Attenuation

Please refer to product warranty for details

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 30 pieces
- Modules per 40' container: 600 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2020_A www.trinasolar.com

ANEXO V DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA DEL PFV DIEGO DE ALMAGRO SUR MEDIANTE SIMULACIÓN

De forma adicional a lo elaborado en el presente informe, se determina la potencia máxima de la planta fotovoltaica utilizando un modelo en el software *PVSyst 7.2*, el cual considera en forma detallada el comportamiento de los módulos fotovoltaicos e inversores. Con dicho modelo es posible identificar a través de una curva ordenada de mayor a menor, la potencia del sistema fotovoltaico a diferentes horas del día durante todo el año.

Los modelos desarrollados en *PVSyst* de los módulos fotovoltaicos e inversores permiten evaluar de forma detallada el comportamiento de estos, debido a que utilizan una parametrización no lineal y dependen de diferentes parámetros ambientales. Las condiciones de operación del campo solar a diferentes horas del día varían, afectando a los módulos fotovoltaicos debido a la temperatura, la radiación solar, el viento y otros parámetros, por lo que resulta necesario considerar todos estos efectos simultáneamente. Además, debido a las distintas condiciones operacionales de los inversores, se amerita realizar simulaciones con los diferentes parámetros hora a hora para calcular el comportamiento de la planta y obtener las condiciones donde la planta produce la máxima potencia durante el año.

Para ello, se utilizaron tres tipos de bases de datos independientes, que fueron corroboradas con datos reales medidos en el lugar durante el año 2020. A continuación, se presenta un resumen de la radiación solar global en plano horizontal (GHI) para comparar las bases de datos.

| GHI | Mediciones 2020 | Explorador Solar | Solargis | Meteonorm |
|-------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Mes | kWh/m² | kWh/m² | kWh/m² | kWh/m² |
| enero | 275,0 | 287,1 | 279,4 | 275,7 |
| febrero | 243,9 | 240,4 | 236,1 | 229,8 |
| marzo | 225,0 | 233,9 | 228,5 | 224,8 |
| abril | 175,9 | 179,1 | 175,4 | 176,3 |
| mayo | 144,8 | 141,6 | 142,7 | 137,1 |
| junio | 115,8 | 123,9 | 122,6 | 122,7 |
| julio | 141,2 | 140,5 | 135,3 | 135,6 |
| agosto | 171,7 | 173,7 | 168,9 | 168,6 |
| septiembre | 208,5 | 209,2 | 204,7 | 206,1 |
| octubre | 253,2 | 256,7 | 252,1 | 248,1 |
| noviembre | 274,5 | 277,8 | 272,8 | 268,8 |
| diciembre | 292,0 | 296,9 | 290,1 | 288,1 |
| Anual | 2521,7 | 2560,8 | 2508,6 | 2481,7 |

Tabla 6.1: Registros de irradiancia en la zona de emplazamiento PFV Diego Almagro de Sur de diferentes fuentes de información.

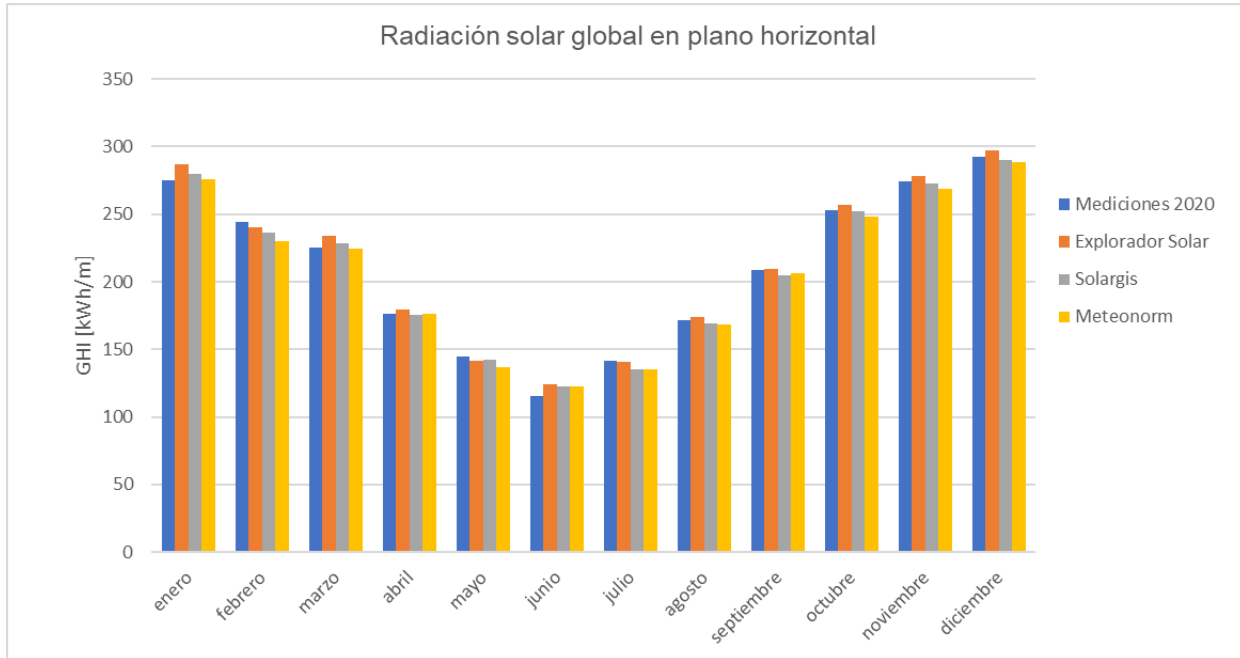


Figura 6.4: Comparación de la Radiación solar global en plano horizontal en el emplazamiento del PFV Diego de Almagro Sur.

A continuación, se muestran los parámetros de simulación para las diferentes bases de datos:

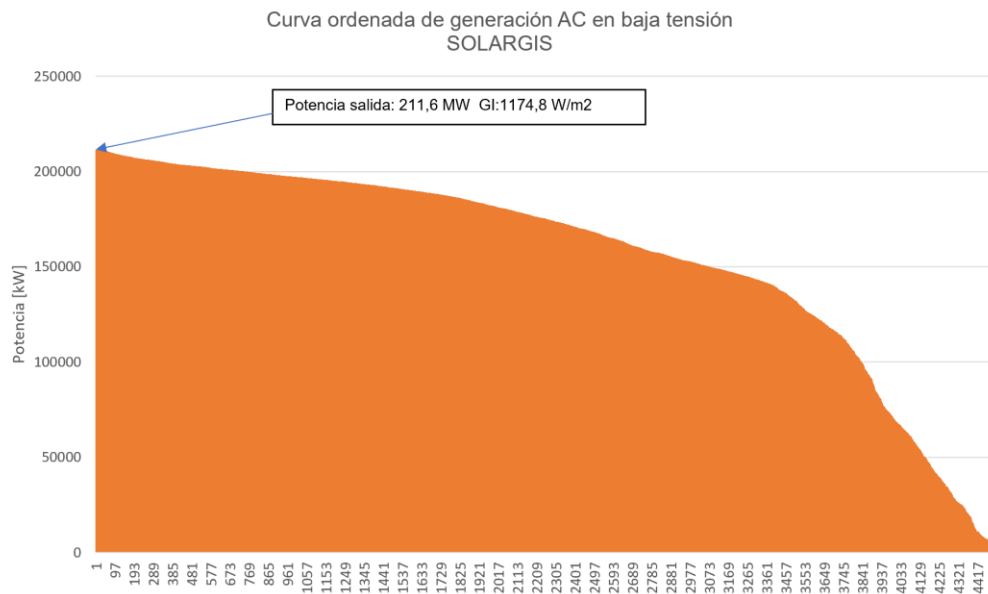


Figura 6.5: Resultado de simulación de la potencia total de salida de los inversores en la PFV Diego de Almagro Sur con la base de datos SOLARGIS

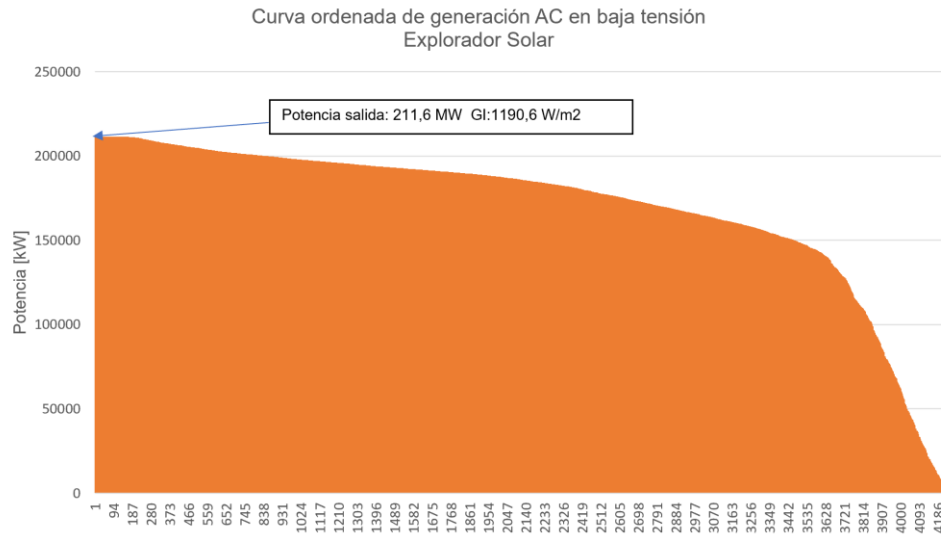


Figura 6.6: Resultado de simulación de la potencia total de salida de los inversores en la PFV Diego de Almagro Sur con la base de datos del Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile

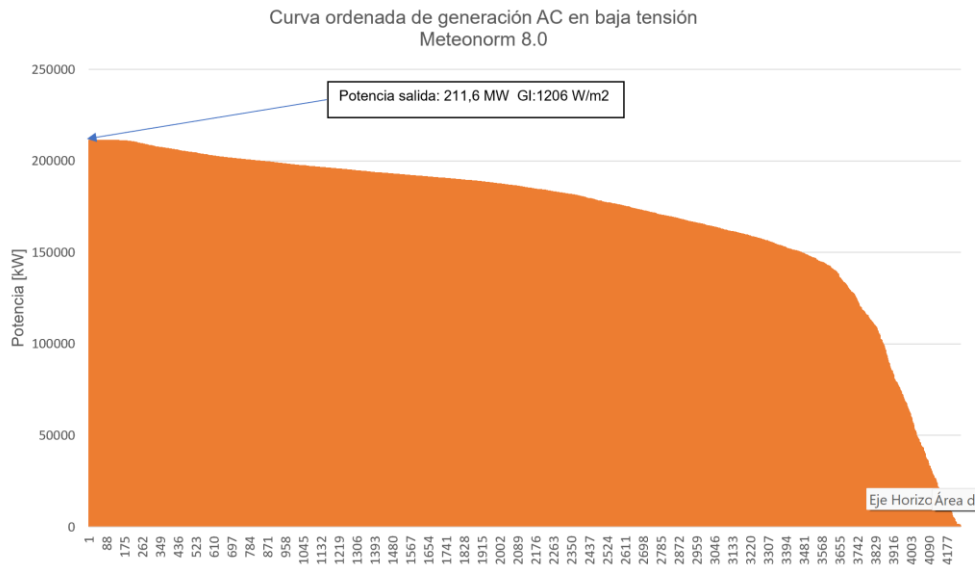


Figura 6.7: Resultado de simulación de la potencia total de salida de los inversores en la PFV Diego de Almagro Sur con la base de datos Meteonorm.

Como se observa, la potencia bruta total es igual en todas las simulaciones y tiene el valor de 211,6 MW. Las pérdidas en el inversor y servicios auxiliares ya están incluidas en los modelos de los inversores, por lo que la potencia corresponde a la potencia total inyectada en baja tensión (0,69 kV CA).

ANEXO VI ESPECIFICACIONES INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

| 11. Specifications | |
|--|---|
| SPECIFICATIONS | |
| Voltage Inputs | 4 channels, 600VAC CAT IV, 1000VAC CAT III |
| Current Channels | 4 channels Voltage output CTs (0-10V peak) |
| Line Frequency | 40-70Hz |
| Waveform Sampling | 256 Sample/Cycle at 50/60Hz |
| Measurements | Continuous PQZ file |
| Accuracy | IEC 61000-4-30 Class A |
| LED Indicators | 11 Bi-color LEDs |
| COMMUNICATION | |
| USB | PQZ file download, FW upgrade & clock setting |
| LAN | Available in extension module |
| POWER | |
| Power Supply | 100-240VAC 50/60Hz 10W 5VDC over USB |
| Battery | Available in extension module |
| Ride through | 15sec |
| MECHANICAL | |
| Operating Temperature | -20 to + 65 °C (*) |
| Humidity | 5% to 95% non-condensing |
| Maximum Operation Altitude | 2,000m (1.24Mi) |
| IP protection | IP 40 (**) |
| Weight | 0.4kg |
| Dimensions | 180 x 115 x 60 |
| STORAGE | |
| Nonvolatile memory | SD card supporting hot swap |
| SYNCHRONIZATION | |
| Internal clock | 10 ppm |
| External synchronization | NTP available in extension module |
| (*) T>60°C requires an external power supply | |
| (**) The product is intended for indoor use | |

Figura 6.8: Datasheet instrumento de medida PURE BlackBox marca Elspec [3].

| Waveform Sampling | | | |
|--|---|--|-------------------------------|
| Voltage Sampling Rate | 1024 Samples/Cycle | | |
| Current Sampling Rate | 256 Samples/Cycle | | |
| Voltage Harmonics (Individual, Even, Odd, Total) Up to - | 511 th | | |
| Current Harmonics (Individual, Even, Odd, Total) Up to - | 127 th | | |
| Type of Analog to Digital Converter | 16/20 ¹ bit | | |
| Storage Capacity | | | |
| Internal Memory | 32 GB/32TB ² | | |
| Power Quality Analysis | | | |
| Transient Detection, Microseconds (50Hz/60Hz) | 19.5/16.3µs | | |
| Communication Ports | | | |
| Ethernet Ports | 3 | | |
| Wi-Fi Communications (802.11g) | 1 | | |
| Power Over Ethernet (PoE- Out) | 1 | | |
| Digital Input | 4 | | |
| RS-232 | 1 | | |
| RS-485 | 1 | | |
| Physical | | | |
| Dimensions mm | 314 X 84 X 271 | | |
| Weight | 3.7kg | | |
| Control | | | |
| Comprehensive web server for local and remote real-time monitoring and control | | | |
| Applicable Standards | | | |
| Measurement Standards | EN50160, IEE1159, IEE519, IEC61000-4-15, IEC61000-4-7, IEC61000-4-30 Class A | | |
| EMC Standards | EN61326, CFR47FCC, CISPR11 Group 1, FCC PART 15 Subpart B, EN61010-2, IEC61000-3-3, IEC61000-4-2, IEC61000-4-3, IEC61000-4-4, IEC61000-4-5, IEC61000-4-6, IEC61000-4-11 | | |
| Environmental Standards | IEC60068-2-1, 2, 6, 27, 30, 75 | | |
| Safety Standards | EN61010-1:2001 2nd Edition | | |
| Power Supply | | Voltage | |
| Operating Range | 100-260 VAC: 50/60 Hz 100-300 VDC | Voltage Channels | 4 (3 Phases + Neut.)+ 1 DC |
| Auxiliary DC Supply | 48 Vdc | Nominal Full Scale | 1000V |
| Auxiliary Supply | PoE In According to 802.3af | Maximum Peak Measurement | 8000V |
| Battery Backup | 2 Hours | Input Impedance | 3MΩ |
| Time | | Uncertainty | 0.1% of Nominal |
| Current | | Frequency | |
| Real Time Clock | ±1 Second per 24 Hours | Current Channels | 4 (3 Phases + Neut.)+ 1Grn/DC |
| Synchronization Device | Uncertainty | Current Channels Receive From Clamp | 11-14: 0-10 VPK 15: 0-3 VPK |
| GPS | 100-200µs | Uncertainty | 0.1% ±0.1 mV |
| IRIG B | 100-200µs | | |
| Sntp Server | 50-100µs | | |
| DCF-77 | ±15ms | Fundamental Frequency | 42.5 Hz to 69 Hz |
| Environmental Conditions | | Frequency Resolution | 10 mHz |
| Operation Temperature | 0°C – 50°C (32°F – 122 °F) | Frequency Accuracy | ±10 mHz |
| Storage Temperature | -20°C – 60°C (-4°F – 140 °F) | Disclaimer: Specifications subject to changes without prior notice | |

¹ Effective bits

² Equivalent memory size needed without compression

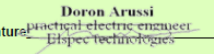
Figura 6.9: Datasheet instrumento de medida G4500 marca Elspec [4].

Certificado de calibración

| G4K Calibration Test-Test Report | | | | | | | | | |
|---|--------|------------|------------------------------------|----------------------------|--------------------|---------------------------|--------------------|-----------|-------------------------|
| Date & Time: 24/01/2022 12:37:44.115 | | | Operator Name: Doron | | | Total Test Time: 01:48:24 | | | |
| UUT Path: G4000K SYSTEM\Cal. Test \G4K Calibration Test | | | Serial Number: 00-60-35-33-66-C0 | | | Batch Number: 13 | | | |
| UUT Type: | | | G4500 | | | | | | |
| UUT S/N: | | | 00-60-35-33-66-C0 | | | | | | |
| BOOT Version | | | 0.3.02 | | | | | | |
| Application Version | | | 0.4.11.73 | | | | | | |
| DSP SW Version | | | 5.6 | | | | | | |
| No | Stage | Module | Test Type | Measured Parameter | Spec Low | Spec High | Result | Pass/Fail | Time |
| 2 | | | | Log In | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 12:37:44.115 |
| 3 | Stage1 | G4 System | Unit Type | CPU Version | G4500 | - | G4500 | ✓ | 24/01/2022 12:38:06.411 |
| 4 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:1 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:38:23.789 |
| 5 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:2 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:38:23.904 |
| 6 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:3 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:38:24.021 |
| 7 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:4 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:38:24.138 |
| 8 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:1 | 5 | 1000000 | 1752.115845 | ✓ | 24/01/2022 12:39:27.187 |
| 9 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch1 | Calibration Value: 0.3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 12:41:48.272 |
| 10 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch1 | I1_LowMult_Read | 9 | 11 | 10.164402 | ✓ | 24/01/2022 12:41:48.938 |
| 11 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch1 | I1_Value_Read | 0.2997 | 0.3003 | 0.300034 | ✓ | 24/01/2022 12:41:49.085 |
| 12 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:2 | 5 | 1000000 | 1043.846191 | ✓ | 24/01/2022 12:42:52.123 |
| 13 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch2 | Calibration Value: 0.3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 12:45:14.230 |
| 14 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch2 | I2_LowMult_Read | 9 | 11 | 10.138845 | ✓ | 24/01/2022 12:45:15.021 |
| 15 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch2 | I2_Value_Read | 0.2997 | 0.3003 | 0.299999 | ✓ | 24/01/2022 12:45:15.129 |
| 16 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:3 | 5 | 1000000 | 104.155762 | ✓ | 24/01/2022 12:46:18.182 |
| 17 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch3 | Calibration Value: 0.3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 12:48:40.840 |
| 18 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch3 | I3_LowMult_Read | 9 | 11 | 10.148255 | ✓ | 24/01/2022 12:48:41.570 |
| 19 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch3 | I3_Value_Read | 0.2997 | 0.3003 | 0.299994 | ✓ | 24/01/2022 12:48:41.681 |
| 20 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:N | 5 | 1000000 | 68.939598 | ✓ | 24/01/2022 12:49:44.756 |
| 21 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch4 | Calibration Value: 0.3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 12:52:07.552 |
| 22 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch4 | In_LowMult_Read | 9 | 11 | 10.136033 | ✓ | 24/01/2022 12:52:08.228 |
| 23 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration Low Range ch4 | In_Value_Read | 0.2997 | 0.3003 | 0.30004 | ✓ | 24/01/2022 12:52:08.332 |
| 24 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:1 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:52:10.254 |
| 25 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:2 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:52:10.363 |
| 26 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:3 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:52:10.473 |
| 27 | Stage1 | G4 System | Unit Clamps Types | Channel:4 Clamp Type | Mini_1To6A_1A_0.1V | - | Mini_1To6A_1A_0.1V | ✓ | 24/01/2022 12:52:10.583 |
| 28 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:1 | 5 | 1000000 | 680.33374 | ✓ | 24/01/2022 12:53:13.576 |
| 29 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch1 | Calibration Value: 3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 12:55:41.111 |

| | | | | | | | | | |
|----|--------|-------------|------------------------------------|----------------------------|-------|---------|------------|-------|-------------------------|
| 30 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch1 | I1_HighMult_Read | 90 | 110 | 101.354347 | ✓ | 24/01/2022 12:55:41.800 |
| 31 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch1 | I1_Value_Read | 2.97 | 3.03 | 3.000008 | ✓ | 24/01/2022 12:55:41.917 |
| 32 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:2 | 5 | 1000000 | 689.693542 | ✓ | 24/01/2022 12:56:44.928 |
| 33 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch2 | Calibration Value: 3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 12:59:07.698 |
| 34 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch2 | I2_HighMult_Read | 90 | 110 | 101.134651 | ✓ | 24/01/2022 12:59:08.480 |
| 35 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch2 | I2_Value_Read | 2.97 | 3.03 | 2.999982 | ✓ | 24/01/2022 12:59:08.596 |
| 36 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:3 | 5 | 1000000 | 689.487183 | ✓ | 24/01/2022 13:00:11.667 |
| 37 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch3 | Calibration Value: 3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 13:02:35.963 |
| 38 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch3 | I3_HighMult_Read | 90 | 110 | 101.230629 | ✓ | 24/01/2022 13:02:36.587 |
| 39 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch3 | I3_Value_Read | 2.97 | 3.03 | 2.999994 | ✓ | 24/01/2022 13:02:36.714 |
| 40 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration | I_To_V_Direction_Read ch:N | 5 | 1000000 | 689.660522 | ✓ | 24/01/2022 13:03:39.691 |
| 41 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch4 | Calibration Value: 3 | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 13:06:03.334 |
| 42 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch4 | In_HighMult_Read | 90 | 110 | 101.050255 | ✓ | 24/01/2022 13:06:04.030 |
| 43 | Stage1 | DSP Module | Current Calibration High Range ch4 | In_Value_Read | 2.97 | 3.03 | 3.000028 | ✓ | 24/01/2022 13:06:04.145 |
| 44 | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | 24/01/2022 13:06:04.506 |
| 45 | Stage1 | DSP Module | Test Total Time | - | - | - | 00:27:55 | - | 24/01/2022 13:06:05.049 |
| 46 | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | 24/01/2022 13:06:05.155 |
| 47 | | | | Log In | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 13:09:12.959 |
| 48 | | | | Log In | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 13:56:33.717 |
| 49 | | | | Log In | Pass | - | Pass | ✓ | 24/01/2022 14:07:33.515 |
| 50 | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | 24/01/2022 14:25:54.158 |
| 51 | Stage1 | All Modules | Test Total Time | - | - | - | 01:48:24 | - | 24/01/2022 14:25:54.621 |
| 52 | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | 24/01/2022 14:25:54.713 |

G4K Calibration Pass

Signature: 
Doron Arussi
practical electric engineer
Elspec Technologies

ANEXO VII ARCHIVOS ADJUNTOS

Anexo a este informe se encuentran los siguientes archivos adjuntos:

- ANEXO 1 Potencia activa 52J1 - 52FT11 y 52FT12 SE Inca de Oro.xlsx: contiene las mediciones de potencia activa en los paños 52J1, 52FT11 y 52FT12 de la SE Inca de Oro.
- ANEXO 2 Irradiancia y temperatura PFV Diego de Almagro Sur.xlsx: contiene los registros de irradiancia y temperatura panel medidos en el CT12.
- ANEXO 3 SS.AA. Potencia máxima.xlsx: contiene las mediciones de potencia activa en los servicios auxiliares (400V) de la SE Inca de Oro y respectivo cálculo del promedio de los consumos durante la prueba de potencia máxima.
- ANEXO 4 BD Pmax-PFV Diego de Almagro Sur.pfd, contiene el modelo desarrollado en software Power Factory Digsilent.
- ANEXO 5 Registro Irradiancia histórico PFV DAS.xlsx, contiene el registro histórico de irradiancia medido en la zona de emplazamiento del PFV Diego de Almagro Sur.
- ANEXO 6 Technical Information SC UP(-US)_V3.0.pdf, contiene la información técnica entregada por el fabricante de los inversores SMA.
- ANEXO 7 Curva irradiancia-potencia informe potencia máxima.xlsx