



# P22003 ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO GUANCHOI

**17.05.2023**

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras  
22003-00-ES-IT-014 Rev. C  
Preparado para Enel Green Power Chile S.A





# P22003

## ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO GUANCHOI DEL SOL

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras

### I-SEP Ingenieros SpA.

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

Padre Mariano 82  
Oficina 603  
Providencia, Santiago  
Chile

+56 2 2604 8761

[www.i-sep.cl](http://www.i-sep.cl)  
[empresa@i-sep.cl](mailto:empresa@i-sep.cl)

REV.	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev. A	Cristian Valenzuela R.	15.05.2023	I-SEP	15.05.2023	Emitido para revisión Interna
Rev. B	Cristian Valenzuela R.	15.05.2023	I-SEP	16.05.2023	Emitido para revisión Cliente
Rev. C	Cristian Valenzuela R.	17.05.2023			

# CONTENIDOS

<b>1. IDENTIFICACIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>2. OBJETIVOS Y ALCANCE .....</b>	<b>4</b>
<b>3. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>4. REFERENCIAS TÉCNICAS .....</b>	<b>4</b>
<b>4.1. DOCUMENTOS .....</b>	<b>4</b>
<b>4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES .....</b>	<b>5</b>
<b>5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE .....</b>	<b>5</b>
<b>5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTÁICO GUANCHOI .....</b>	<b>7</b>
5.1.1. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°1 .....	7
5.1.2. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°2 .....	8
5.1.3. MODELADO RED INTERNA .....	8
5.1.4. MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA .....	15
5.1.5. TRANSFORMADORES ZIG-ZAG .....	17
5.1.6. TRANSFORMADORES AUXILIARES .....	17
<b>6. REVISIÓN NORMATIVA .....</b>	<b>18</b>
<b>7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA .....</b>	<b>18</b>
<b>7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN .....</b>	<b>18</b>
<b>7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>7.3. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE .....</b>	<b>21</b>
<b>7.4. CORRECCIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>22</b>
7.4.1. CORRECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA BRUTA .....	22
<b>7.5. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE CON CORRECCIÓN POR TEMPERATURA E IRRADIANCIA. ....</b>	<b>26</b>
<b>8. CONCLUSIONES .....</b>	<b>27</b>

<b>ANEXO I</b>	<b>REGISTRO DE POTENCIA</b>
<b>ANEXO II</b>	<b>REGISTRO SSAA</b>
<b>ANEXO III</b>	<b>BASE DE DATOS</b>
<b>ANEXO IV</b>	<b>REGISTRO METEOROLOGICO</b>
<b>ANEXO V</b>	<b>MANUAL PANEL SOLAR</b>

# 1. IDENTIFICACIÓN

- ◆ Nombre del Proyecto : Parque Fotovoltaico Guanchoi
- ◆ Número Único de Proyecto (NUP) : 1235
- ◆ Empresa Propietaria del Proyecto : Enel Green Power Chile S.A

## 2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Potencia Máxima para los inversores del Parque Fotovoltaico Guanchoi (PFV Guanchoi) NUP 1235, propiedad de Enel Green Power Chile S.A, según lo establecido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y en el **Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.**

## 3. INTRODUCCIÓN

El proyecto Guanchoi consiste en un parque fotovoltaico que se ubica en la comuna de Inca de Oro, Región de Atacama, Chile. Contempla un total de 2325 inversores HUAWEI SUN 2000 185KTL H1 de 180 W, lo que otorga una potencia total instalada de 397,61 MWp mientras que en el punto de conexión se estima una inyección de 369,9 MW y una máxima generación de 392,41 MW<sup>1</sup>, solo bajo condiciones favorables de radiación solar y temperatura ambiente. La energía inyectada por el parque es evacuada a través de circuitos de 33 kV que se conectan a las instalaciones de transformación de 33/220 kV ubicadas en la S/E Bella Mónica, la cual está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a través de la línea de transmisión 1x220 kV Illapa – Bella Mónica.

En este contexto, I-SEP se ha adjudicado el desarrollo del informe técnico de potencia máxima, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación del proyecto PFV Guanchoi, el cual tiene por objetivo determinar la potencia máxima que puede generar el parque considerando la totalidad de unidades en servicio.

## 4. REFERENCIAS TÉCNICAS

El presente informe ha sido desarrollado con los siguientes antecedentes, los cuales se encuentran en la carpeta Anexos adjunta a este informe:

### 4.1. DOCUMENTOS

- a) Documento “ANEXO I REGISTRO DE POTENCIA.xlsx”, provisto por el cliente, que registra las mediciones obtenidas en las pruebas del día 11/05/2023.
- b) Documento 22003-00-ES-IT-008 Rev. 1, “Estudio de estabilidad transitoria (ET)” realizado por I-SEP

---

<sup>1</sup> Valor extraído desde la estadística de potencia y energía generable mensual con prob. de excedencia de 20%, correspondiente al mes de noviembre, a las 9 hrs. Dicho documento se ha cargado en la información técnica del proyecto con el nombre de “Potencia y energía generable mensual con prob. de excedencia 20%, 50% y 80%.xlsx”.

- c) Documento “ANEXO II REGISTRO SS.AA.zip”, obtenidas en terreno, que registra las mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación en las pruebas del día 11/05/2023.
- d) BD PowerFactory DigSILENT “ANEXO III BASE DE DATOS.pfd”.

## 4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES

- I. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, versión septiembre 2020.
- II. Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.

## 5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE

En la Figura 5-1 se muestra un diagrama unilineal de la zona de influencia, destacando en un recuadro **rojo** el proyecto PFV Guanchoi. Por otro lado, la Figura 5-2 muestra el diagrama unilineal del sistema colector del PFV Guanchoi.

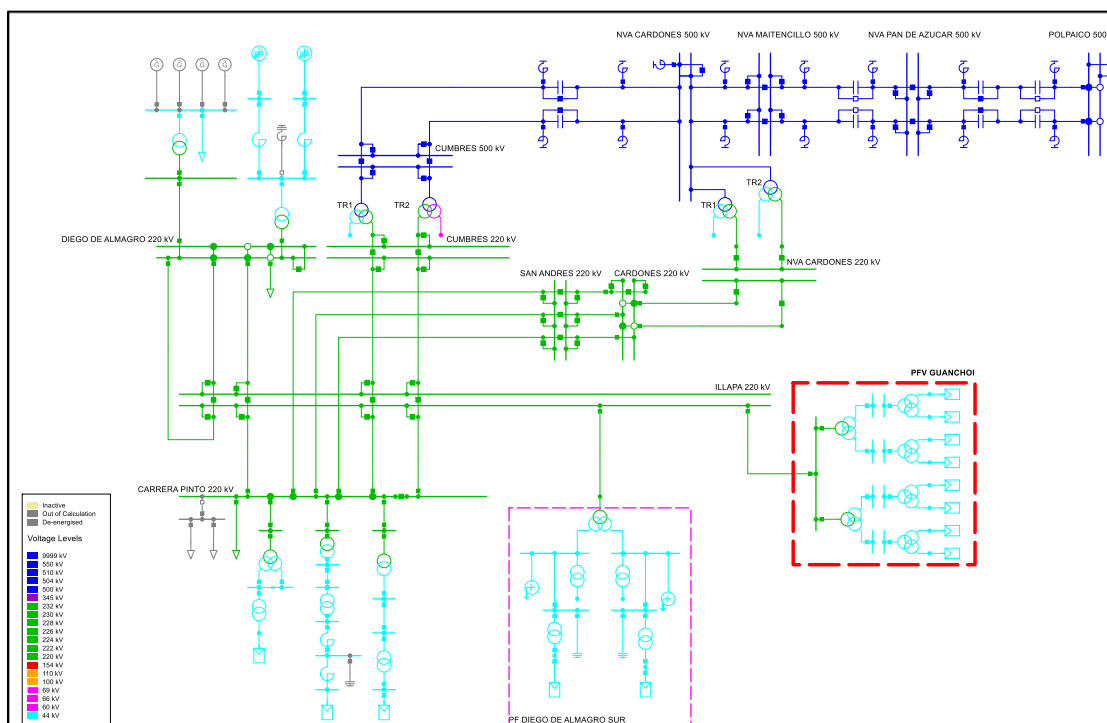


Figura 5-1 Diagrama unilineal de la zona de influencia en estudios <sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Imagen obtenida desde antecedente d)

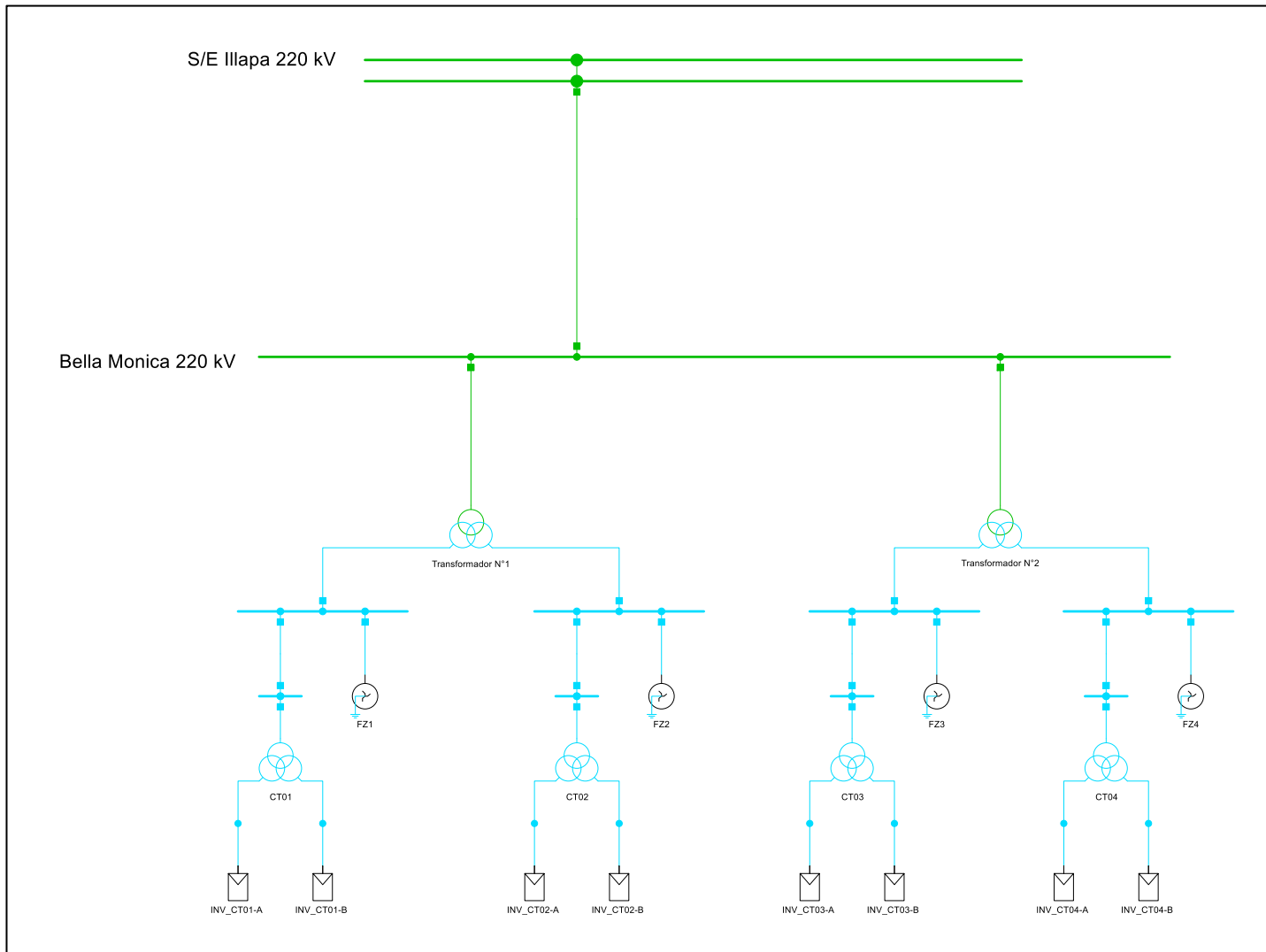


Figura 5-2 Diagrama unilineal sistema colector PFV Guanchoi.



## 5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAÍCO GUANCHOI

A continuación, se exponen los aspectos más relevantes de las instalaciones del parque a efectos del presente estudio.

### 5.1.1. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°1

A partir del antecedente b) se extraen los parámetros para realizar el modelado del transformador elevador 33/33/220 kV N°1.

Name		TR1 220/33/33 kV 220 MVA (ONAF)	
Technology		Three Phase Transformer	
Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	220, MVA	HV-Side	220, kV
MV-Side	110, MVA	MV-Side	33, kV
LV-Side	110, MVA	LV-Side	33, kV
Vector Group		Phase Shift	
HV-Side	YN	Phase Shift	0, *30deg
MV-Side	D	Phase Shift	11, *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	11, *30deg
Name		YN0d11d11	
<p>Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)</p>			
Positive Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk		Copper Losses	
HV-MV	13,29 %	HV-MV	205,95 kW
MV-LV	23,835 %	MV-LV	418, kW
LV-HV	13,36 %	LV-HV	209,99 kW
Zero Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk0		SHC-Voltage, Real Part	
HV-MV	13,35 %	HV-MV	0, %
MV-LV	23,916 %	MV-LV	0, %
LV-HV	13,4 %	LV-HV	0, %
Magnetising Impedance			
Position		Star Point	
No Load Current		0,06 %	
No Load Losses		74,12 kW	
Tap HV-Side			
Add. Voltage per Tap		1,5 %	
Phase of du		0, deg	
Neutral Position		11	
Min. Position		1	
Max. Position		21	

Figura 5-3 Modelado Transformador Elevador N°1.

### 5.1.2. TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°2

A partir del antecedente b) se extraen los parámetros para realizar el modelado del transformador elevador 33/33/220 kV N°2.

The screenshot shows a detailed configuration window for a transformer. Key parameters include:
 

- Name:** TR2 220/33/33 kV 220 MVA (ONAF)
- Technology:** Three Phase Transformer
- Rated Power:** HV-Side: 220 MVA, MV-Side: 110 MVA, LV-Side: 110 MVA
- Rated Voltage:** HV-Side: 220 kV, MV-Side: 33 kV, LV-Side: 33 kV
- Vector Group:** HV-Side: YN, MV-Side: D, LV-Side: D
- Phase Shift:** HV-Side: 0 \*30deg, MV-Side: 11 \*30deg, LV-Side: 11 \*30deg
- Short-Circuit Voltage (uk):** HV-MV: 13,32%, MV-LV: 23,85%, LV-HV: 13,45%
- Copper Losses:** HV-MV: 206,02 kW, MV-LV: 422,048 kW, LV-HV: 207,39 kW
- Zero Sequence Impedance:** HV-MV: 13,39%, MV-LV: 23,98%, LV-HV: 13,52%
- Magnetising Impedance:** Position: Star Point, No Load Current: 0,06%, No Load Losses: 73,73 kW
- Tap HV-Side:** Add. Voltage per Tap: 1,5%, Phase of du: 0 deg, Neutral Position: 11, Min. Position: 1, Max. Position: 21

Figura 5-4 Modelado Transformador Elevador N°2.

### 5.1.3. MODELADO RED INTERNA

En base a la información recopilada en el antecedente b) en la Tabla 5-1 y Tabla 5-2 se indican los cables de la red interna y longitudes correspondientes a los mismos. En base a la información obtenida del antecedente b) se modelan los cables de la red interna en los apartados 5.1.3.1, 5.1.3.2 y 5.1.3.3.

Tabla 5-1 Cables que derivan al Transformador elevador N°1.

		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
LADO 1 MT TR N°1	Línea 1	CU-36 a BP1	3x2x630mm2	BP1_Barra N°1 - 33 kV	CU-36	3,049
		CU-35 a CU-36	3x1x630mm2	CU-36	CU-35	0,363
		CU-01 a CU-35	3x1x630mm2	CU-35	CU-01	3,397
	Línea 2	CU-04 a BP1	3x2x630mm2	CU-04	BP1_Barra N°1 - 33 kV	5,598
		CU-03 a CU-04	3x1x630mm2	CU-03	CU-04	0,317
		CU-02 a CU-03	3x1x300mm2	CU-02	CU-03	0,317
	Línea 3	CU-09 a BP1	3x2x630mm2	CU-09	BP1_Barra N°1 - 33 kV	5,073
		CU-07 a CU-09	3x1x400mm2	CU-09	CU-07	0,596
		CU-05 a CU-07	3x1x300mm2	CU-05	CU-07	0,596



		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
LADO 2 MTTR N°1	Línea 4	CU-10 a BP1	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-10	BP1_Barra N°1 - 33 kV	4,791
		CU-08 a CU-10	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-08	CU-10	0,596
		CU-06 a CU-08	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-08	CU-06	0,596
	Línea 5	CU-15 a BP1	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-15	BP1_Barra N°1 - 33 kV	4,677
		CU-13 a CU-15	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-13	CU-15	0,596
		CU-11 a CU-13	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-11	CU-13	0,596
	Línea 6	CU-16 a BP1	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-16	BP1_Barra N°1 - 33 kV	4,395
		Cu-14 a CU-16	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-14	CU-16	0,596
		CU-12 a CU-14	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-12	CU-14	0,596
	Línea 7	CU-21 a BP2	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-21	BP2_Barra N°2 - 33 kV	4,264
		CU-19 a CU-21	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-21	CU-19	0,596
		CU-17 a CU-19	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-19	CU-17	0,596
	Línea 8	CU-22 a BP2	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-22	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,982
		CU-20 a CU-22	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-20	CU-22	0,596
		CU-18 a CU-20	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-18	CU-20	0,596
	Línea 9	CU-27 a BP2	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-27	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,868
		CU-25 a CU-27	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-27	CU-25	0,596
		CU-23 a CU-25	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-23	CU-25	0,596
	Línea 10	CU-28 a BP2	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-28	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,586
		CU-26 a CU-28	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-26	CU-28	0,596
		CU-24 a CU-26	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-26	CU-24	0,596
	Línea 11	CU-33 a BP2	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-33	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,46
		CU-31 a CU-33	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-31	CU-33	0,596
		CU-29 a CU-31	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-29	CU-31	0,596
	Línea 12	CU-34 a BP2	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-34	BP2_Barra N°2 - 33 kV	3,178
		CU-32 a CU-34	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-32	CU-34	0,596
		CU-30 a CU-32	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-30	CU-32	0,596

Tabla 5-2 Cables que derivan al Transformador elevador N°2.

		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
LADO 1 MT TR N°2	Línea 13	CU-63 a BP3	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-63	BP3_Barra N°3- 33 kV	3,011
		CU-62 a CU-63	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-63	CU-62	0,317
		CU-61 a CU-62	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-62	CU-61	0,317
	Línea 14	CU-64 a BP3	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-64	BP3_Barra N°3- 33 kV	3,855
		CU-65 a CU-64	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-65	CU-64	0,317
		CU-60 a CU-65	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-60	CU-65	0,788
	Línea 15	CU-54 a BP3	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-54	BP3_Barra N°3- 33 kV	2,1
		CU-56 a CU-54	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-54	CU-56	0,596
		CU-58 a CU-56	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-58	CU-56	0,596
	Línea 16	CU-55 a BP3	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-55	BP3_Barra N°3- 33 kV	2,382
		CU-55 a CU-57	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-57	CU-55	0,596
		CU-59 a CU-57	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-57	CU-59	0,596

		NOMBRE CABLE	TIPO DE CABLE	BARRA 1	BARRA 2	LONGITUD [km]
LADO 2 MT TR N°2	Línea 17	CU-48 a BP3	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-48	BP3_Barra N°3- 33 kV	1,92
		CU-50 a CU-48	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-50	CU-48	0,596
		CU-52 a CU-50	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-52	CU-50	0,596
	Línea 18	CU-49 a BP4	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-49	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,202
		CU-49 a CU-51	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-49	CU-51	0,596
		CU-51 a CU-53	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-51	CU-53	0,596
	Línea 19	CU-42 a BP4	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-42	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,361
		CU-44 a CU-42	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-44	CU-42	0,596
		CU-46 a CU-44	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-46	CU-44	0,596
	Línea 20	CU-43 a BP4	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-43	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,643
		CU-45 a CU-43	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-43	CU-45	0,596
		CU-47 a CU-45	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-47	CU-45	0,596
	Línea 21	CU-37 a BP4	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-37	BP4_Barra N°4 - 33 kV	2,743
		CU-38 a CU-37	3x1x400mm <sup>2</sup>	CU-38	CU-37	0,317
		CU-39 a CU-38	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-38	CU-39	0,317
	Línea 22	CU-40 a BP4	3x2x630mm <sup>2</sup>	CU-40	BP4_Barra N°4 - 33 kV	3,587
		CU-41 a CU-40	3x1x300mm <sup>2</sup>	CU-41	CU-40	0,317

5.1.3.1. Cable 300 mm<sup>2</sup>

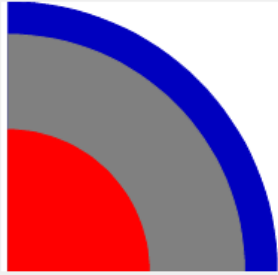
Name: 300 mm<sup>2</sup>

Rated Voltage: 33, kV

Core Shape: Compact

Outer Diameter: 25,974 mm

Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [→]



**Conducting Layers:**

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,8264	1,	12,987	53,3416	0,1
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,84	1,	3,	100,	0,06480287
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2,84	1,	1,	100,	0,

**Insulation Layers:**

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Perm...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/30...	0,	2,5	8,763
2 (Oversheath)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0,02	3,	1,
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0,02	3,	1,

**Semiconducting Layers:**

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permeab...	Relative Permittiv...
Core Outer	<input type="checkbox"/>	1,	<input type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,
Ins. Outer	<input type="checkbox"/>	1,	<input type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,

Overall Cable Diameter: 49,5 mm

Figura 5-5 Modelado Cable 300 mm<sup>2</sup>.

5.1.3.2. Cable 400 mm<sup>2</sup>

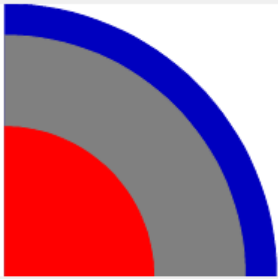
Name: 400 mm<sup>2</sup>

Rated Voltage: 33, kV

Core Shape: Compact

Outer Diameter: 28,574 mm

Frequency Characteristic (Ohm/km): [v] [→]



**Conducting Layers:**

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,8264	1,	14,287	56,65289	0,0778
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,84	1,	3,	100,	0,06137136
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2,84	1,	1,	100,	0,

**Insulation Layers:**

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Perm...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/30...	0,	2,5	8,763
2 (Oversheath)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0,02	3,	1,
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0,02	3,	1,

**Semiconducting Layers:**

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permeab...	Relative Permittiv...
Core Outer	<input type="checkbox"/>	1,	<input type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,
Ins. Outer	<input type="checkbox"/>	1,	<input type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,

Overall Cable Diameter: 52,1 mm

Figura 5-6 Cable 400mm<sup>2</sup>.

### 5.1.3.3. Cable 630 mm<sup>2</sup>

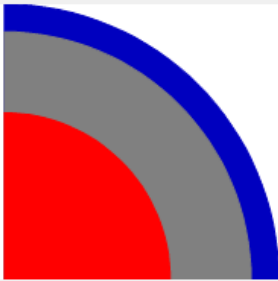
Name:

Rated Voltage:  kV

Core Shape:

Outer Diameter:  mm

Frequency Characteristic (Ohm/km):



**Conducting Layers:**

	Exists	Material	Resistivity (... uOhm*cm	Relative Per...	Thickness mm	Filling Factor %	DC-Resista... Ohm/km
Conductor	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,8264	1,	18,037	58,96336	0,0469
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Aluminium	2,84	1,	3,	100,	0,05323909
Armour	<input type="checkbox"/>	Unknown	2,84	1,	1,	100,	0,

**Insulation Layers:**

	Exists	Material	Dielectric Los...	Relative Perm...	Thickness mm
1 (Insulation)	<input checked="" type="checkbox"/>	XLPE (> 18/30...	0,	2,5	8,763
2 (Oversheath)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0,02	3,	1,
3 (Serving)	<input type="checkbox"/>	Unknown	0,02	3,	1,

**Semiconducting Layers:**

	Exists	Thickness mm	Advanced	Resistivity uOhm*cm	Relative Permeab...	Relative Permittiv...
Core Outer	<input type="checkbox"/>	1,	<input type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,
Ins. Outer	<input type="checkbox"/>	1,	<input type="checkbox"/>	1000000	1,	1000,

Overall Cable Diameter: **59,6 mm**

Figura 5-7 Cable 630mm<sup>2</sup>.

### 5.1.3.4. Modelación Distribución de Cables en Zanja

A continuación, se detalla el modelado de la distribución de cables en zanja, antecedente b). Cabe destacar que para el modelado del sistema de cables se utiliza la misma resistividad que para la línea de transmisión 1x220 kV Bella Mónica – Illapa, 525,75 [ $\Omega$ -m], antecedente b).

Coordinate of Line Circuits [m]:						
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	0,05	0,	-0,05	0,83	0,76	0,83

Figura 5-8 Zanja Cables tipo 3x1.

Coordinate of Line Circuits [m]:						
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	0,2	0,15	0,1	0,83	0,76	0,83
Circuit 2	-0,2	-0,15	-0,1	0,83	0,76	0,83

Figura 5-9 Zanja Cables tipo 3x2.

### 5.1.3.5. Transformador de bloque

En la siguiente figura se muestran las características de los transformadores de bloque de MT/BT del parque fotovoltaico Guanchoi. La información para modelar dicho transformador se extrae del antecedente b).

Name: CT_33/0,8/0,8 - 6,6 MVA	
Technology: Three Phase Transformer	
Rated Power	Rated Voltage
HV-Side: 6,6 MVA	HV-Side: 33, kW
MV-Side: 3,3 MVA	MV-Side: 0,8 kW
LV-Side: 3,3 MVA	LV-Side: 0,8 kW
Vector Group	
HV-Side: D	Phase Shift: 0, *30deg
MV-Side: Y	Phase Shift: 11, *30deg
LV-Side: Y	Phase Shift: 11, *30deg
Name: D0y11y11	
Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk(HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)	
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	Copper Losses
HV-MV: 5,4 %	HV-MV: 46, kW
MV-LV: 13,5 %	MV-LV: 0, kW
LV-HV: 5,4 %	LV-HV: 46, kW
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	SHC-Voltage, Real Part
HV-MV: 4,59 %	HV-MV: 0, %
MV-LV: 11,48 %	MV-LV: 0, %
LV-HV: 4,59 %	LV-HV: 0, %
Tap HV-Side	
Add. Voltage per Tap	2,5 %
Phase of du	0, deg
Neutral Position	3
Min. Position	1
Max. Position	5

Figura 5-10 Transformador de Bloque 33/0,8/0,8 kV 6,6 MVA.

### 5.1.4. MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA

En función de la información obtenida del antecedente b) se modelan las unidades generadoras y su diagrama PQ, en la Figura 5-11 y Figura 5-12 se presenta el modelado de dicha unidad en PowerFactory.

General Zero Sequence/Neutral Conductor

Name: INV\_63-2

Terminal: PF Guanchoi\BT63-2\Cub\_2 BT63-2

Zone: →

Area: →

Out of Service

Technology: 3PH

Plant Category: Photovoltaic Subcategory: →

Number of parallel units: 18

Ratings

Nominal Apparent Power: 0,185 MVA

Power Factor: 1,

Figura 5-11 Unidad Generadora.

Capability Curve:

	Active Power MW	Min. React. Pow. Mvar	Max. React. Pow. Mvar
1	0,148	-0,111	0,111
2	0,18	-0,055	0,055
3	0,185	0,	0,

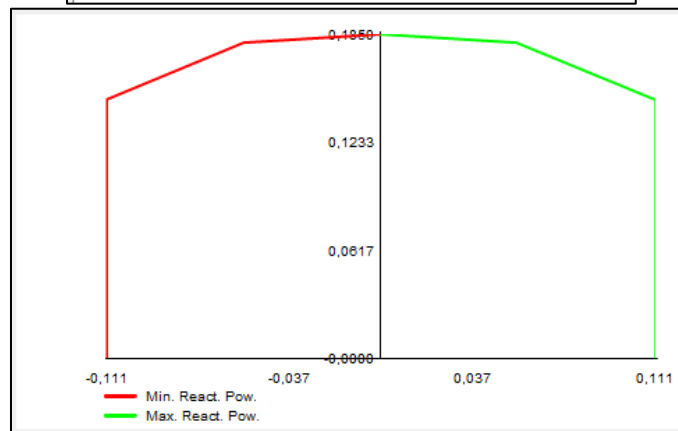


Figura 5-12 Curva PQ.



En la Figura 5-13 y Figura 5-14 se muestran las curvas características las celdas fotovoltaicas RSM144-7-435BMDG y RSM144-7-455BMDG. Además, en la Tabla 5-3 se muestran las principales características de estas celdas fotovoltaicas.

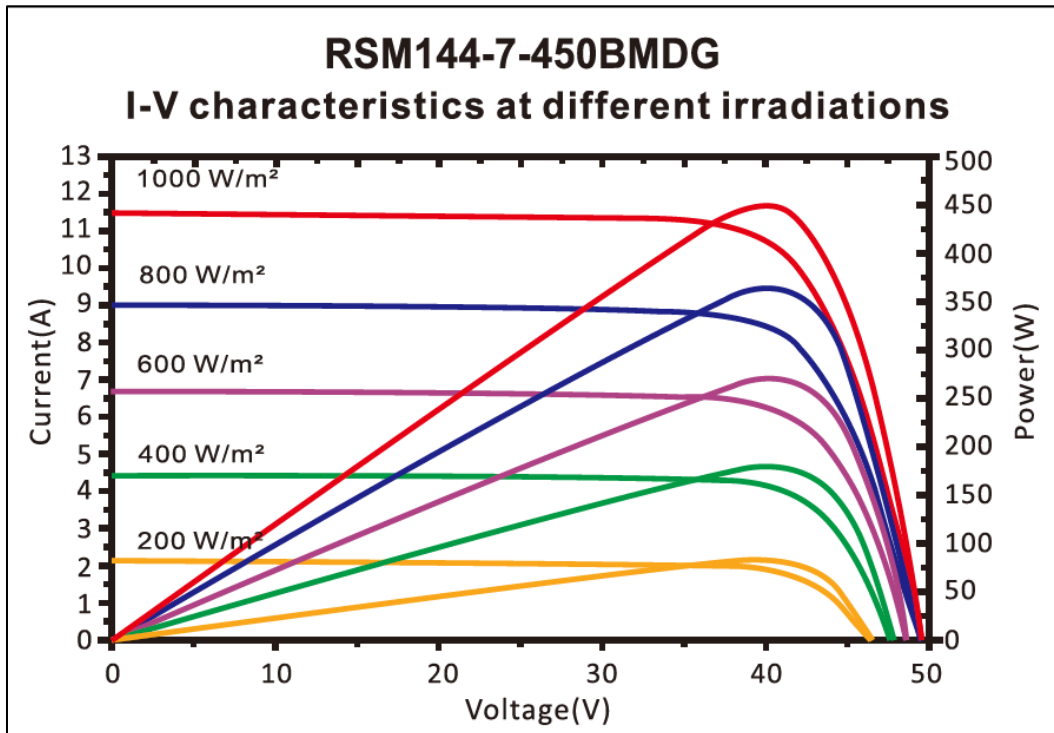


Figura 5-13 Curva características de las celdas fotovoltaicas a diferente irradiación.

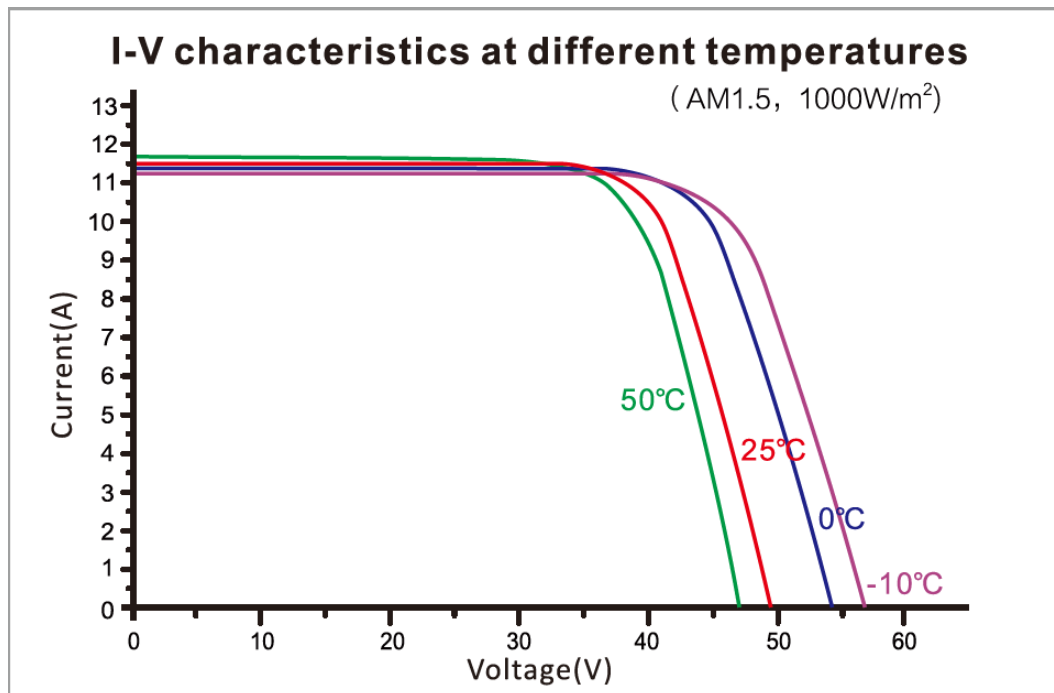


Figura 5-14 Curva características de las celdas fotovoltaicas a diferentes temperaturas.

Tabla 5-3 Características principales módulos fotovoltaicos del PFV Guanchoi.

NUMERO DE MODELO	RSM144-7-435BMDG	RSM144-7-455BMDG
Potencia Nominal (Wp)	435	455
Tensión de circuito abierto-Voc (V)	49,40	49,80
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	11,20	11,60
Voltaje máxima potencia-Vmpp (V)	41,05	41,40
Corriente máxima potencia-Impp (V)	10,60	11,00
Eficiencia del módulo (%)	19,5	20,4

### 5.1.5. TRANSFORMADORES ZIG-ZAG

El PF Guanchoi proyecta cuatro transformadores zig-zag con puesta a tierra conectado a cada una de las barras de 33 kV de la subestación. Las características principales de los transformadores se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5-4 Parámetros transformador zig-zag.

PARÁMETROS	VALOR
Tensión nominal	33 [kV]
Capacidad de corriente de cortocircuito (3·I0)	860 [A]
Impedancia de secuencia cero TZ1	59,988 [ $\Omega$ /fase]
Impedancia de secuencia cero TZ2	59,752 [ $\Omega$ /fase]
Impedancia de secuencia cero TZ3	60,018 [ $\Omega$ /fase]
Impedancia de secuencia cero TZ4	59,622 [ $\Omega$ /fase]

### 5.1.6. TRANSFORMADORES AUXILIARES

En la siguiente figura se presenta el modelado del transformador de servicios auxiliares. Cabe destacar que el PF Guanchoi cuenta con dos transformadores auxiliares, conectados a las barras N°2 y N°3.

Figura 5-15 Transformador de Servicios Auxiliares.

## 6. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: “Pruebas de Potencia Máximas en Unidades Generadoras” disponible en la página de la CNE) que son de relevancia para el presente informe.

**Artículo 39:** Potencia máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional sin capacidad de regulación.

Para las unidades generadoras que no tengan capacidad de regulación, y que por lo tanto no sea aplicable lo establecido en el Artículo 16 del presente Anexo, el valor de potencia Máxima deberá ser obtenido en función de registros de operación y mediciones de los recursos naturales que inciden en la operación de estas tecnologías.

## 7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

### 7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN

A continuación, se describe un sistema equivalente que presenta un parque fotovoltaico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el cual se puede definir lo siguiente:

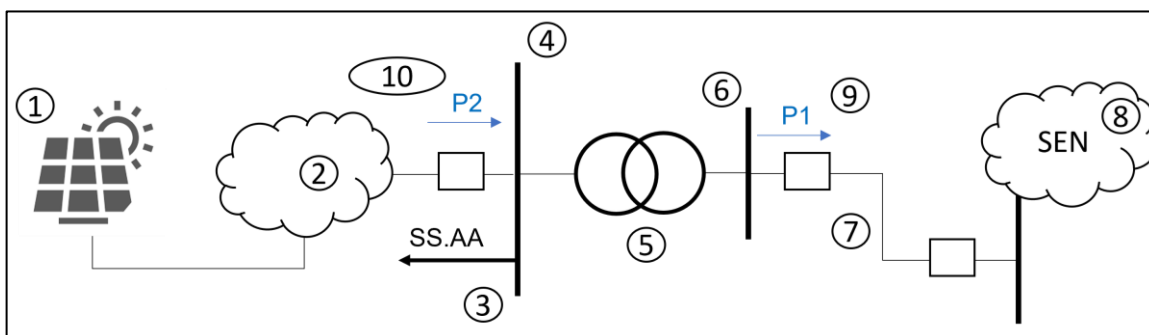


Figura 7-1 Diagrama de sistema equivalente.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa en cada inversor del parque fotovoltaico.
2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** 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 (SS.AA.) de la central:** Corresponde a la potencia requerida por los servicios auxiliares de la SE.
4. **Barra de media tensión (MT):** Correspondería a las barras 1 y 2 de 33 kV del PFV Guanchoi, en la cual se conecta el lado de baja tensión de los transformadores de poder del parque.

5. **Transformador de poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del PFV Guanchoi corresponde a los transformadores de poder 1 y 2.
6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra principal de 220 kV del PFV Guanchoi, en la cual se conecta el lado de alta tensión de los transformadores de poder del parque.
7. **Línea dedicada de la central:** Línea de transmisión que vincula el parque con el sistema eléctrico.
8. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
9. **P1:** Potencia inyectada por el PFV Guanchoi en la barra de 220 kV de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PFV Guanchoi en las barras 1 y 2 de 33 kV de su subestación de salida.

## 7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

Para la determinación de la potencia máxima del PFV Guanchoi se han tomado los valores del equipo de medida del PPC (Power Plan controller) propio del parque. De los resultados presentados en el antecedente a) se puede obtener que la potencia en el punto de conexión durante el período comprendido entre las 15:09:00 y las 16:09:00 del día 11-05-2023 es de **247,8 MW (P1)**.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el antecedente (c), los consumos de servicios auxiliares son de, en promedio, 0,01347 MW.

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del antecedente (d), pero reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de potencia promedio obtenido en el punto de conexión del parque. Para ello, se replica esta potencia ajustando la potencia inyectada por los inversores del parque fotovoltaico, dando un total de 0,10865 MW brutos por inversor. Así, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a la suma de las pérdidas del sistema colector y las pérdidas del transformador de poder de la central, las cuales equivalen a 4,85 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Grid: PFV Guanchoi		System Stage: PFV Guanchoi		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
Grid: PFV Guanchoi Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	72	No. of Terminals	138	No. of Lines	65
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	67	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	=	252,66 MW	5,39 Mvar	252,72 MVA			
External Infeed	=	-247,80 MW	0,00 Mvar	247,80 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			
<b>Grid Losses</b>	=	<b>4,85 MW</b>	5,39 Mvar				
Line Charging	=		-21,30 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	430,13 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1,00 [-]					
Load/Motor	=	1,00 / 0,00 [-]					

Figura 7-2 Resultados del flujo de potencia.

Estas pérdidas se pueden desglosar entre las pérdidas de los transformadores y las pérdidas de sistema colector. De la siguiente imagen se desprenden las pérdidas de los transformadores, restando la potencia de salida con la de entrada de ambos devanados.

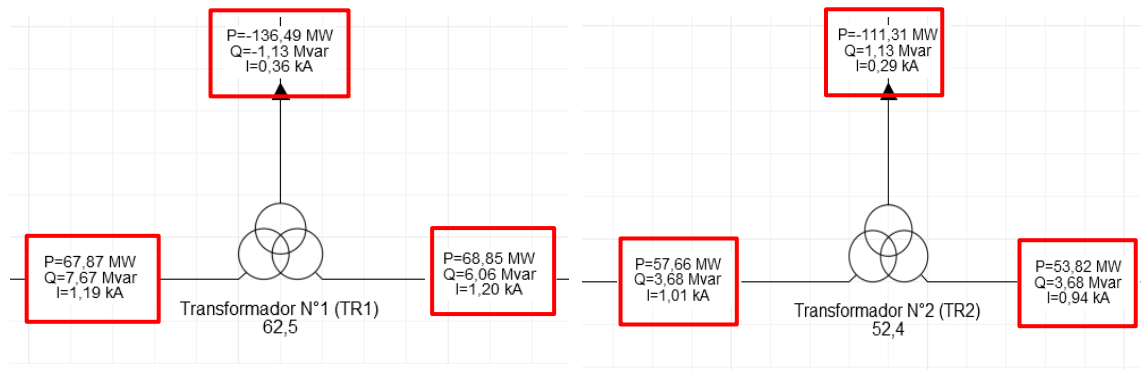


Figura 7-3 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PFV Guanchoi.

Así, ambos Transformadores tienen unas pérdidas de 0,4 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 4,45 MW. Finalmente se debe considerar un promedio de 0,01347 MW de las pérdidas de los SSAA, obtenidos en terreno y mostrados en el ANEXO II.

### 7.3. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE

Con las potencias obtenidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta y neta del parque. Se destaca que la potencia neta del PFV Guanchoi es registrada en el punto de conexión **P1**, definido en la sección 7.1 del presente informe.

Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta es igual a:

$$P_{Max Bruta} = P_1 + P_{trafo} + P_{sist. colector} + P_{SS.AA}$$

En donde:

$P_1$  es la potencia definida en la sección 7.1 y corresponde a la potencia máxima neta del parque, que para el presente estudio equivale a **247,8 MW**.

$P_{trafo}$  Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,4 MW**.

$P_{sist. colector}$  corresponden a las pérdidas del sistema colector **4,45 MW**.

$P_{SS.AA}$  corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,01347 MW**.

Así, se tiene que la potencia máxima del parque es igual a:

Tabla 7-1 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Guanchoi.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Guanchoi	252,66	247,8	0,4	4,45	0,01347
<b>Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.</b>					

## 7.4. CORRECCIÓN DE RESULTADOS

En la presente sección se realizará el cálculo de los valores de potencia según se desglosan en la Tabla 7-1 considerando una corrección por los niveles de temperatura y radiación durante el periodo en el que se desarrolló la prueba. Para el desarrollo de los cálculos se considera el valor medio de la temperatura durante el periodo en el que se desarrolló la prueba, por su parte, para el caso de la radiación, se considera el valor máximo medido dado que los paneles solares contaban con un sistema de seguimiento del sol que permitía maximizar la radiación recibida.

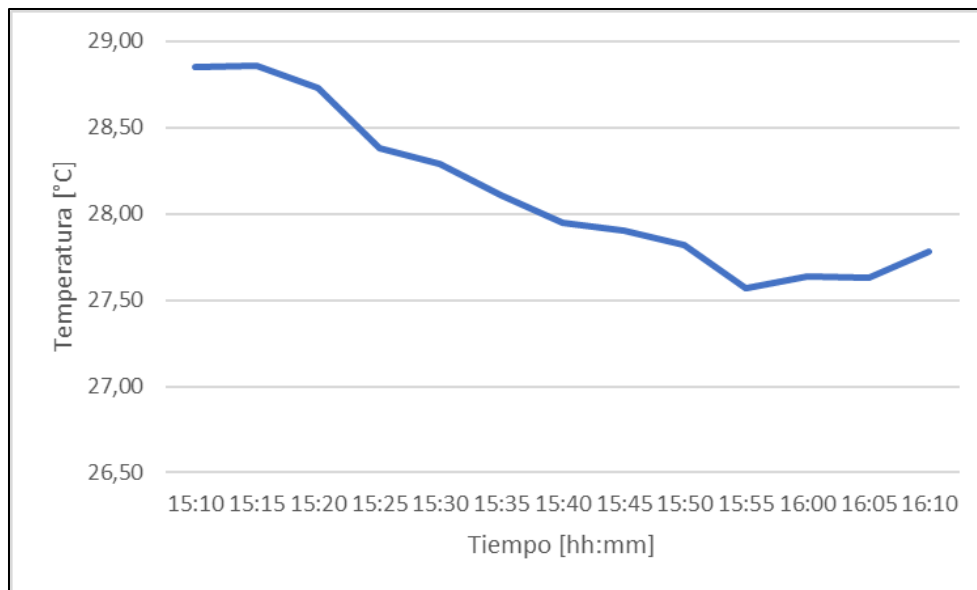


Figura 7-4 Mediciones de temperatura ambiente del PFV Guanchoi.

Durante el periodo que se realizó el ensayo de potencia máxima, para el caso de la temperatura ambiente medida, el valor promedio es igual a 28°C, mientras que el valor máximo de la irradiancia es igual a 695 W/m<sup>2</sup>.

### 7.4.1. CORRECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA BRUTA

En el presente punto, se procede a realizar una corrección de la potencia máxima bruta del parque ante una condición ideal. Dicha corrección se realizará por temperatura y radiación, dado que los niveles promedios obtenidos para estas variables no estuvieron cerca de la condición ideal



durante la prueba. Para verificar la temperatura histórica se acude a la página <https://solar.minenergia.cl/>.

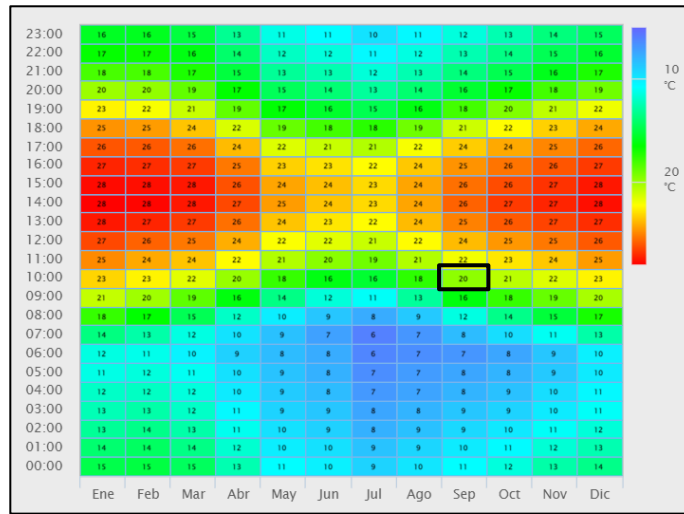


Figura 7-5 Registro de ciclo diario mensual de temperatura ambiente en PFV Guanchoi.

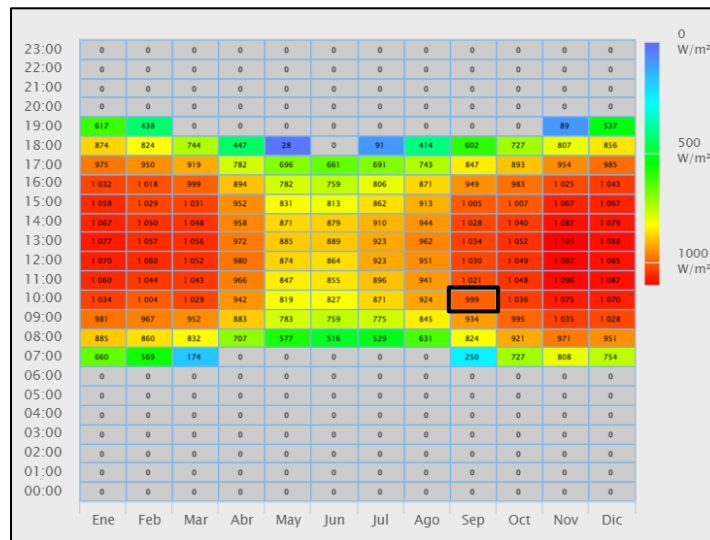


Figura 7-6 Registro de radiación en PFV Guanchoi.

Dicho lo anterior, para el presente análisis se dará uso a una a temperatura ambiente de sitio (*Tambsitio*) de 20 °C correspondiente al mes de septiembre, donde se alcanzan valores de radiación de 999 W/m<sup>2</sup> según lo indicado en las figuras anteriores.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia Bruta Medida** ( $P_{bruta, med}$ ) durante el ensayo (Tabla 7-1).

$$P_{bruta,med} = 252,66 [MW]$$

Para la corrección por temperatura y radiación, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico ( $T_{pmed}$ ) para las condiciones de ensayo. La

temperatura del panel depende de la relación entre los valores medidos de irradiancia ( $I_{rmed}$ ) 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”) del panel (Anexo V). La expresión que permite calcular la temperatura del panel se presenta a continuación.

$$T_{p_{med}} = T_{amb} + (NOCT^3 - T_{NOCT}^4) \cdot \frac{I_{r_{prom}}}{I_{r_{NOCT}}}$$

$$T_{p_{med}} = 28 + (44 - 25) \cdot \frac{695}{1000} = 41,2050 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$T_{p_{sitio}} = T_{amb_{sitio}} + (NOCT - T_{NOCT}) \cdot \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{NOCT}}}$$

$$T_{p_{sitio}} = 20 + (44 - 25) \cdot \frac{999}{1000} = 38,9810 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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.

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

$$\Delta T = 41,2050 - 38,9810 = 2,2240 \text{ } ^\circ\text{C} \approx 2,22 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Utilizando el coeficiente de temperatura para potencia dado por el fabricante de los paneles  $K_{power \ temperature} = -0,36\% [1/^\circ\text{C}]$  (Ver (Anexo V), se hace el ajuste por temperatura de operación de los paneles y se obtiene la Potencia corregida inyectada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{corregida} = \frac{P_{bruta\_corregida}}{1 + \Delta T \cdot t_{power \ temperature}}$$

Considerando que  $P_{bruta}$  queda definida en función de la siguiente formula:

$$P_{bruta\_corregida} = P_{bruta,med} \cdot \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{med}}}$$

$$P_{bruta\_corregida} = 252,66 \cdot \frac{1000}{695} = 363,54 \text{ } [MW]$$

De esta manera, la potencia bruta corregida queda de la siguiente forma:

<sup>3</sup>NOCT (Normal Operation Cell Temperature) según fabricante es 44°C (Ver Anexo V)

<sup>4</sup>Temperatura ambiente optima de operación de las celdas, igual a 25°C (Ver Anexo V)

$$P_{corregida} = \frac{363,54}{1 - 0,0036 \cdot 2,22} = 366,47 \text{ [MW]}$$

Con este valor se procede a calcular el máximo valor de inyección del PFV Guanchoi con la corrección de temperatura a través de simulaciones de flujo en el software Power Factory obteniendo los resultados presentados en las figuras a continuación:

Grid: PFV Guanchoi		System Stage: PFV Guanchoi		Study Case: Pmax		Annex: / 1	
Grid: PFV Guanchoi Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	72	No. of Terminals	138	No. of Lines	65
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	67	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	= 366,47 MW	33,49 Mvar		367,99 MVA			
External Infeed	= -356,61 MW	-0,00 Mvar		356,61 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	= 9,85 MW	33,49 Mvar					
Line Charging	=	-21,50 Mvar					
Compensation ind.	=	0,00 Mvar					
Compensation cap.	=	0,00 Mvar					
Installed Capacity	= 430,13 MW						
Spinning Reserve	= 0,00 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1,00 [-]						
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]						

Figura 7-7 Resultados del flujo de potencia con corrección por temperatura e irradiancia.

Estas pérdidas se pueden desglosar entre las pérdidas de los transformadores y las pérdidas de sistema colector. De la siguiente imagen se desprenden las pérdidas de los transformadores, restando la potencia de salida con la de entrada de ambos devanados.

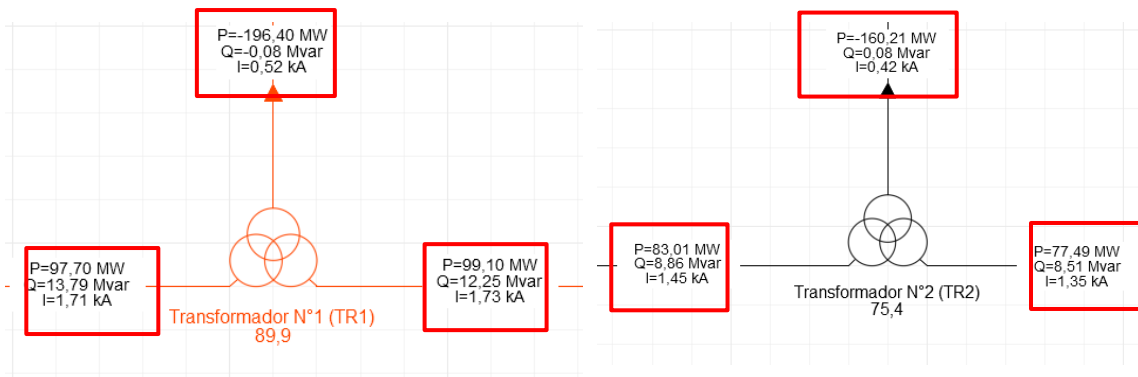


Figura 7-8 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PFV Guanchoi, con corrección por temperatura e irradiancia.

Así, los Transformadores tienen unas pérdidas de 0,69 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 9,16 MW. Finalmente se debe considera un promedio de 0,01347 MW de las pérdidas de los SSAA, obtenidos en terreno y mostrados en el Anexo II.

## 7.5. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE CON CORRECCIÓN POR TEMPERATURA E IRRADIANCIA.

Con las potencias corregidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta y neta del parque.

Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta es igual a:

$$P_{Max\ Bruta} = P_1 + P_{trafo} + P_{sist.\ colector} + P_{SS.AA}$$

En donde:

$P_1$  es la potencia definida en la sección 7.1 y corresponde a la potencia máxima neta del parque, que para el presente estudio equivale a **356,61 MW**.

$P_{trafo}$  Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,69 MW**.

$P_{sist.\ colector}$  corresponden a las pérdidas del sistema colector **9,16 MW**.

$P_{SS.AA}$  corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,01347 MW**.

Así, se tiene que la potencia máxima del parque es igual a:

**Tabla 7-2 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Guanchoi, con corrección por temperatura e irradiancia.**

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Guanchoi	366,47	356,61	0,69	9,16	0,01347
<b>Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.</b>					

## 8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtienen los parámetros de potencia máxima neta y bruta para el PFV Guanchoi de acuerdo con las indicaciones del fabricante, así como la potencia registrada en el punto de conexión del parque, considerando el consumo de servicios auxiliares, las pérdidas del sistema colector y las pérdidas de los transformadores de poder.

De acuerdo con lo expuesto en el presente informe, se concluye que el parámetro de potencia máxima neta del PFV Guanchoi es de **356,61 MW**, mientras que la potencia máxima bruta del parque es de **366,47 MW**.



Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

**ANEXOS**

**P22003  
ESTUDIOS DE CONEXIÓN  
PROYECTO GUANCHOI**

**17.05.2023**

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras  
22003-00-ES-IT-014 Rev. C  
Preparado para Enel Green Power Chile S.A

# ANEXO I

**P22003**

## REGISTRO DE POTENCIA



El Anexo I se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

## **ANEXO II**

**P22003**

### **REGISTRO SSAA**

El Anexo II se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

## **ANEXO III**

**P22003**

### **BASE DE DATOS**

El Anexo III se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

## **ANEXO IV**

**P22003**

### **REGISTRO METEOROLOGICO**

El Anexo IV se encuentra adjunto en la carpeta de envío.

# ANEXO V

P22003

## MANUAL PANEL SOLAR



El Anexo V se encuentra adjunto en la carpeta de envío.