



## INFORME DE POTENCIA MÁXIMA

# PROYECTO SWITCHGEAR 23 KV S/E ANDES – HANWHA Q CELLS – SOL DEL NORTE

Preparado para:

CEN – Coordinador Eléctrico Nacional




Versión 1.0

energiE, 29 de marzo de 2022

- [energie.cl](http://energie.cl)
- [contacto@energie.cl](mailto:contacto@energie.cl)
- Grupo energíe
- @Grupo\_energie

## Control de Cambios

 <b>Hanwha</b>	"Informe de Potencia Máxima"	
<b>Descripción:</b> Informe de prueba de Potencia Máxima del proyecto Switchgear 23 kV S/E Andes – Hanwha Q Cells, el cual corresponde a la construcción y operación de tres parques fotovoltaicos: "Desierto", "Los Andes" y "Sol del Norte". Dichos parques serán conectados a la subestación Andes, en el autotransformador 1 (ATR1), en 23 kV.		
Entregables	Versión	Fecha
Informe Final	1.0	29-03-2022

# ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS .....	4
ÍNDICE DE FIGURAS .....	5
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
1.1. Datos de la prueba .....	8
<b>2. NORMA TÉCNICA .....</b>	<b>9</b>
<b>3. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE Y SUS COMPONENTES .....</b>	<b>10</b>
1.1 Paneles fotovoltaicos e inversores .....	11
1.2 Transformadores y red colectora .....	14
<b>4. POTENCIA MÁXIMA .....</b>	<b>16</b>
1.3 Correcciones .....	18
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>22</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Instrumentos de medición utilizados en la prueba.....	8
Tabla 2: Elementos eléctricos de centrales fotovoltaicas.....	10
Tabla 3: Característica de paneles fotovoltaicos. ....	11
Tabla 4: Características de los inversores de las plantas fotovoltaicas. ....	12
Tabla 5: Características de los transformadores MT/BT de las plantas fotovoltaicas. ....	14
Tabla 6: Tramos de las redes colectoras en las plantas fotovoltaicas. ....	15
Tabla 7: Resumen de resultados. ....	22

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Zona de interconexión del proyecto.....	7
Figura 2: Diagrama Unilineal Simplificado del proyecto.....	7
Figura 3: Conexión de proyecto a subestación Andes. ....	11
Figura 4: Capacidad nominal de los inversores según el modelo y en función de la temperatura. ....	13
Figura 5: Curva de capacidad de los inversores.....	13
Figura 6: Diagrama unilineal de red colectora.....	15
Figura 7: DUS del proyecto y punto de medición de Potencia Neta.....	16
Figura 8: Potencia inyectada por central Sol del Norte durante la prueba de potencia máxima. ....	17
Figura 9: Temperatura ambiente en central Sol del Norte durante la prueba de potencia máxima. ....	17
Figura 10: Irradiancia en central Sol del Norte durante la prueba de potencia máxima. ....	18
Figura 11: Modelo en DigSILENT del proyecto.....	19
Figura 12: Potencia vs Irradiancia durante la prueba de potencia máxima en central Sol del Norte. ....	20

# 1. INTRODUCCIÓN

El presente Informe Técnico describe tanto la metodología como los resultados obtenidos de la prueba de Potencia Máxima del proyecto “Switchgear 23 kV S/E Andes – Hanwha Q Cells”. Dicho proyecto consiste en la construcción y operación de tres parques fotovoltaicos: “Desierto”, “Los Andes” y “Sol del Norte”, con una potencia instalada de 9,71 MW, 9,71 MW y 8,6 MW, respectivamente. Dichos parques serán conectados a la subestación Andes, en el autotransformador 1 (ATR1), en 23 kV. El proyecto se encuentra ubicado en la ruta B-241, costado sur-poniente a unos 800 metros de la subestación Andes de propiedad de AES Gener, comuna de Antofagasta, Región de Antofagasta.

Para su conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) le asigna un Número único de Proyecto (NUP) a los proyectos: 2034 (Los Andes), 2035 (Sol del Norte) y 2036 (Del Desierto) y a través de sus cartas DE04788-20 (Los Andes), DE04789-20 (Sol del Norte) y DE04790-20 (Del Desierto). Actualmente el proyecto se encuentra en proceso de Entrada en Operación (EO), por lo que uno de los hitos exigidos corresponde a la prueba de Potencia Máxima y la entrega del correspondiente Informe Técnico.

Los tres parques se unirán al SEN mediante el terciario del transformador N°1 345/220/23 kV de la S/E Andes, el cual cuenta con una capacidad de 89 MVA, tal como se presenta en la Figura 2. En la Figura 1 se presenta la ubicación geográfica de la S/E Andes, en donde se puede apreciar la conexión de ésta con la Central Salta al lado argentino.



Figura 1: Zona de interconexión del proyecto.

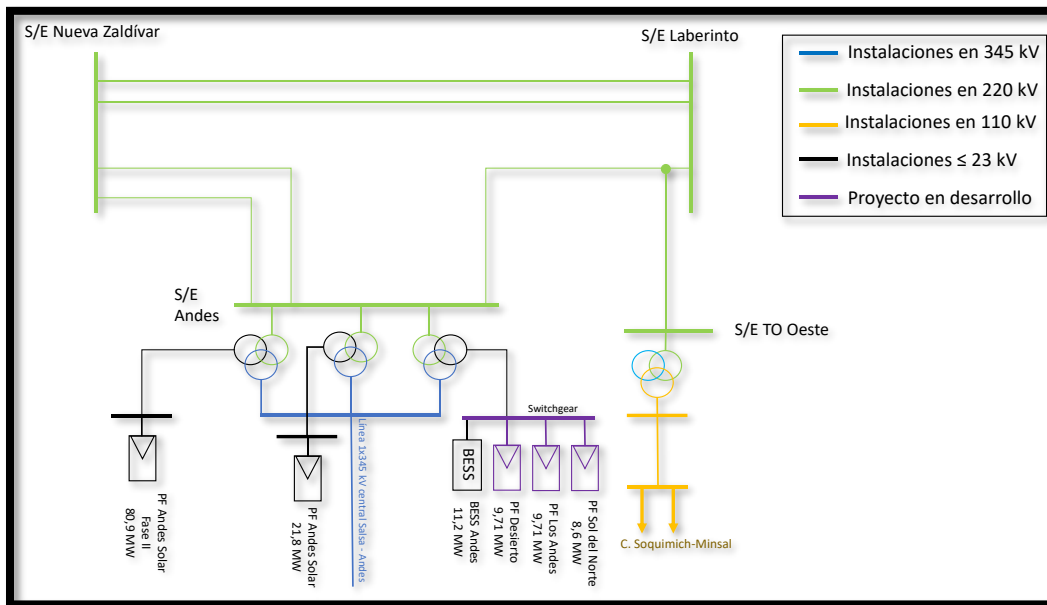


Figura 2: Diagrama Unilineal Simplificado del proyecto.

## 1.1. Datos de la prueba

La prueba de potencia máxima fue realizada el día 18 del febrero del 2022 por los ingenieros Carlos Narváez y Kevin Rojas de la empresa Q CELLS Chile.

*Tabla 1: Instrumentos de medición utilizados en la prueba.*

Instrumento	Marca	Modelo	Precisión	Calibración
<b>Analizador de energía</b>	Janitza electronics GmbH	6100B	±0.1%	Anexo 3.1
<b>Piranómetro</b>	Kipp & Zonen	SMP11-A	±1.39%	Anexo 3.2

En la Tabla 1 se presentan los instrumentos de medición utilizados en la prueba de Potencia Máxima. Además de ellos, se utilizaron los datos obtenidos del SCADA de las centrales, las cuales cuentan con una tasa de muestreo de 200 ms.



## 2. NORMA TÉCNICA

El presente informe técnico trata de la prueba de Potencia Máxima, la cual debió ser realizada de acuerdo con lo establecido en el “Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”, en donde se 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.

En sus capítulos, el Anexo Técnico trata temas como:

- Aspectos relevantes sobre la prueba de Potencia Máxima
- Realización de la prueba y verificación de los resultados
- Posibles observaciones al informe de la prueba de Potencia Máxima
- Sobre la prueba de Potencia Máxima en Unidades Térmicas
- Sobre la prueba de Potencia Máxima en Unidades Hidráulicas con capacidad de regulación
- Sobre la prueba de Potencia Máxima en unidades cuya fuente es renovable no convencional

Específicamente, el Artículo 39 de dicho Anexo Técnico es el que se debe seguir para llevar a cabo la prueba en unidades generadoras cuya fuente sea renovable no convencional y no posea capacidad de regulación. En dicho artículo se establece que “el valor de Potencia Máxima debe ser obtenido en función de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías”.

### 3. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE Y SUS COMPONENTES

La S/E Andes cuenta actualmente con las siguientes instalaciones, tal como se presenta en la Figura 2:

- Conexión del dispositivo BESS Andes de 12,8 MW al transformador N°1 345/220/23 kV.
- Conexión de línea 1x345 kV Central Salta-Andes.
- Conexión central fotovoltaica PF Andes Solar de 21,8 MW a los transformadores N°1 y N°2 345/220/23 kV.

La conexión de las tres centrales fotovoltaicas del proyecto se basa en la construcción de una sala eléctrica/switchgear en las dependencias de la S/E Andes denominada “BA S/E Andes (AES Gener) 23 kV BP2”, en la cual se conectará nuevamente el dispositivo BESS Andes y los tres circuitos soterrados provenientes de las plantas fotovoltaicas, junto a un reactor zigzag.

La composición de las centrales fotovoltaicas es similar debido a que utilizan los mismos modelos de paneles, inversores y conductores. Específicamente, cada central posee lo siguiente:

*Tabla 2: Elementos eléctricos de centrales fotovoltaicas.*

Elemento\Central	Desierto	Los Andes	Sol del Norte
<b>Modelo inversor</b>	Sunny Central 3000- EV	Sunny Central 3000- EV	Sunny Central 3000- EV
<b>N° Inversores</b>	3	3	3
<b>Modelo Paneles</b>	Q.Antum L-G4.2 335-350 (345)	Q.Antum L-G4.2 335-350 (345)	Q.Antum L-G4.2 335-350 (345)
<b>N° Paneles</b>	28.014	28.014	24.882
<b>Transformador</b>	WESTRAFO 23/0655 kV Dy	WESTRAFO 23/0655 kV Dy	WESTRAFO 23/0655 kV Dy
<b>N° de Transformadores</b>	3	3	3

Para la conexión de los tres parques a la S/E andes, las tres plantas se conectan inicialmente a una línea aérea de 23 kV de una longitud de 690 metros presentada en la Figura 3 a), la cual es soterrada a la entrada de la S/E Andes. Dicho soterramiento tiene dos tramos, el primero posee una longitud de 650 metros y conecta la entrada de la línea con la nueva BA S/E Andes (AES Gener) 23 kV BP2 (Ex #1), a la cual también

se conecta el dispositivo BESS y que es presentada en la Figura 3 b). El segundo soterramiento posee una longitud de 140 metros y conecta la nueva BA S/E Andes (AES Gener) 23 kV BP2 (Ex #1) con el terciario del transformador N°1 345/220/23 kV, la cual es presentada en la Figura 3 c).

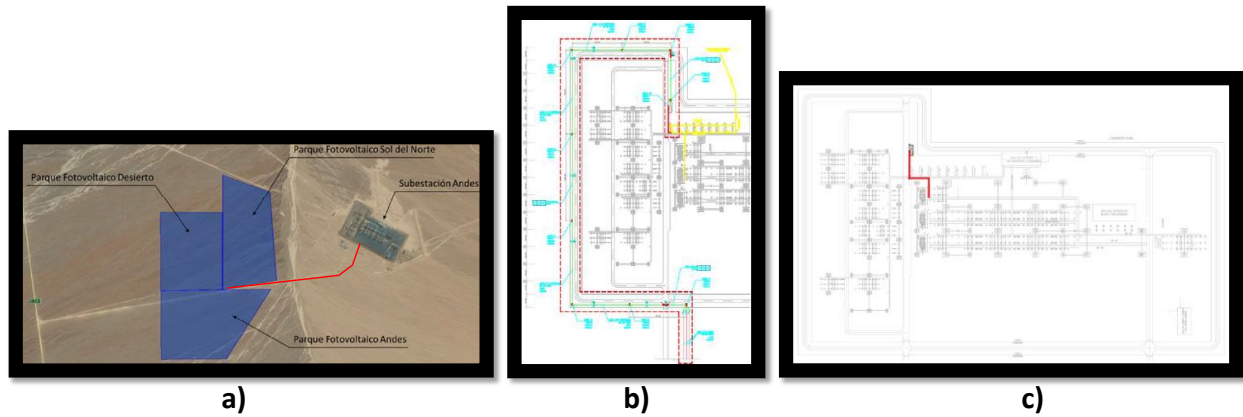


Figura 3: Conexión de proyecto a subestación Andes.

## 1.1 Paneles fotovoltaicos e inversores

Tal como se describió previamente en la Tabla 2, las tres plantas fotovoltaicas cuentan con el mismo tipo de panel fotovoltaico e inversor, cuyas características se presentan en la Tabla 3 y Tabla 4, respectivamente. Así mismo, en la Figura 4 y en la Figura 5 se presenta el comportamiento de la potencia de salida de los inversores según la temperatura y la curva de capacidad, la cual relaciona la potencia de salida activa y reactiva según la tensión de salida del inversor.

Tabla 3: Característica de paneles fotovoltaicos.

	Desierto	Los Andes	Sol del Norte
<b>Marca</b>	Q.Antum		
<b>Modelo</b>	Q.PLUS L-G4.2 335-350 (345)		
<b>N° de paneles</b>	28.014	28.014	24.882
<b>Potencia a MPP [W]</b>	345		
<b>Corriente de cortocircuito [A]</b>	9,59		
<b>Tensión de circuito abierto [V]</b>	46,58		

<b>Corriente en MPP [A]</b>	9,10
<b>Voltaje en MPP [V]</b>	37,93
<b>Eficiencia</b>	≥17,3

*Tabla 4: Características de los inversores de las plantas fotovoltaicas.*

<b>Característica</b>	<b>Del Desierto</b>	<b>Los Andes</b>	<b>Sol del Norte</b>
<b>Marca</b>	SMA		
<b>Modelo</b>	Sunny Central 3000-EV		
<b>N° de inversores</b>	3	3	3
<b>DC Input</b>			
<b>MPP Rango de Tensión @Máx. Pot. (25°C/35°C/50°C)</b>	956 V hasta 1.425 V / 1.200 V / 1.200 V		
<b>Corriente nominal a Vdc_min a 35°C y 50 °C</b>	3.200 A / 2.970 A		
<b>AC Input</b>			
<b>Tensión nominal AC cosφ =1 (a 35°C / a 50°C) cosφ =0.8 (a 35°C / a 50°C)</b>	3.000 kVA / 2.700 kVA 2.400 kW / 2.160 kW		

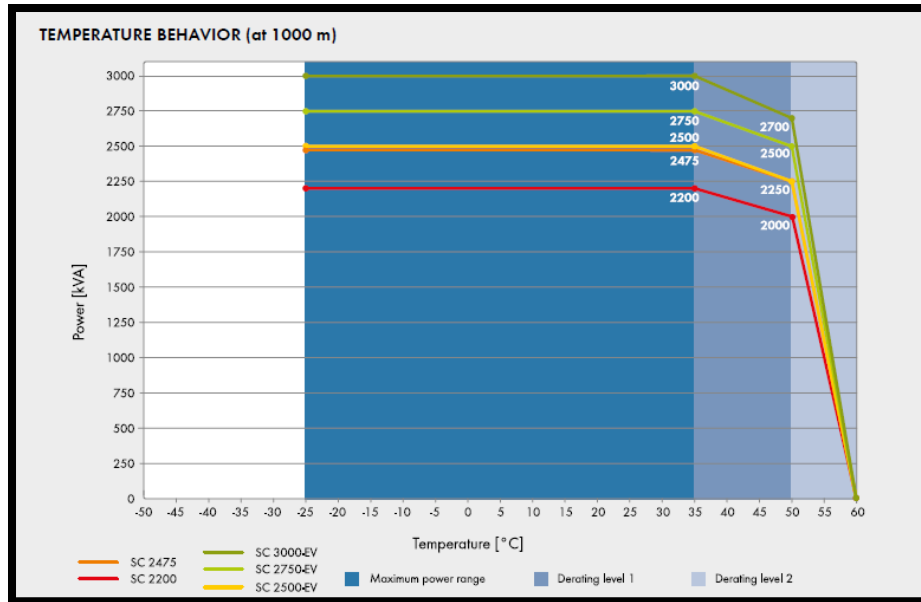


Figura 4: Capacidad nominal de los inversores según el modelo y en función de la temperatura.

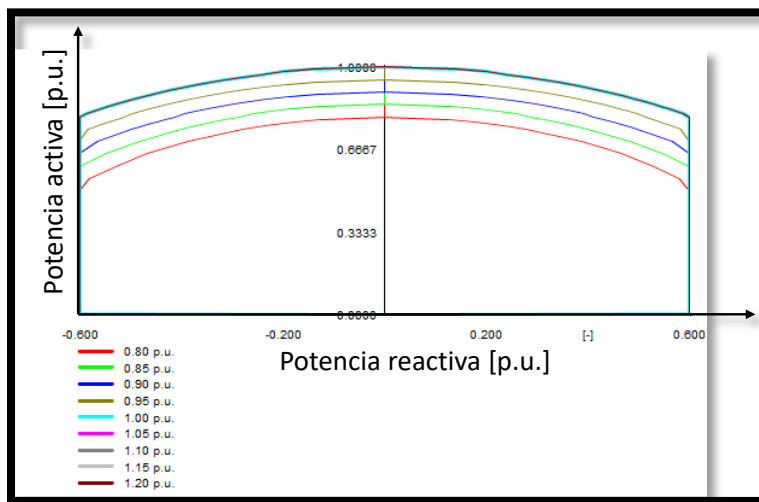


Figura 5: Curva de capacidad de los inversores.

## 1.2 Transformadores y red colectora

Cada una de las plantas fotovoltaicas cuenta con un total de 3 inversores, en donde cada uno de ellos requiere de un transformador elevador, contabilizando un total de 9 transformadores. Dichos transformadores cumplen la función de adecuar la tensión de la generación para contar las plantas a la red colectora. En la Tabla 5 se observan las características de dichos transformadores, las cuales fueron entregadas por el fabricante a partir de las pruebas correspondientes realizados a los equipos.

*Tabla 5: Características de los transformadores MT/BT de las plantas fotovoltaicas.*

Marca	Westrafo
Capacidad Nominal	2.700 [kVA]
Tensión Primaria (HV)	655 [V]
Tensión Secundaria (LV)	23.000 [V]
Conexión	Dy11
Cambiador de tomas (HV)	+2/-2 x 2,50%
Pérdidas de Vacío	1,9242 [kW]
Impedancia de cortocircuito	0,11 [p.u.]

Respecto a la red colectora, esta se presenta en la Figura 6. En las tres plantas fotovoltaicas la red colectora posee tres tramos conformados por cables soterrados a un nivel de tensión de 23 kV. La función de dichos cables es conectar la salida de los transformadores con el punto inicial de la línea aérea que se conecta a la S/E Andes. El cable soterrado es del tipo 4/0 AWG XAT/XLPE 25 kV marca COCESA. En la Tabla 6 se entregan los largos de los distintos tramos de la red colectora para cada una de las tres plantas fotovoltaicas.

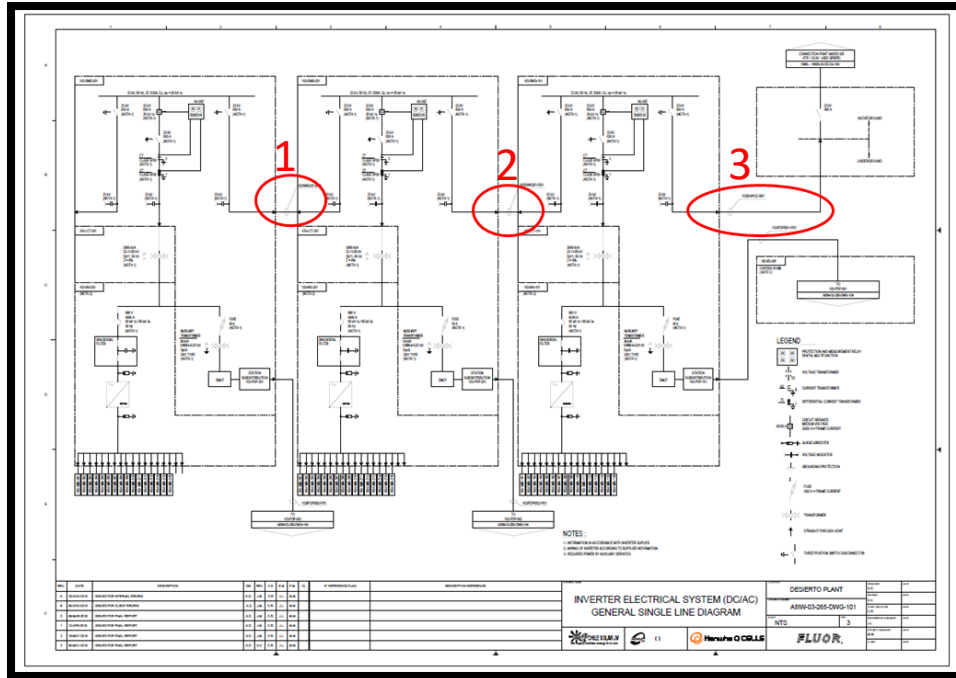


Figura 6: Diagrama unilineal de red colectora.

Tabla 6: Tramos de las redes colectoras en las plantas fotovoltaicas.

	Primer tramo [mts]	Segundo tramo [mts]	Tercer tramo [mts]
<b>Sol del Norte</b>	160	200	260
<b>Los Andes</b>	225	385	1.130
<b>Desierto</b>	220	220	220

## 4. POTENCIA MÁXIMA

La prueba de potencia máxima fue realizada el día 18 de febrero del 2022 entre las 14:10 y las 15:20, contemplando una ventana de 1 hora 10 minutos. La medida de potencia neta fue tomada mediante el el analizador de energía marca Janitza electronics GmbH en el terciario del transformador N° 1 de S/E Andes 345/220/23 kV (Punto de Interconexión), tal como se muestra en la Figura 7.

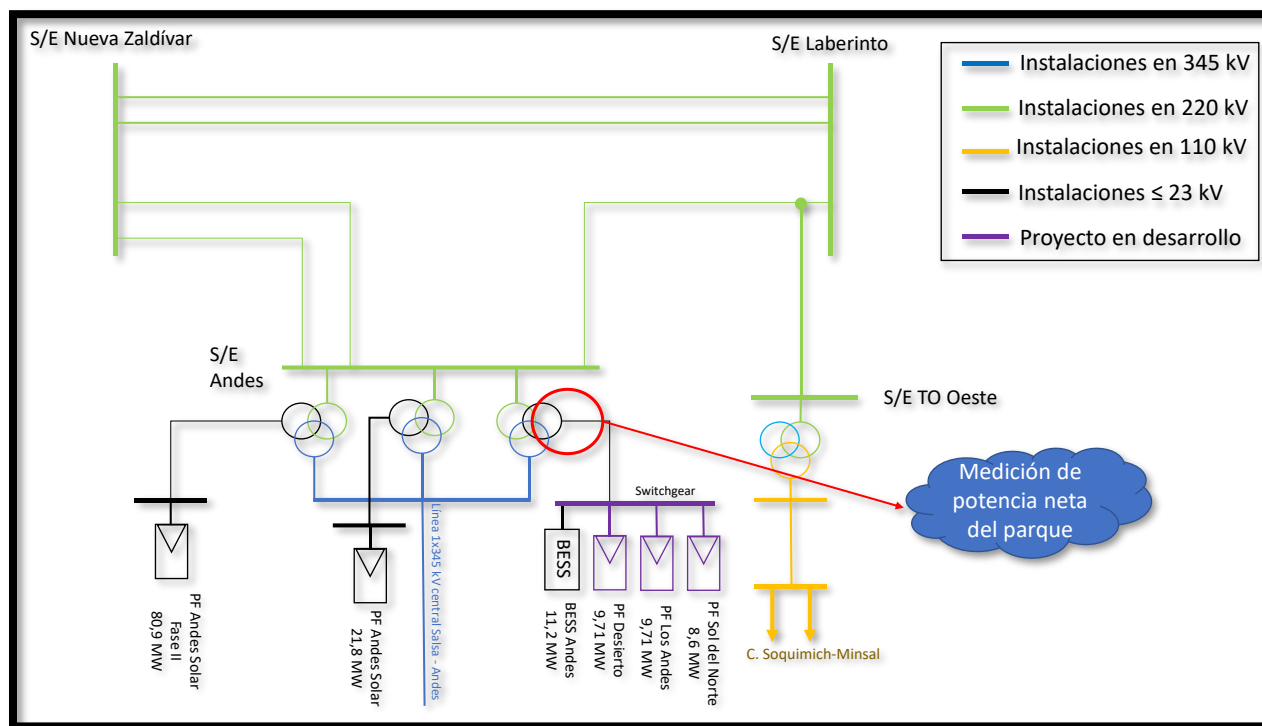


Figura 7: DUS del proyecto y punto de medición de Potencia Neta.

La Potencia Máxima del proyecto debe ser determinada para condiciones nominales de irradiancia y temperatura del panel, las cuales corresponden a 1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C, respectivamente. De esta manera, otras variables adquiridas durante la prueba de Potencia Máxima fue la temperatura ambiente (utilizada para determinar la temperatura del panel) y la irradiancia (obtenida a través de un piranómetro).

En las figuras 8, 9 y 10 se presentan la potencia neta del parque en el punto de conexión, la irradiancia y la temperatura, respectivamente para todo el periodo de la prueba. Se puede observar que la potencia



obtenida durante la prueba fue obtenida en condiciones cercanas a las nominales (1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25°C de temperatura en los paneles), sin embargo, al no ser a dichas condiciones, la potencia bruta debe ser corregida.

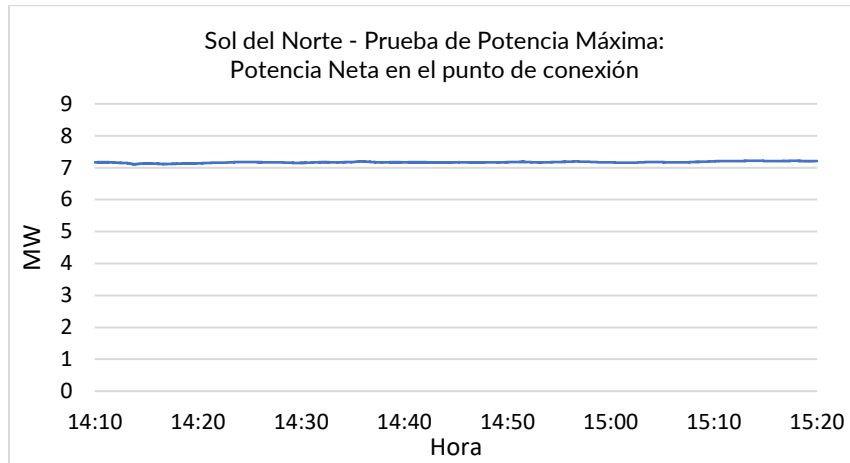


Figura 8: Potencia inyectada por central Sol del Norte durante la prueba de potencia máxima.

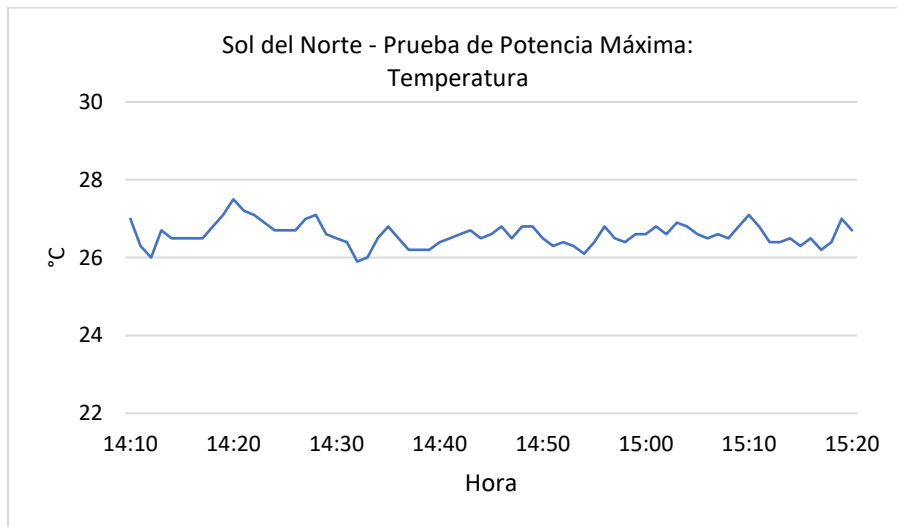
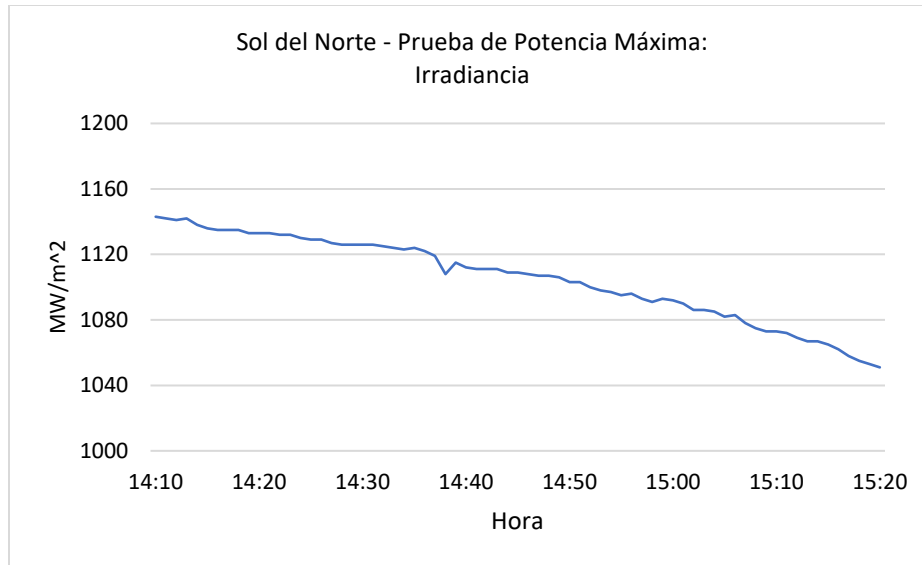


Figura 9: Temperatura ambiente en central Sol del Norte durante la prueba de potencia máxima.



*Figura 10: Irradiancia en central Sol del Norte durante la prueba de potencia máxima.*

### 1.3 Correcciones

En la ventana de estudio, se registró una potencia neta máxima de 7.22 MW en el punto de conexión, con una irradiancia de 1067 W/m<sup>2</sup> y temperatura ambiente de 26.4 °C. Esta potencia corresponde a la salida e incluye las pérdidas internas de las redes interiores (transformadores, línea aérea y cable soterrado) y el consumo de servicios auxiliares. De esta manera, es necesario considerar las pérdidas internas a partir del modelo en PowerFactory del proyecto, el cual fue aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional dentro de los estudios realizados para PGP.

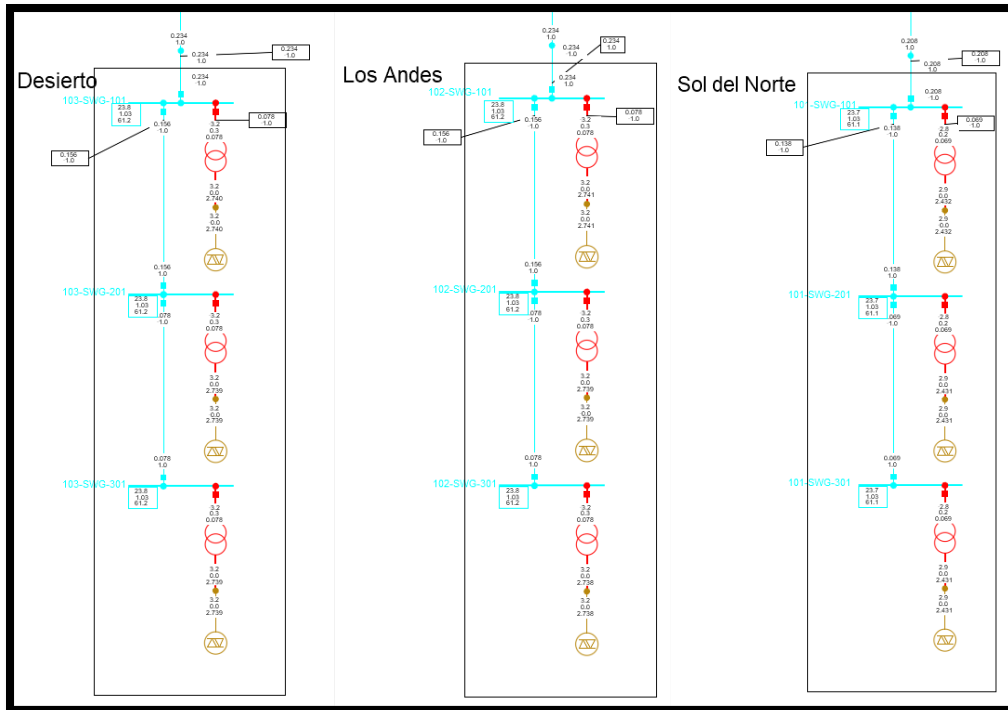


Figura 11: Modelo en DigSILENT del proyecto.

Con la finalidad de hallar la potencia bruta del proyecto y realizar las correcciones respecto a temperatura e irradiancia, es necesario despachar en el modelo de PowerFactory cada uno de los inversores con la finalidad de obtener los 7.22 MW en el punto de conexión, es decir, en el terciario del transformador 1. De esta manera, se ha obtenido una potencia bruta sin corregir de 7.32 MW, en donde cada inversor fue despachado a 2.44 MW.

Conforme a lo anterior, la potencia bruta sin corregir de la planta debe ser corregida respecto a la irradiancia y temperatura del panel.

### Corrección por irradiancia

Para esta corrección, se considerará una dependencia lineal entre la potencia e irradiancia, tal como se puede observar en la figura 12. De esta manera, el resultado de la potencia corregida por irradiancia es la siguiente:

$$P_{bruta,ir} = P_{bruta,NC} \cdot \frac{1000}{irradiancia} = 7.32 \cdot \frac{1000}{1067} = 6.86 \text{ MW}$$

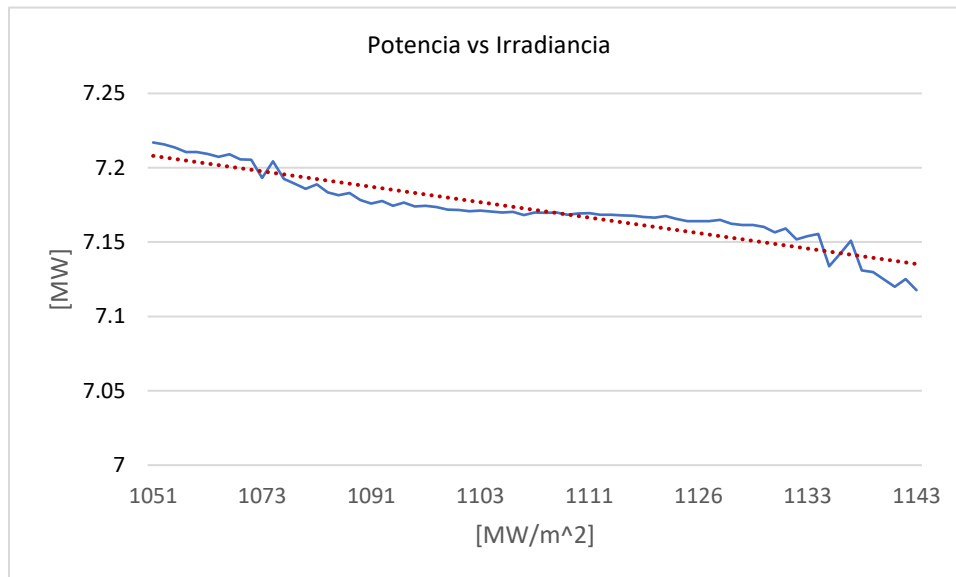


Figura 12: Potencia vs Irradiancia durante la prueba de potencia máxima en central Sol del Norte.

## Corrección por temperatura

Debido a la incapacidad para tomar muestra de temperatura en los paneles, se realizarán correcciones a la potencia bruta utilizando el coeficiente de temperatura entregado por el fabricante. De esta manera, los pasos seguidos son los siguientes:

- Lo primero que se debe obtener es la temperatura del panel a partir de la medición de temperatura ambiente e irradiancia. De esta manera, se utilizará el dato de temperatura nominal de operación de las células del panel (NOCT por sus siglas en inglés) cuyo valor es 43.3°C. De esta manera, se obtiene lo siguiente:

$$T_{panel} = T_{amb} + (NOCT - 20^{\circ}C) \cdot \frac{Irradiancia}{\frac{800W}{m^2}} = 57.48^{\circ}C$$

- Teniendo la diferencia entre la temperatura hallada en los paneles y la correspondiente a condiciones nominales (25°C), se utiliza el coeficiente de temperatura para Potencia Máxima, el cual es un parámetro entregado por cada fabricante. que es igual a -0.4 %/°C. De esta manera, la potencia bruta corregida por temperatura a partir de la corrección de irradiancia se obtiene de la siguiente expresión:

$$P_{bruta,corregida} = \frac{P_{bruta,ir}}{(1 + C_{temp} \cdot \Delta T)} = \frac{6.86}{0.8701} = 7.88 \text{ MW}$$

De esta manera, el valor de potencia bruta corregida por irradiancia y temperatura corresponde a 7.88 MW, el cual sería el valor de potencia generada por los paneles en condiciones nominales de irradiancia y temperatura.

### Potencia neta corregida

Finalmente, la potencia máxima se debe obtener a partir del despacho del proyecto a un valor de potencia bruta corregida igual a 7.88 MW, obteniendo la potencia máxima de la planta en el punto de conexión al SEN. Para ello, se utiliza nuevamente el modelo validado en PowerFactory y se despacha el proyecto al valor encontrado, en donde cada inversor posee una potencia de despacho de 2.63 MW. Conforme a lo anterior, la potencia neta corregida es de 7.42 MW.

## 5. CONCLUSIONES

Se demuestra que la máxima potencia bruta corregida a condiciones nominales de temperatura de celda e irradiancia que podría entregar el parque son 7.88 MW, mientras que en el punto de conexión la potencia neta corregida es de 7.42 MW. Sin embargo, dicho valor está por debajo de la potencia declarada del parque cuyo valor declarado es 8.6 MW.

*Tabla 7: Resumen de resultados.*

Potencia	Valor [MW]
Potencia Bruta Sin Corregir	7.22
Potencia Bruta Corregida	7.88
Potencia Neta Corregida	7.42
Potencia Neta Declarada	8.6