

**Empresa**  
**País**  
**Proyecto**  
**Descripción**

**ENEL GREEN POWER**  
**Chile**  
**Parque Fotovoltaico Las Salinas**  
**Informe de Potencia Máxima**



|                           |                 |
|---------------------------|-----------------|
| <b>CÓDIGO DE PROYECTO</b> | EE-2021-186     |
| <b>CÓDIGO DE INFORME</b>  | EE-EN-2024-0357 |
| <b>REVISIÓN</b>           | B               |

**7 may. 24**



Este documento **EE-EN-2024-0357-RB** fue preparado para ENEL GREEN POWER por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

**Ing. Andrés Capalbo**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[andres.capalbo@estudios-electricos.com](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

**Ing. Claudio Celman**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)

**Ing. Pablo Rifrani**  
Gerente Dpto. Ensayos  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto:pablo.rifrani@estudios-electricos.com)

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 41 páginas y ha sido guardado por última vez el 07/05/2024 por Marcelo Calviz; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

| <b>Revisión</b> | <b>Fecha</b> | <b>Comentarios</b>                         | <b>Realizó</b> | <b>Revisó</b> | <b>Aprobó</b> |
|-----------------|--------------|--------------------------------------------|----------------|---------------|---------------|
| <b>A</b>        | 23.04.2024   | Para presentar                             | MC/FM          | CiC           | AC            |
| <b>B</b>        | 07.05.2024   | Se corrige la distribución de la red de MT | MC             | CiC           | AC            |
|                 |              |                                            |                |               |               |

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



# ÍNDICE

|          |                                                              |           |
|----------|--------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introducción.....</b>                                     | <b>4</b>  |
|          | 1.1 Fecha ensayo y personal auditor .....                    | 5         |
|          | 1.2 Medidores utilizados .....                               | 5         |
|          | 1.3 Nomenclatura Utilizada .....                             | 6         |
| <b>2</b> | <b>ASPECTOS NORMATIVOS.....</b>                              | <b>7</b>  |
| <b>3</b> | <b>DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....</b>                           | <b>8</b>  |
|          | 3.1 Diagrama unilineal .....                                 | 8         |
|          | 3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos .....                 | 19        |
|          | 3.3 Datos de los inversores .....                            | 21        |
|          | 3.4 Datos de los transformadores de bloque.....              | 23        |
|          | 3.5 Datos de los transformadores de SSAA.....                | 24        |
|          | 3.6 Datos de los transformadores de poder .....              | 25        |
|          | 3.7 Datos de consumos de SSAA de planta .....                | 26        |
| <b>4</b> | <b>DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA .....</b>                | <b>27</b> |
|          | 4.1 Ensayo de Potencia Máxima.....                           | 28        |
|          | 4.2 Correcciones y Resultados en condiciones de ensayo ..... | 30        |
|          | 4.2.1 Potencia Bruta .....                                   | 30        |
|          | 4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares .....                 | 33        |
|          | 4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central.....                | 33        |
|          | 4.2.4 Potencia Neta.....                                     | 35        |
|          | 4.2.5 Resultados .....                                       | 36        |
| <b>5</b> | <b>CONCLUSIONES.....</b>                                     | <b>37</b> |
| <b>6</b> | <b>ANEXOS .....</b>                                          | <b>38</b> |
|          | 6.1 Determinación de la Irradiancia en Sitio .....           | 38        |
|          | 6.2 Determinación de la Temperatura en Sitio .....           | 39        |
|          | 6.3 Certificado de calibración del medidor de energía.....   | 40        |



# 1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadores”, cuyos aspectos más relevantes se destacan en la Sección 2.

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta considerando sus Etapas I, II y III con una potencia final de 205 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado a unos 58 km al sur de la ciudad de Calama. El parque se vincula al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

La central en si misma se conforma por 962 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX con capacidad de 0.2/0.25 MVA (@50°C/30°C) operando a 800V de tensión nominal. La totalidad de los inversores se encuentra distribuida entre 35 transformadores de tres devanados que elevan su tensión a 33kV a fin de que la potencia pueda ser inyectada a la red colectora de media tensión. Esta última está conformada por cables subterráneos y dividida en 13 circuitos que acometen a la sala eléctrica del parque. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220/33/33kV con capacidad nominal de 220/176 MVA (ONAF/ONAN) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora Las Salinas.

Los inversores se encuentran comandados por un control conjunto de planta (PPC) el cual permite el control de las variables eléctricas en su punto de interconexión.

Los resultados del presente informe se basan en ensayos realizados el 27 de marzo de 2024. **Estos ensayos son para la validación de las etapas 2 y 3 de las 3 que totalizan el proyecto.**

**La etapa 1 contempla 48 MW y considera la instalación de 224 inversores distribuidos en 8 centros de transformación. Por su lado, las etapas 2 y 3 incorporan 157 MW adicionales, totalizando 205 MW correspondientes a 962 inversores distribuidos en 35 centros de transformación. Los ensayos se realizan considerando las 3 etapas del parque en operación.**



## 1.1 Fecha ensayo y personal auditor

| Personal                 | Fecha de ensayo  |
|--------------------------|------------------|
| Ing. Fernando Montecinos | 27 de marzo 2024 |

Tabla 1.1 – Personal participante

## 1.2 Medidores utilizados

| Denominación        | Marca   | Modelo  | Precisión |
|---------------------|---------|---------|-----------|
| Adquisidor de datos | Janitza | UMG 512 | ±0.2      |

Tabla 1.2 – Equipos utilizados

Además de lo mostrado en la Tabla 1.2, se cuenta con datos complementarios adquiridos mediante el SCADA de la central, el cual cuenta con una tasa de muestreo de 5 minutos para todas las mediciones.



### 1.3 Nomenclatura Utilizada

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

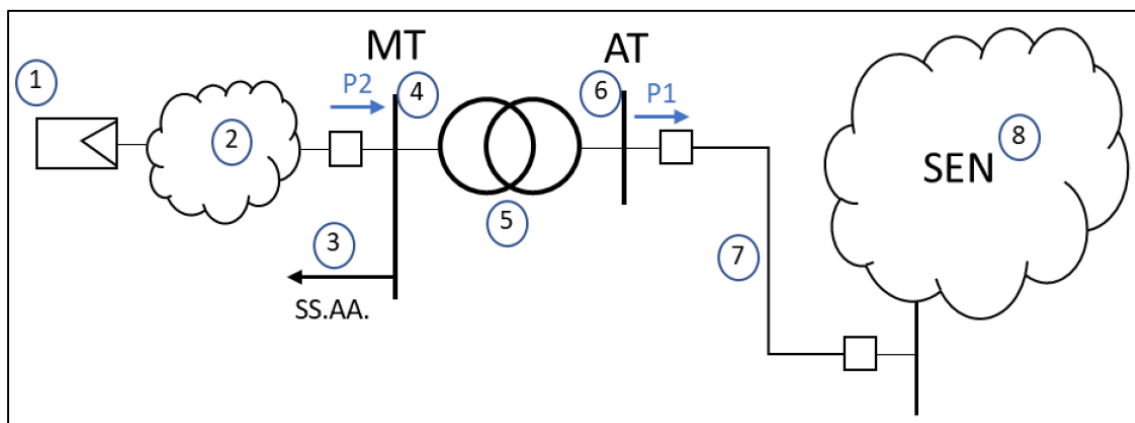


Figura 1.1 – Sistema equivalente parque fotovoltaico.

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



## 2 ASPECTOS NORMATIVOS

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

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



## 3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta considerando sus Etapas I, II y III con una potencia final de 205 MW y se encuentra ubicado en la región de Antofagasta, emplazado a unos 58 km al sur de la ciudad de Calama. El parque se vincula al SEN a través de la S/E Centinela mediante una nueva línea de transmisión, propia del proyecto, de aproximadamente 20 km de longitud.

La central en si misma se conforma por 962 inversores marca SUNGROW modelo SG250HX con capacidad de 0.2/0.25 MVA (@50°C/30°C) operando a 800V de tensión nominal. La totalidad de los inversores se encuentra distribuida entre 35 transformadores de tres devanados que elevan su tensión a 33kV a fin de que la potencia pueda ser inyectada a la red colectora de media tensión. Esta última está conformada por cables subterráneos y dividida en 13 circuitos que acometen a la sala eléctrica del parque. Desde allí, dos transformadores de tres devanados de 220/33/33kV con capacidad nominal de 220/176 MVA (ONAF/ONAN) permitirá la vinculación entre el parque y la S/E Elevadora Las Salinas.

### 3.1 Diagrama unilineal

La red colectora del Parque Fotovoltaico Las Salinas está compuesta por trece (13) alimentadores en 33 kV que colecta la potencia generada por los paneles del parque. Los alimentadores correspondientes a la Etapa 1 están compuesto por tres (3) circuitos, con un total de 8 centros de transformación mientras que los alimentadores correspondientes a la Etapa 2 y 3 están compuestos por diez (10) circuitos, con un total de 27 centros de transformación.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama unifilar general de la Subestación Las Salinas 220 kV, se enmarcan en los recuadros azules los transformadores principales del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

En las Figura 3.2 a Figura 3.9 se muestra el detalle de las barras principales de 33 kV y se enmarcan en recuadros verdes los paños de llegada de los circuitos colectores del parque en su configuración definitiva.

En la Tabla 3.1 se presenta el detalle de los circuitos de la red colectora.

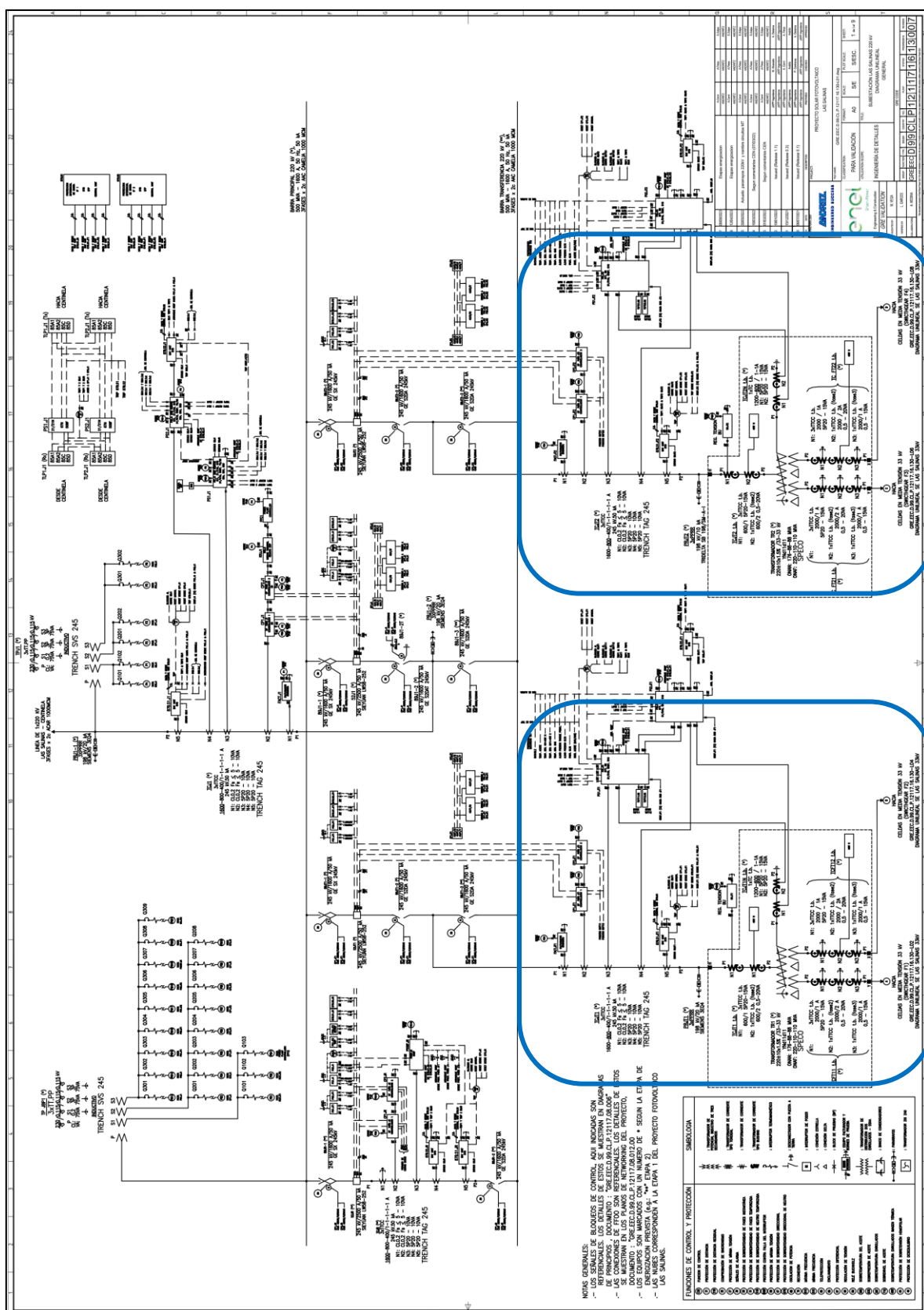


Figura 3.1 – Diagrama unilineal PFV Las Salinas

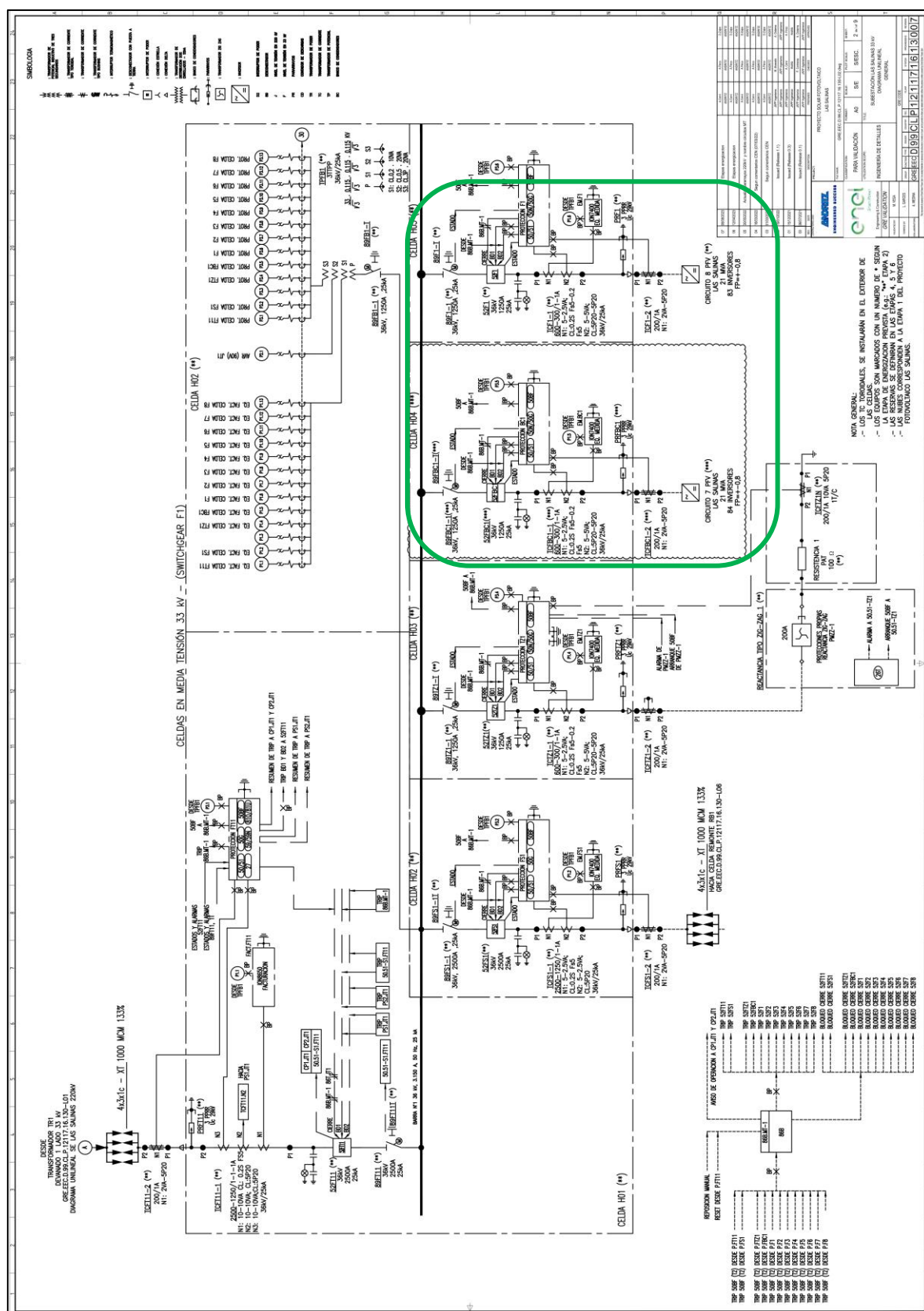


Figura 3.2 – Diagrama unilíneal Switchgear F1 (1 de 2)

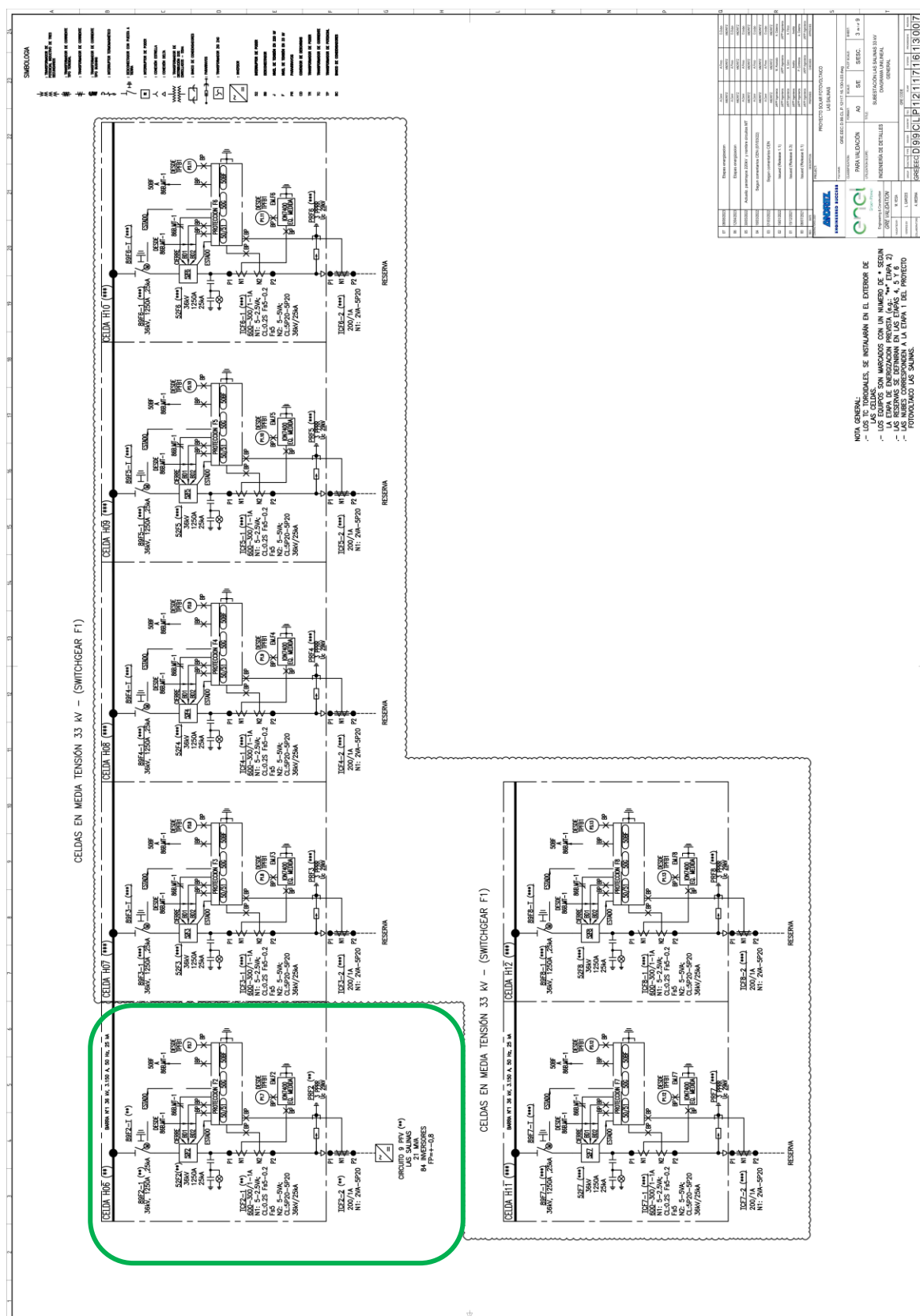


Figura 3.3 – Diagrama unilíneal Switchgear F1 (2 de 2)

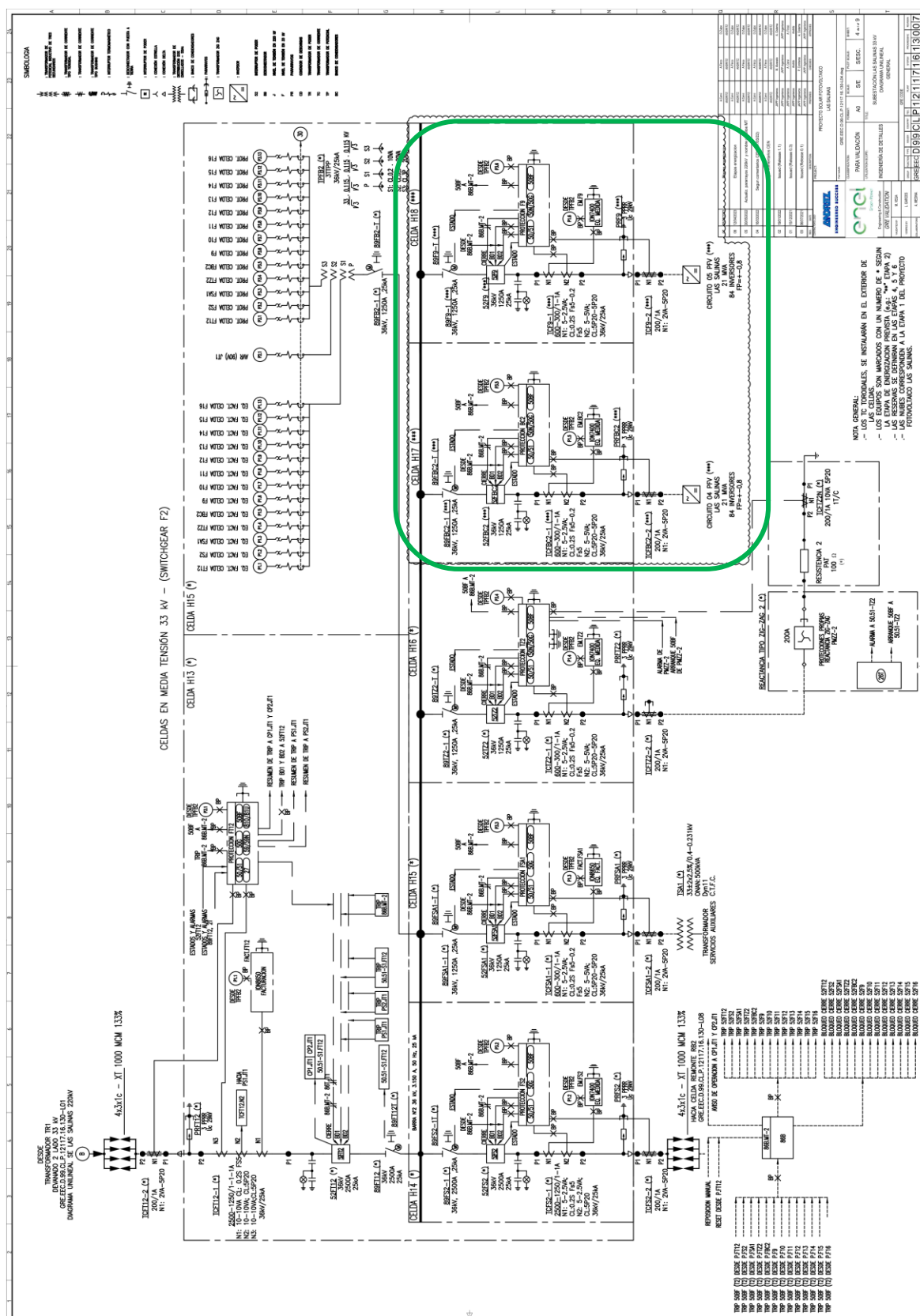


Figura 3.4 – Diagrama unilíneal Switchgear F2 (1 de 2)

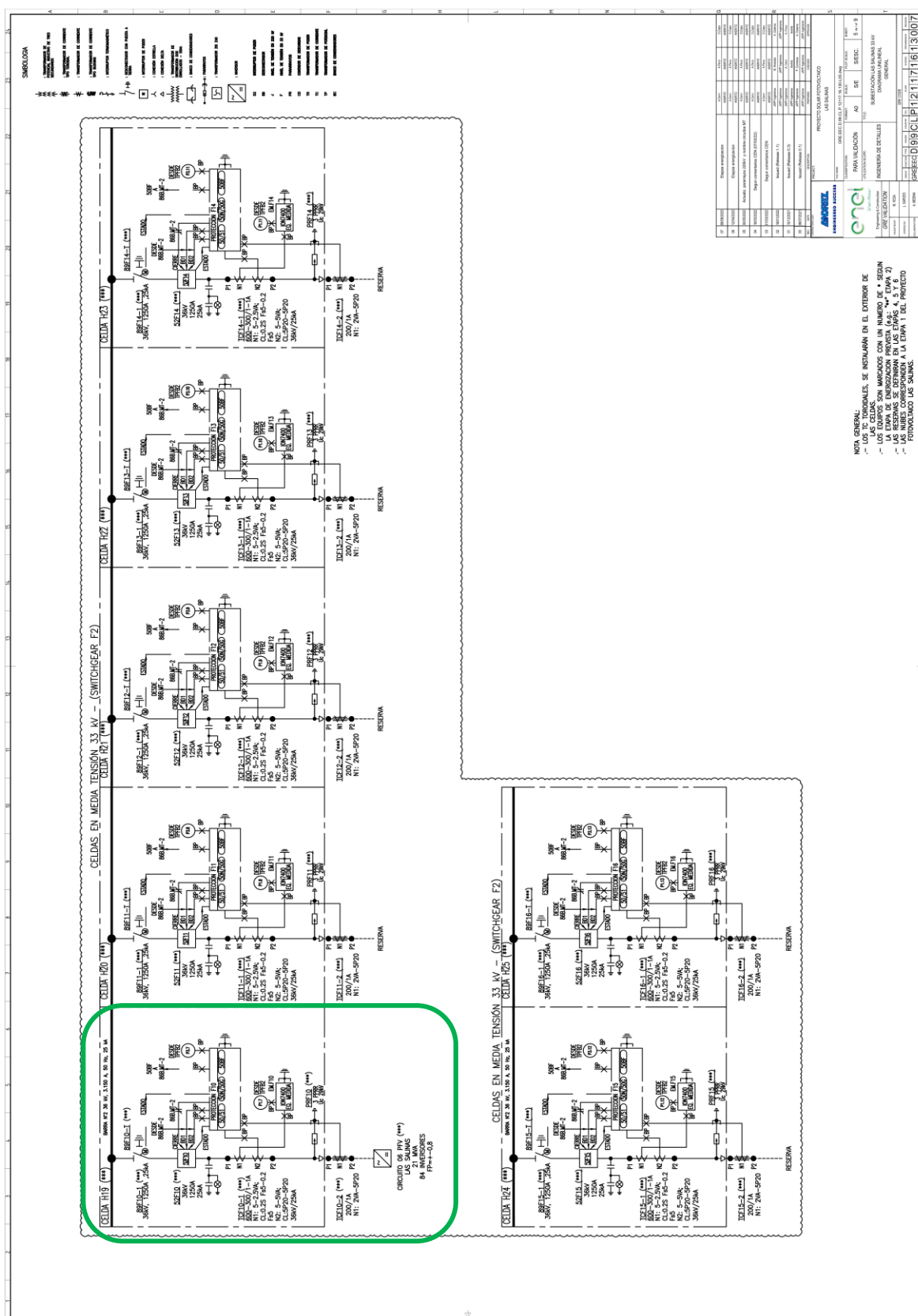


Figura 3.5 – Diagrama unilineal Switchgear F2 (2 de 2)

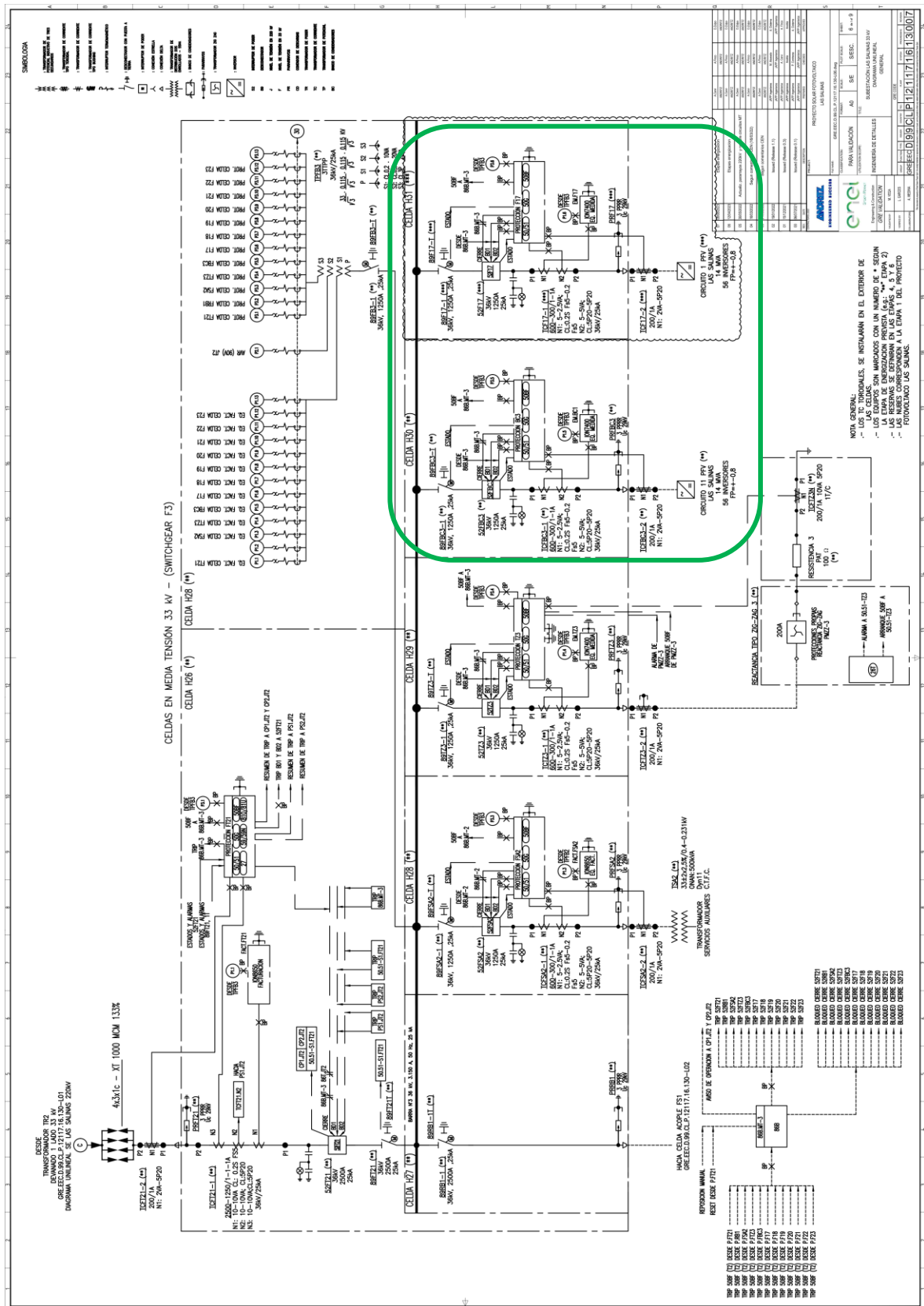


Figura 3.6 – Diagrama unilineal Switchgear F3 (1 de 2)

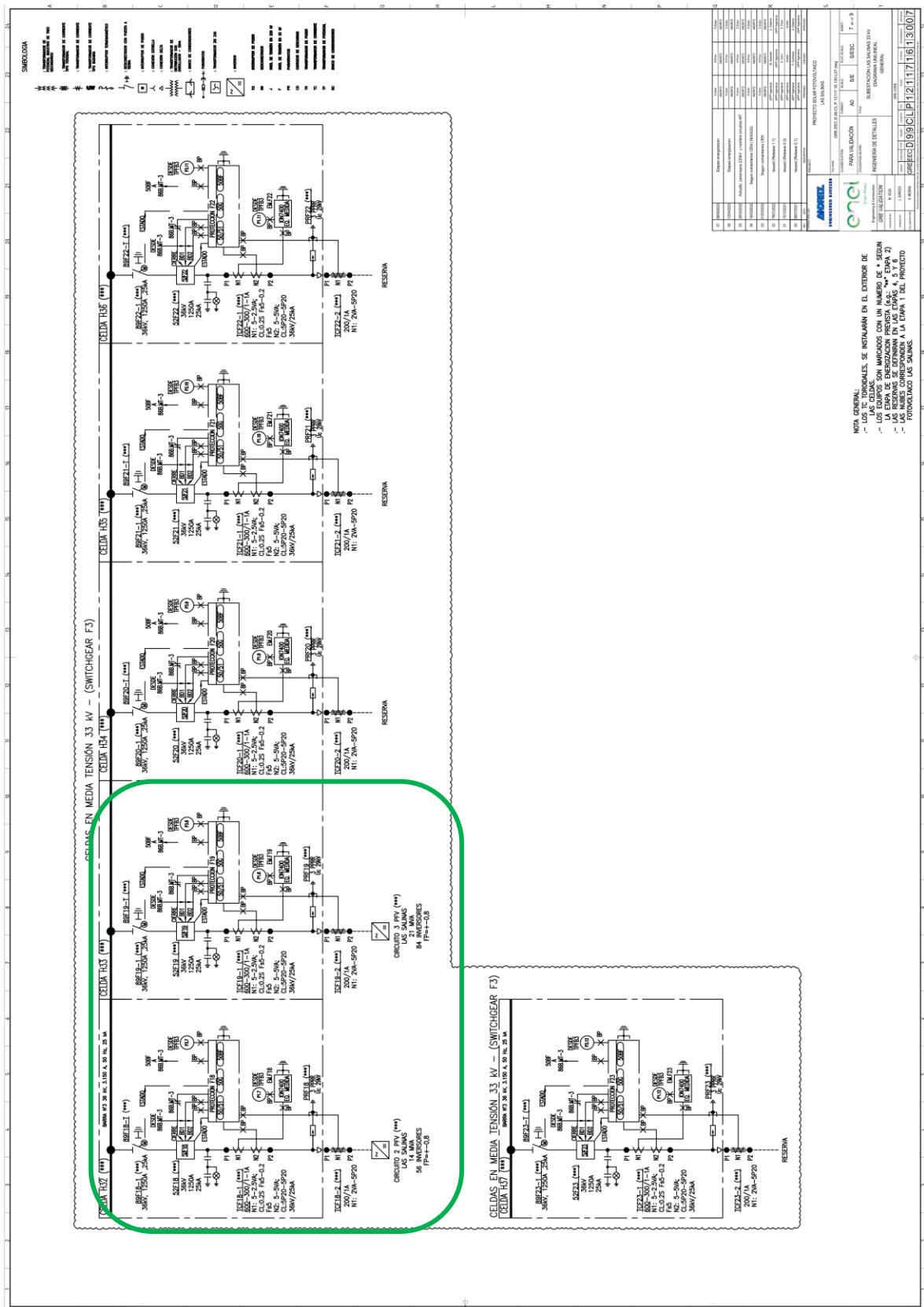


Figura 3.7 – Diagrama unilineal Switchgear F3 (2 de 2)

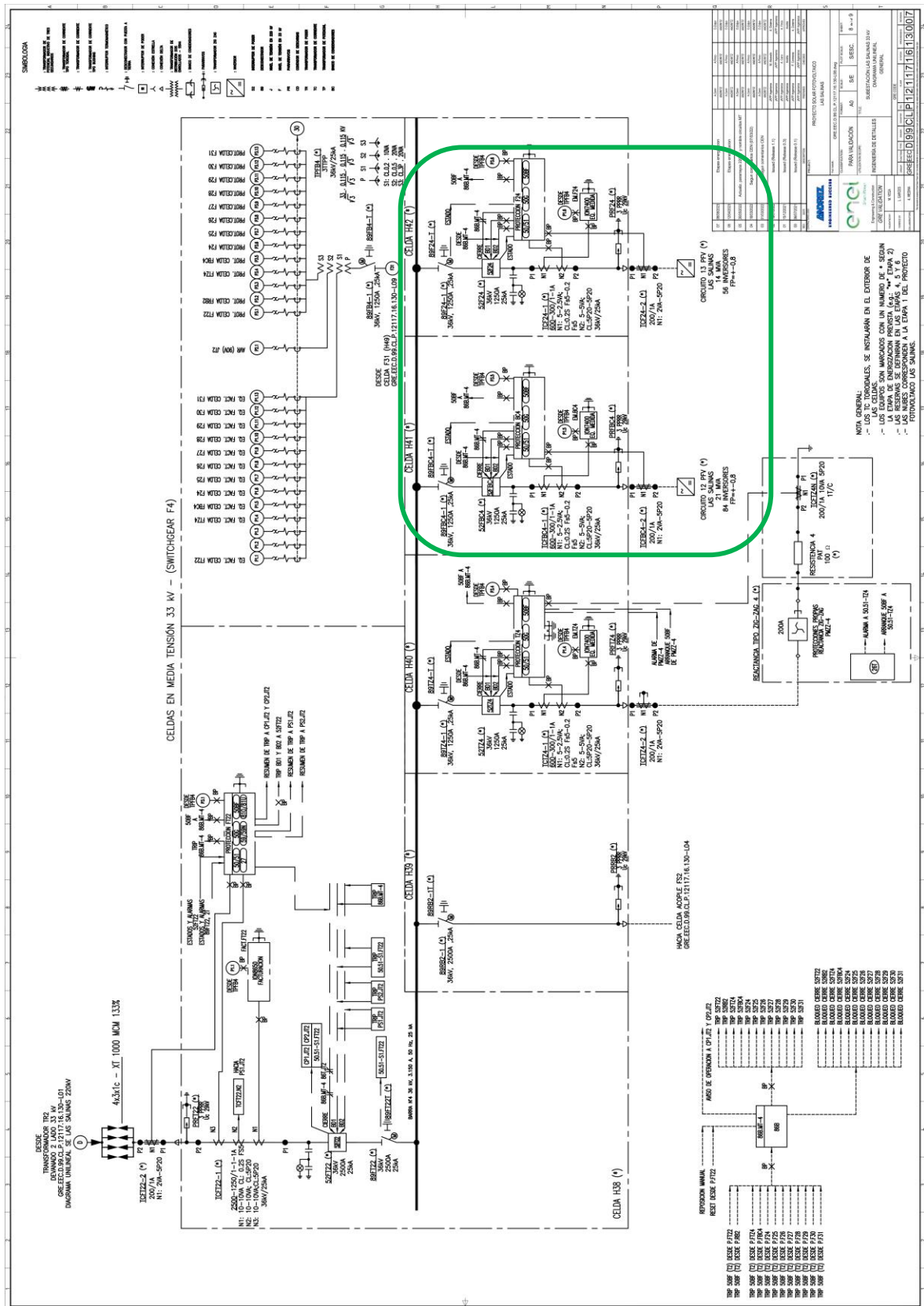


Figura 3.8 – Diagrama unilineal Switchgear F4 (1 de 2)

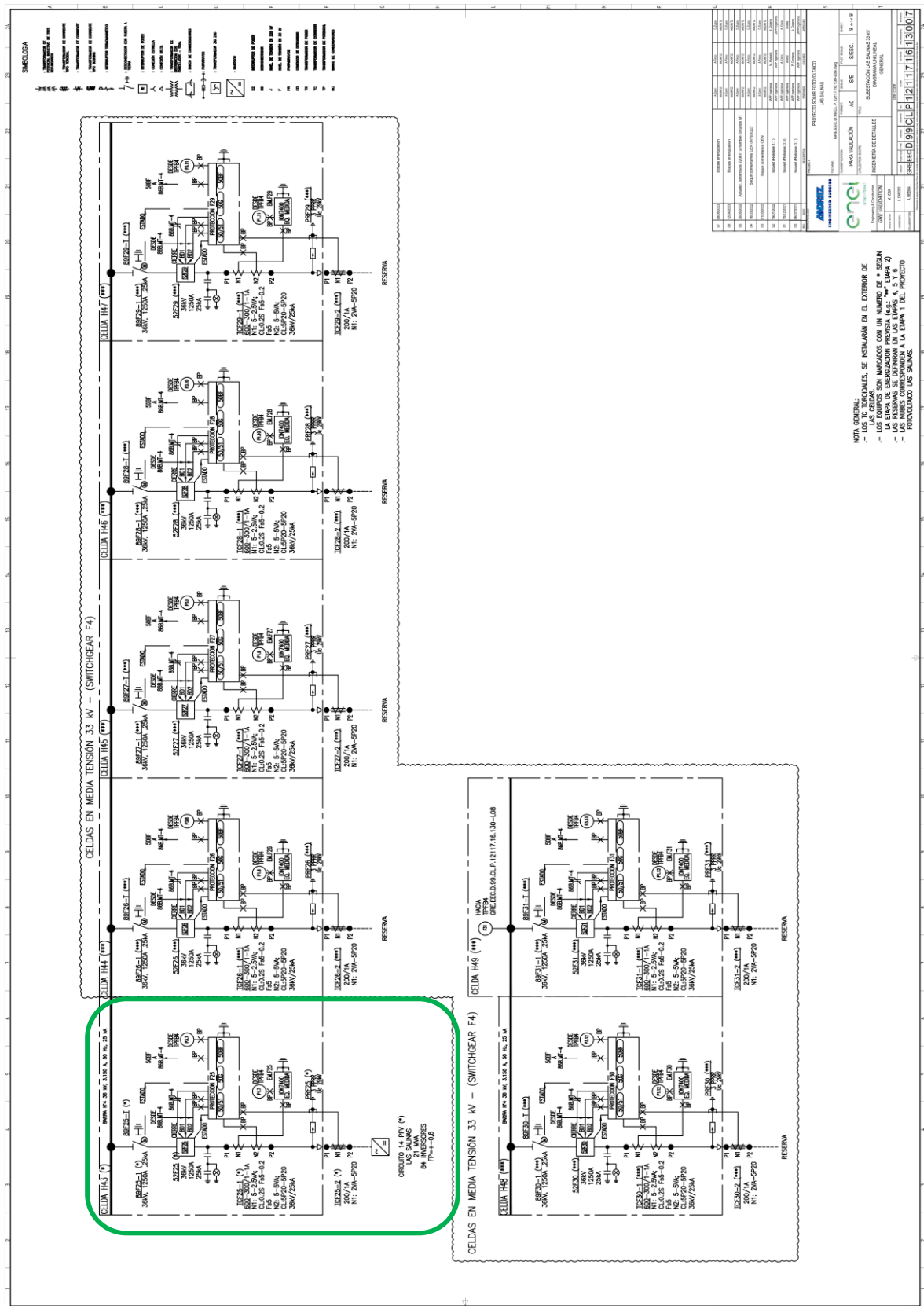


Figura 3.9 – Diagrama unilineal Switchgear F4 (2 de 2)



| CIRCUITO | TRAMO CABLE            | SECCIÓN | TIPO CABLE                    | LONGITUD TRAMO |
|----------|------------------------|---------|-------------------------------|----------------|
| C01      | SGS.C01.CT 27-CT 28.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 212 m          |
|          | SGS.C01.CT 28-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 5858 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C02      | SGS.C02.CT 32-CT 33.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 161 m          |
|          | SGS.C02.CT 33-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 5406 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C03      | SGS.C03.CT 31-CT 36.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 499 m          |
|          | SGS.C03.CT 36-CT 37.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 449 m          |
|          | SGS.C03.CT 37-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 4952 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C04      | SGS.C04.CT 30-CT 40.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 850 m          |
|          | SGS.C04.CT 40-CT 43.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 423 m          |
|          | SGS.C04.CT 43-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 4529 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C05      | SGS.C05.CT 29-CT 35.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 502 m          |
|          | SGS.C05.CT 35-CT 44.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 1176 m         |
|          | SGS.C05.CT 44-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 4319 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C06      | SGS.C06.CT 34-CT 39.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 497 m          |
|          | SGS.C06.CT 39-CT 42.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 456 m          |
|          | SGS.C06.CT 42-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 4803 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C07      | SGS.C07.CT 38-CT 41.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 571 m          |
|          | SGS.C07.CT 41-CT 45.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 408 m          |
|          | SGS.C07.CT 45-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 4884 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C08      | SGS.C08.CT 46-CT 47.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 271 m          |
|          | SGS.C08.CT 47-CT 48.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 260 m          |
|          | SGS.C08.CT 48-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 4756 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                 | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |



|          |                         |         |                               |                |
|----------|-------------------------|---------|-------------------------------|----------------|
| C09      | SGS.C09.CT 50-CT 51.MV  | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 264 m          |
|          | SGS.C09.CT 51-CT 52MV   | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 310 m          |
|          | SGS.C09.CT 52-SE.MV     | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 5359 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                  | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C11      | SGS.C011.CT 17-CT 21.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 564 m          |
|          | SGS.C011.CT 21-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 3643 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                  | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C12      | SGS.C012.CT 18-CT 22.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 484 m          |
|          | SGS.C012.CT 22-CT 25.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 391 m          |
|          | SGS.C012.CT 25-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 3050 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                  | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C13      | SGS.C013.CT 19-CT 23.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 413 m          |
|          | SGS.C013.CT 23-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 3228 m         |
| CIRCUITO | ORIGEN                  | SECCIÓN | DESTINO                       | LONGITUD TRAMO |
| C14      | SGS.C014.CT 20-CT 24.MV | 150 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x150 mm2 Al | 403 m          |
|          | SGS.C014.CT 24-CT 26.MV | 400 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x400 mm2 Al | 353 m          |
|          | SGS.C014.CT 26-SE.MV    | 630 mm2 | RH5Z1 20/35 kV 3x1x630 mm2 Al | 2692 m         |

Tabla 3.1 – Detalle de red colectora

### 3.2 Datos de los paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos del Parque Fotovoltaico Las Salinas son paneles bifaciales de marca LONGI Solar modelo LR4-72HBD. Sus principales características se presentan en la Figura 3.10.



Figura 3.10 – Hoja de Datos – Panel Solar



### 3.3 Datos de los inversores

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con inversores marca Sungrow, modelo SG250HX. Los inversores son de 250/225/200 kVA (@30°/45°/50°C) de potencia aparente nominal y sus principales características se presentan en la Figura 3.11.

|                                                         |                                                                                                                                                              |
|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Type designation                                        | SG250HX                                                                                                                                                      |
| Input (DC)                                              |                                                                                                                                                              |
| Max. PV input voltage                                   | 1500 V                                                                                                                                                       |
| Min. PV input voltage / Startup input voltage           | 500 V / 500 V                                                                                                                                                |
| Nominal PV input voltage                                | 1160 V                                                                                                                                                       |
| MPP voltage range                                       | 500 V – 1500 V                                                                                                                                               |
| MPP voltage range for nominal power                     | 860 V – 1300 V                                                                                                                                               |
| No. of independent MPP inputs                           | 12                                                                                                                                                           |
| Max. number of input connector per MPPT                 | 2                                                                                                                                                            |
| Max. PV input current                                   | 30 A * 12                                                                                                                                                    |
| Max. DC short-circuit current                           | 50 A * 12                                                                                                                                                    |
| Output (AC)                                             |                                                                                                                                                              |
| AC output power                                         | 250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C                                                                                                           |
| Max. AC output current                                  | 180.5 A                                                                                                                                                      |
| Nominal AC voltage                                      | 3 / PE, 800 V                                                                                                                                                |
| AC voltage range                                        | 680 – 880V                                                                                                                                                   |
| Nominal grid frequency / Grid frequency range           | 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz                                                                                                                       |
| THD                                                     | < 3 % (at nominal power)                                                                                                                                     |
| DC current injection                                    | < 0.5 % In                                                                                                                                                   |
| Power factor at nominal power / Adjustable power factor | > 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging                                                                                                                           |
| Feed-in phases / connection phases                      | 3 / 3                                                                                                                                                        |
| Efficiency                                              |                                                                                                                                                              |
| Max. efficiency                                         | 99.0 %                                                                                                                                                       |
| European efficiency                                     | 98.8 %                                                                                                                                                       |
| Protection                                              |                                                                                                                                                              |
| DC reverse connection protection                        | Yes                                                                                                                                                          |
| AC short circuit protection                             | Yes                                                                                                                                                          |
| Leakage current protection                              | Yes                                                                                                                                                          |
| Grid monitoring                                         | Yes                                                                                                                                                          |
| Ground fault monitoring                                 | Yes                                                                                                                                                          |
| DC switch                                               | Yes                                                                                                                                                          |
| AC switch                                               | No                                                                                                                                                           |
| PV String current monitoring                            | Yes                                                                                                                                                          |
| Q at night function                                     | Yes                                                                                                                                                          |
| Anti-PID and PID recovery function                      | Yes                                                                                                                                                          |
| Overvoltage protection                                  | DC Type II / AC Type II                                                                                                                                      |
| General Data                                            |                                                                                                                                                              |
| Dimensions (W*H*D)                                      | 1051 * 660 * 363 mm                                                                                                                                          |
| Weight                                                  | 99kg                                                                                                                                                         |
| Isolation method                                        | Transformerless                                                                                                                                              |
| Ingress protection rating                               | IP66                                                                                                                                                         |
| Night power consumption                                 | < 2 W                                                                                                                                                        |
| Operating ambient temperature range                     | -30 to 60 °C                                                                                                                                                 |
| Allowable relative humidity range (non-condensing)      | 0 – 100 %                                                                                                                                                    |
| Cooling method                                          | Smart forced air cooling                                                                                                                                     |
| Max. operating altitude                                 | 5000 m (> 4000 m derating)                                                                                                                                   |
| Display                                                 | LED, Bluetooth+App                                                                                                                                           |
| Communication                                           | RS485 / PLC                                                                                                                                                  |
| DC connection type                                      | MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> )                                                                                              |
| AC connection type                                      | OT/DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )                                                                                                                   |
| Compliance                                              | IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013 |
| Grid Support                                            | Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control                                                                 |

Figura 3.11 – Hoja de Datos – Inversor



Se aprecia en la Figura 3.12 , que el máximo consumo de potencia en operación es de 196 W en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

| C | Efficiency                |                    |
|---|---------------------------|--------------------|
| 1 | Max Efficiency            | 99.00%             |
| 2 | Euro Efficiency           | 98.70%             |
| 3 | Internal Consumption      | 196W at full power |
| 4 | Night/Standby consumption | <2W                |

Figura 3.12 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores se presenta en la Figura 3.13.

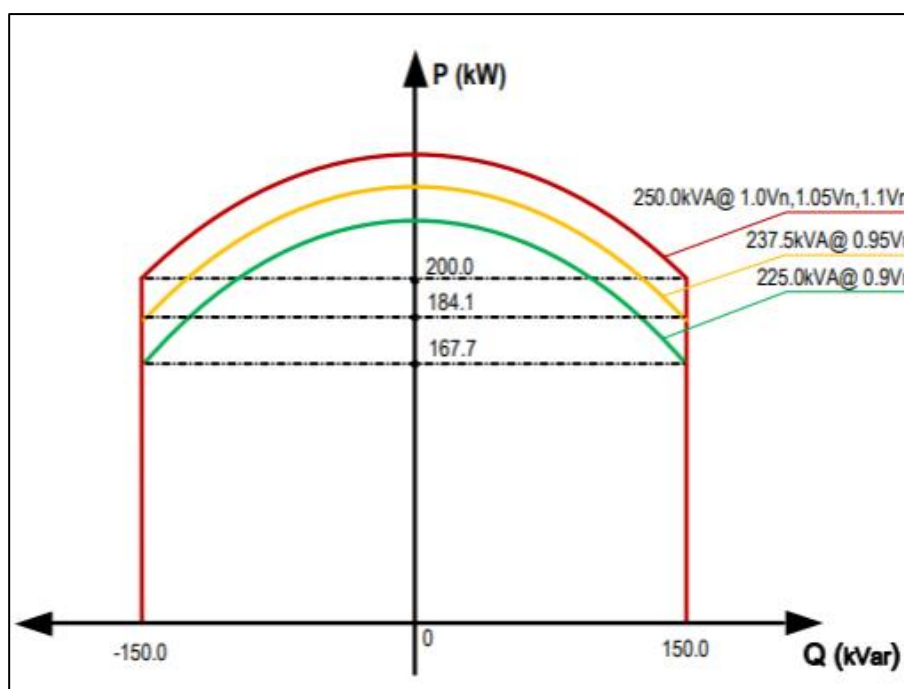


Figura 3.13 – Curva de capacidad del inversor – Q(t) mode



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con transformadores de bloque de tres devanados que permiten la interconexión de dos conjuntos de inversores. Su relación de transformación es de 0.8-08/33 kV y de 6.3 MVA de capacidad nominal.

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

| Parámetro               | Valor      |
|-------------------------|------------|
| Potencia nominal        | 6.3 MVA    |
| Refrigeración           | ONAN       |
| Tensión nominal lado HV | 33 kV      |
| Tensión nominal lado LV | 0.8-0.8 kV |
| Grupo de conexión       | Dy11y11    |
| Impedancia              | 6.96%      |
| Pérdidas en carga       | 44 kW      |
| Pérdidas en vacío       | 5.4 kW     |

Tabla 3.2 - Datos de los transformadores de bloque



### 3.5 Datos de los transformadores de SSAA

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con dos transformadores para consumos auxiliares de potencia nominal 500 kVA según método de enfriamiento ONAN. Este transformador cuenta con un devanado de baja tensión de 0.380 kV y un arrollamiento de alta tensión de 33 kV.

| Parámetro               | Valor    |
|-------------------------|----------|
| Potencia nominal        | 500 kVA  |
| Refrigeración           | ONAN     |
| Tensión nominal lado HV | 33 kV    |
| Tensión nominal lado LV | 0.380 kV |
| Grupo de conexión       | Dyn11    |
| Impedancia              | 4%       |
| Pérdidas en vacío       | 0.85 kW  |
| Pérdidas en carga       | 5.59 kW  |

Tabla 3.3 - Datos del transformador de SSAA



### 3.6 Datos de los transformadores de poder

El Parque Fotovoltaico Las Salinas cuenta con dos transformadores de poder de potencia nominal 176 MVA según método de enfriamiento ONAN y potencia nominal 220 MVA según método de enfriamiento ONAF para la Etapa 1. Estos transformadores cuentan con dos devanados de baja tensión de 33 kV y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV.

| Parámetro               | Valor       |
|-------------------------|-------------|
| Potencia nominal        | 176/220 MVA |
| Refrigeración           | ONAN/ONAF   |
| Tensión nominal lado HV | 220 kV      |
| Tensión nominal lado LV | 33 kV       |
| Grupo de conexión       | YNd11d11    |
| Impedancia              | 13.87%      |
| Pérdidas en vacío       | 72.54 kW    |
| Pérdidas en carga       | 575.25 kW   |

Tabla 3.4 - Datos del transformador de poder



### 3.7 Datos de consumos de SSAA de planta

Se presenta a continuación el detalle de consumos auxiliares del parque a través de la documentación "GRE.EEC.C.99.CL.P.12117.09.(001/002).03\_MC Estimación SSAA CA\_ifc".

| Tipo de Carga     | [kVA]  |
|-------------------|--------|
| Esenciales        | 122.12 |
| No Esenciales     | 216.11 |
| Total sin reserva | 338.2  |

Tabla 3.5 - Dimensionamiento de los SSAA AC

| Tipo de Carga  | [kW]   |
|----------------|--------|
| Permanentes    | 12.466 |
| No Permanentes | 2.160  |
| Momentáneas    | 10.800 |

Tabla 3.6 - Dimensionamiento de los SSAA DC

Se aprecia a través de la Tabla 3.5 y Tabla 3.6 un consumo total de 134.586 kW correspondiente a las cargas esenciales y permanentes. A este valor se le suman los 11.18 kW correspondientes al valor de pérdidas en carga ambos transformadores de servicios auxiliares, totalizando 145.766 kW.



## 4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

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

Para el caso del Parque Fotovoltaico Las Salinas se cuenta con la medición de la potencia generada por los inversores por medio del sistema de adquisición de datos del PPC y de la Potencia Neta registrada en el POI.

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

| Parque<br>Fotovoltaico | Potencia Bruta<br>[MW] | Consumos<br>propios [MW] | Pérdidas en la<br>central [MW] | Potencia Neta<br>[MW] |
|------------------------|------------------------|--------------------------|--------------------------------|-----------------------|
| Las Salinas            | (1)                    | (2)                      | (3)                            | (4)                   |

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta:** Corresponde a la sumatoria de potencia bruta medida directamente en bornes de la unidad de generación con sus consumos propios.
- (2) **Potencia de SS. AA:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en la SE Las Salinas 220 kV.



## 4.1 Ensayo de Potencia Máxima

El día 25 de marzo de 2024 se realizó el ensayo de Potencia Máxima con la totalidad del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

Se presentan a continuación los registros correspondientes. En la Figura 4.1 se muestra la potencia neta medida ( $P_{neta,med}$ ) en el periodo de pruebas y en la Figura 4.2 se muestra la potencia sumada medida de todos los inversores ( $P_{INV}$ ).

En la Figura 4.3 se muestra la temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) y el registro de irradiancia perpendicular a los paneles ( $Ir_{med}$ ).

Finalmente, en la Figura 4.4 se muestra el registro de irradiancia del día completo del ensayo de Potencia Máxima.

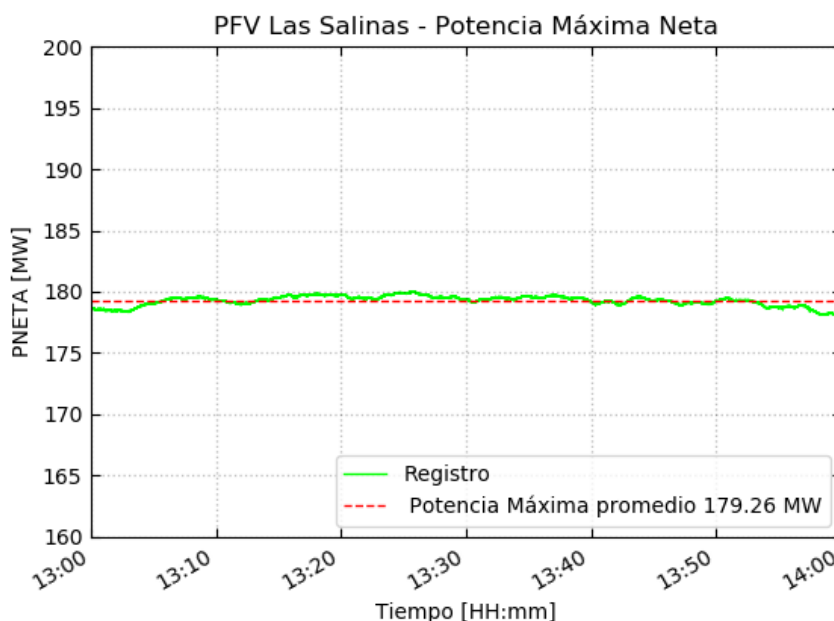


Figura 4.1 – Ensayo de Potencia Máxima – PNETA

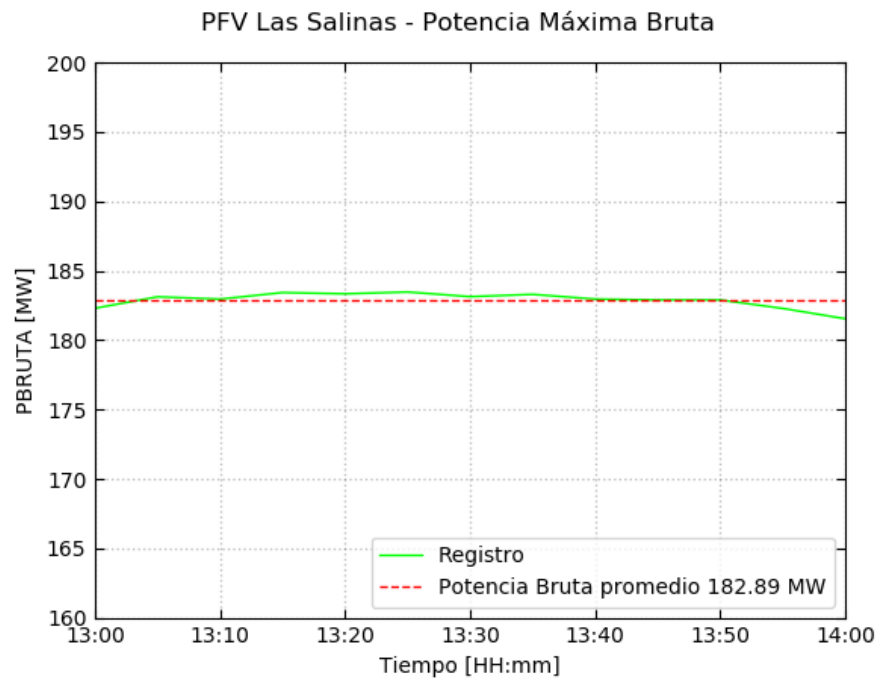


Figura 4.2 – Ensayo de Potencia Máxima – PBRUTA

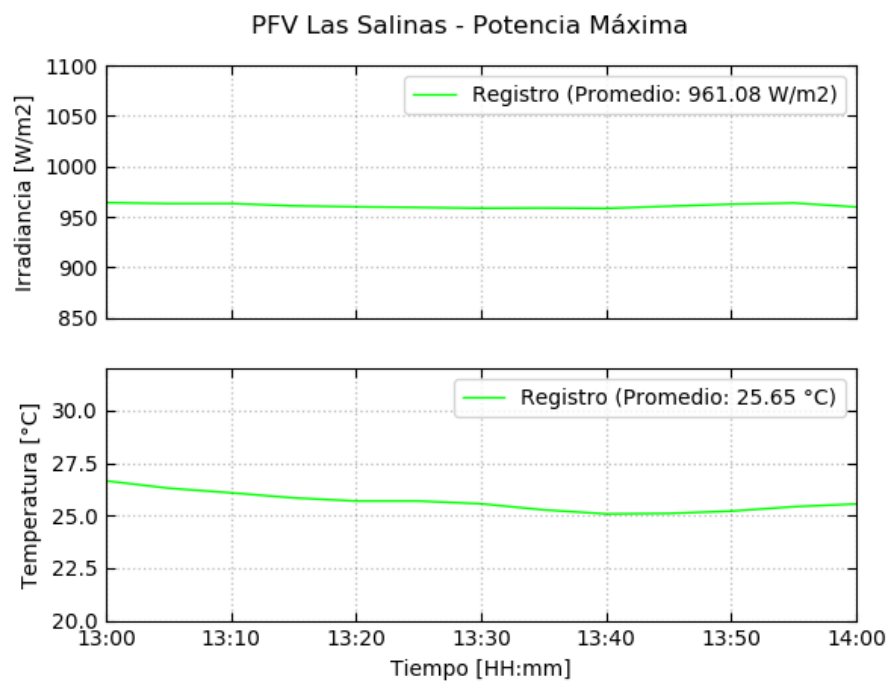


Figura 4.3 – Ensayo de Potencia Máxima – Datos Meteorológicos

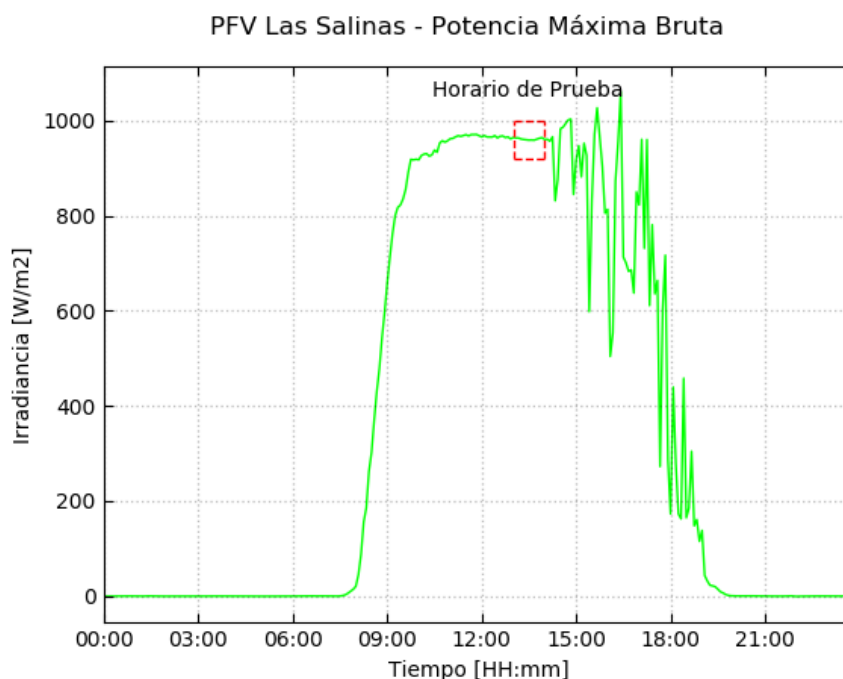


Figura 4.4 – Ensayo de Potencia Máxima – Irradiancia día 27/03/2024

## 4.2 Correcciones y Resultados en condiciones de ensayo

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 4.1. Para el desarrollo de los cálculos se han considerado los valores medios de cada variable durante el período de medición, los cuáles se presentan en las Figura 4.1 a Figura 4.4.

### 4.2.1 Potencia Bruta

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a lo presentado en el documento “CH-Sierra Gorda 2019\_EA\_19052020.xlsx” y “SG-49370-1901-4-1\_TMY\_P50” (adjuntos), en el anexo 6.1 y 6.2 se determinan las condiciones nominales de irradiancia POA y temperatura ambiente:

- Irradiancia de sitio ( $I_{r\_sitio}$ ): 1062.0 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura ambiente ( $T_{amb\_sitio}$ ): 21.9°C



En primer lugar, se realiza la determinación de la Potencia Bruta Medida ( $P_{bruta,med}$ ) durante el ensayo, para esto se considera el registro de potencia de los inversores ( $P_{INV}$ ) y se les suma la potencia de los consumos propios de cada equipo según la siguiente expresión:

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

$$P_{bruta,med} = 182.8912 MW + 962 \times 196 W = 183.0797 MW$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede observarse en los registros y en la documentación de los paneles presentada en la Figura 3.10.

El resultado se muestra a continuación.

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

$$P_{bruta,ir} = 183.0797 MW * \frac{1062.0 \frac{W}{m^2}}{961.08 \frac{W}{m^2}} = 202.3043 MW$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico ( $T_{p_{med}}$ ) para las condiciones de ensayo. La temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ( $Ir_{med}$ ) y temperatura ( $T_{amb}$ ) durante el ensayo y las condiciones ambientales para las cuales se ha determinado el valor de NOCT ("Normal Operation Cell Temperature").

En base a la información del fabricante se determina el valor de NOCT equivalente, el cual corresponde a 45°C. Así mismo, se ha determinado el coeficiente de temperatura equivalente en  $C_{temp} = -0.350 \text{ } ^{\circ}C$ .

La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_{p_{med}} = T_{amb} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{Ir_{med}}{Ir_{NOTC}}$$



$$T_{p_{med}} = 25.65\text{ }^{\circ}\text{C} + (45\text{ }^{\circ}\text{C} - 20\text{ }^{\circ}\text{C}) * \frac{961.08 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 55.6837\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Adicionalmente, se calcula el valor de temperatura de panel para las condiciones de sitio.

$$T_{p_{sitio}} = T_{amb_{sitio}} + (NOCT - T_{NOTC}) * \frac{Ir_{sitio}}{Ir_{NOTC}}$$

$$T_{p_{sitio}} = 21.9\text{ }^{\circ}\text{C} + (45\text{ }^{\circ}\text{C} - 20\text{ }^{\circ}\text{C}) * \frac{1062.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{800.0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 55.0875\text{ }^{\circ}\text{C}$$

La diferencia calculada entre la temperatura de los paneles durante el ensayo y la correspondiente a las condiciones de sitio ( $\Delta T$ ) se presenta a continuación.

$$\Delta T = T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}}$$

$$\Delta T = 55.6837\text{ }^{\circ}\text{C} - 55.0875\text{ }^{\circ}\text{C} = 0.5962\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Utilizando el coeficiente de temperatura calculado de  $C_{temp} = -0.35\text{ }^{\circ}\text{C}/^{\circ}\text{C}$ , se realiza la corrección por temperatura de operación de los paneles y se obtiene el valor de **Potencia Bruta Corregida**, según la siguiente expresión.

$$P_{bruta,corr} = \frac{P_{bruta,ir}}{(1 + C_{temp} * \Delta T)}$$

$$P_{bruta,corr} = \frac{202.3043\text{ MW}}{1 - 0.0035 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} * 0.5962\text{ }^{\circ}\text{C}} = 202.7273\text{ MW}$$



#### 4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

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

Según se observa en la Figura 3.12, el consumo interno de cada inversor se estima en 196 W. Adicionalmente, en base a lo presentado en la sección 3.7, se ha estimado el consumo de potencia de servicios auxiliares en 145.766 kW.

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

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

$$P_{SSAA} = 962 \times 196 \text{ W} + 145.766 \text{ kW} = 334.3180 \text{ kW}$$

$$P_{SSAA} = 0.3343 \text{ MW}$$

#### 4.2.3 Potencia de Pérdidas en la Central

La Potencia de Pérdidas en la central corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central, en los transformadores de bloque y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.

En base a las mediciones realizadas durante el ensayo de Potencia Máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la central se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en los inversores (ver Figura 4.2) y la **Potencia Neta Medida** ( $P_{neta,med}$ , ver Figura 4.1). Además, se debe considerar el valor de potencia del transformador de servicios auxiliares, estimados en 145.766 kW.

La expresión para el cálculo de **Potencia de Pérdidas en la central medida** ( $P_{perd,central,med}$ ) se presenta a continuación.

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

$$P_{perd,central,med} = 182.8912 \text{ MW} - 145.766 \text{ kW} - 179.2569 \text{ MW} = 3.4885 \text{ MW}$$

Este valor de pérdidas considera las pérdidas en condición de vacío, en el transformador principal del parque y en los transformadores de bloque, y las pérdidas resistivas asociadas al nivel de carga en la condición de ensayo. A continuación, se procede a desglosar el valor de pérdidas medidas entre los valores correspondiente a carga y vacío.



$$P_{perd,central,med,carga} = P_{perd,central,med} - P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} - N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,central,med,carga} = 3.4885 \text{ MW} - 2 \times 72.54 \text{ kW} - 35 \times 5.4 \text{ kW} = 3.1544 \text{ MW}$$

$$P_{perd,central,vacio} = 2 \times P_{Perd,vacio,tr_{ppal}} + N^{\circ} Tr_{bloque} \times P_{Perd,vacio,tr_{bloque}}$$

$$P_{perd,central,vacio} = 2 \times 72.54 \text{ kW} + 35 \times 5.4 \text{ kW} = 334.08 \text{ kW}$$

Este valor de pérdidas en carga medido ( $P_{perd,central,med,carga}$ ) debe ser corregido para el despacho en escenario de **Potencia Bruta Corregida**. La siguiente expresión muestra la **Potencia de Pérdidas en la central en carga corregida** ( $P_{perd,central,carga,corr}$ ). Cabe mencionar que el valor de pérdidas en vacío no depende de la condición de despacho del parque.

$$P_{perd,central,carga,corr} = P_{perd,central,med,carga} \times \left( \frac{P_{bruta,corr}}{P_{bruta,med}} \right)^2$$

$$P_{perd,central,corr,carga} = 3.1544 \text{ MW} \times \left( \frac{202.7273 \text{ MW}}{183.0797 \text{ MW}} \right)^2 = 3.8677 \text{ MW}$$

Entonces el valor total de **Pérdidas en la central corregida** ( $P_{perd,central,corr}$ ) queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{perd,central,corr} = P_{perd,central,corr,carga} + P_{perd,central,vacio}$$

$$P_{perd,central,corr} = 3.8677 \text{ MW} + 334.08 \text{ kW} = 4.2018 \text{ MW}$$

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

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

En la Tabla 3.4 se presentan los valores de pérdida en vacío y carga del transformador principal, cabe mencionar que el valor de pérdidas en carga está referido a la condición de potencia nominal del equipo y deben ser determinadas en la condición de referencia de sitio. Las pérdidas en carga en este escenario ( $P_{Perd,carga,tr_{ppal}}$ ) se calculan según la siguiente expresión.



$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 2 \times P_{Perd,carga,nominal,tr_{ppal}} \times \left( \frac{P_{bruta,corr}}{2 \times S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$
$$P_{Perd,carga,tr_{ppal}} = 1150.5 \text{ kW} \times \left( \frac{202.7273 \text{ MW}}{2 \times 176 \text{ MVA}} \right)^2 = 381.6153 \text{ kW}$$

La expresión de pérdidas del transformador principal es la siguiente.

$$P_{Perd,tr_{ppal}} = P_{Perd,carga,tr_{ppal}} + P_{Perd,vacio,tr_{ppal}}$$
$$P_{Perd,tr_{ppal}} = 381.6153 \text{ kW} + 2 \times 72.54 \text{ kW} = 526.6953 \text{ kW}$$

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

$$P_{Perd,redMT} = P_{perd,central,corr} - P_{Perd,tr_{ppal}}$$
$$P_{Perd,redMT} = 4.2018 \text{ MW} - 0.5267 \text{ MW} = 3.6751 \text{ MW}$$

#### 4.2.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta Ensayada** registrada del Parque Fotovoltaico Las Salinas se obtuvo a partir de la medida en el punto de interconexión y el cálculo del valor medio para el período seleccionado obteniéndose el siguiente resultado.

Para obtener el valor de **Potencia Neta Corregido** se utilizará el valor de Potencia bruta corregida, de Potencia de Servicios Auxiliares en la condición de operación normal y Potencia de Pérdidas de la central corregida, según la siguiente expresión.

$$P_{neta,corr} = P_{bruta,corr} - P_{SSAA} - P_{perd,central,corr}$$
$$P_{neta,corr} = 202.7273 \text{ MW} - 0.3343 \text{ MW} - 4.2018 \text{ MW} = 198.1912 \text{ MW}$$



#### 4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados. Se presentan los resultados para las condiciones de ensayo del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

| Parque Fotovoltaico | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|---------------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Las Salinas         | 202.7273            | 0.3343      | 4.2018                      | 198.1912           |

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Las Salinas – Resumen de Cálculos

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



## 5 CONCLUSIONES

En el presente informe, se ha determinado la Potencia Máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas.

Se demuestra que la central posee una potencia bruta máxima de 202.7273 MW resultando en una inyección de 198.1912 MW en el POI.

La Tabla 5.1 resume los resultados obtenidos.

| Parque Fotovoltaico | Potencia Bruta [MW] | SS.AA. [MW] | Pérdidas en la central [MW] | Potencia Neta [MW] |
|---------------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--------------------|
| Las Salinas         | 202.7273            | 0.3343      | 4.2018                      | 198.1912           |

Tabla 5.1 – Potencia Máxima – Parque Fotovoltaico Las Salinas

En la Tabla 5.2 se muestra el desglose de pérdidas para las pruebas.

| Pérdidas en la central [MW] | Pérdidas Tr. Principal [MW] | Pérdidas red colectora [MW] |
|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 4.2018                      | 0.5267                      | 3.6751                      |

Tabla 5.2 – Desglose de pérdidas



## 6 ANEXOS

### 6.1 Determinación de la Irradiancia en Sitio

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a lo presentado en el documento "CH-Sierra Gorda 2019\_EA\_19052020.xlsx" se determina a través del promedio anual de irradiancia presente en el horario comprendido entre las 12:00 y 13:00 horas.

|      |    | Average hourly GTI distribution [w/mq] |      |      |      |     |     |     |     |      |      |      |      |
|------|----|----------------------------------------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|
|      |    | Month                                  |      |      |      |     |     |     |     |      |      |      |      |
|      |    | 1                                      | 2    | 3    | 4    | 5   | 6   | 7   | 8   | 9    | 10   | 11   | 12   |
| Hour | 0  | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 1  | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 2  | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 3  | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 4  | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 5  | 136                                    | 39   | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 31   | 186  | 334  | 279  |
|      | 6  | 558                                    | 383  | 394  | 294  | 167 | 97  | 91  | 199 | 491  | 821  | 1003 | 636  |
|      | 7  | 990                                    | 923  | 952  | 876  | 724 | 577 | 570 | 785 | 993  | 1067 | 1114 | 1057 |
|      | 8  | 1119                                   | 1094 | 1067 | 963  | 854 | 804 | 826 | 933 | 1072 | 1163 | 1198 | 1168 |
|      | 9  | 1184                                   | 1164 | 1104 | 986  | 850 | 813 | 832 | 953 | 1091 | 1194 | 1230 | 1221 |
|      | 10 | 1205                                   | 1162 | 1107 | 989  | 838 | 789 | 826 | 949 | 1088 | 1199 | 1245 | 1241 |
|      | 11 | 1210                                   | 1192 | 1124 | 986  | 841 | 776 | 811 | 934 | 1085 | 1208 | 1255 | 1250 |
|      | 12 | 1214                                   | 1197 | 1127 | 990  | 863 | 787 | 827 | 933 | 1094 | 1207 | 1253 | 1251 |
|      | 13 | 1198                                   | 1174 | 1102 | 1001 | 881 | 808 | 850 | 934 | 1094 | 1195 | 1232 | 1231 |
|      | 14 | 1125                                   | 1124 | 1058 | 983  | 873 | 812 | 857 | 934 | 1075 | 1159 | 1191 | 1170 |
|      | 15 | 1055                                   | 1047 | 994  | 910  | 778 | 713 | 788 | 888 | 1006 | 1079 | 1106 | 1076 |
|      | 16 | 879                                    | 832  | 700  | 411  | 220 | 178 | 250 | 380 | 502  | 633  | 795  | 890  |
|      | 17 | 366                                    | 263  | 135  | 11   | 0   | 0   | 0   | 0   | 15   | 88   | 180  | 302  |
|      | 18 | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 19 | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 20 | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 21 | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 22 | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |
|      | 23 | 0                                      | 0    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0    | 0    | 0    | 0    |

Figura 6.1 - Average hourly GTI distribution [w/mq]

Por lo tanto:

- Irradiancia de sitio ( $I_{r\_sitio}$ ): 1062.0 W/m<sup>2</sup>



## 6.2 Determinación de la Temperatura en Sitio

La potencia bruta máxima del Parque Fotovoltaico Las Salinas debe ser determinada para las condiciones irradiancia y temperatura de panel propias del sitio. En base a lo presentado en el documento "SG-49370-1901-4-1\_TMY\_P50" se determina a través del promedio de temperatura anual en el horario comprendido de las 12:30.

| Day | Time  | GHI  | DIF | SE     | SA      | TEMP | WS  | WD  |
|-----|-------|------|-----|--------|---------|------|-----|-----|
| 85  | 8:30  | 649  | 98  | 36.76  | -112.11 | 19.2 | 2.2 | 162 |
| 85  | 9:30  | 849  | 112 | 48.93  | -124.22 | 21.7 | 2.7 | 207 |
| 85  | 10:30 | 986  | 121 | 58.9   | -143.55 | 23.7 | 3.9 | 233 |
| 85  | 11:30 | 1045 | 126 | 64.04  | -173.14 | 24.9 | 5.4 | 246 |
| 85  | 12:30 | 1020 | 124 | 61.77  | 154.42  | 25.3 | 6.8 | 251 |
| 85  | 13:30 | 914  | 116 | 53.37  | 130.95  | 24.8 | 7.7 | 252 |
| 85  | 14:30 | 737  | 104 | 41.87  | 116.43  | 23.4 | 8.1 | 250 |
| 85  | 15:30 | 508  | 86  | 29.05  | 106.81  | 21.3 | 7.7 | 247 |
| 85  | 16:30 | 254  | 59  | 15.64  | 99.59   | 18.3 | 6.5 | 244 |
| 85  | 17:30 | 41   | 17  | 2.41   | 93.44   | 14.9 | 4.5 | 242 |
| 85  | 18:30 | 0    | 0   | -11.91 | 87.57   | 12.5 | 2.5 | 235 |
| 85  | 19:30 | 0    | 0   | -25.93 | 81.52   | 11.2 | 1   | 185 |

Figura 6.2 - TYPICAL METEOROLOGICAL YEAR

Por lo tanto:

- Temperatura ambiente (Tamb\_sitio): 21.9 °C



### 6.3 Certificado de calibración del medidor de energía

| CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN                                                                                                                                                                                                                                          |                  |                    |                     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|--------------------|---------------------|
| <br><b>ESTUDIOS ELÉCTRICOS</b>                                                                                                                                                     |                  |                    |                     |
| Estudios Eléctricos declara que el instrumento:                                                                                                                                                                                                                     |                  |                    |                     |
| Instrumento                                                                                                                                                                                                                                                         | Número de Serie: | Última Calibración |                     |
| JANITZA UMG 512 Pro                                                                                                                                                                                                                                                 | 4201/5361        | 9/5/2023           |                     |
| <p>Fue calibrado siguiendo los lineamientos establecidos en el procedimiento EE-MP-2009-156_05 Control de Equipos habiéndose encontrado conforme y quedando habilitado para su uso.</p> <p>Para la calibración se emplearon los siguientes instrumentos patrón:</p> |                  |                    |                     |
| Instrumento Patrón                                                                                                                                                                                                                                                  | Número de Serie: | Última calibración | Próxima calibración |
| Valija de Inyección<br>OMICRON CMC<br>256-6                                                                                                                                                                                                                         | JG677S           | 29/10/2021         | 29/10/2024          |

Fecha de evaluación: 9/5/2023  
Certificado número: EE-CI-2023-0604

Nombre Inspector: Leiss, Jorge  
Firma:





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.