



Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

P21078

ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARQUE FOTOVOLTAICO ELENA PRIMERA ETAPA, FASE I

07.11.2023

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades
Generadoras

21078-00-ES-IT-008 Rev. 2

Preparado para Solar Elena SpA





P21078

ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARQUE FOTOVOLTAICO ELENA PRIMERA ETAPA, FASE I

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos 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
empresa@i-sep.cl

REV.	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev. A	Cristian Valenzuela R.	29.08.2023	Bastián Guerra D.	29.08.2023	Emitido para revisión interna
Rev. B	Cristian Valenzuela R.	30.08.2023	Ibereólica SpA	06.09.2023	Emitido para revisión cliente
Rev. 0	Cristian Valenzuela R.	06.09.2023	Ibereólica SpA	14.09.2023	Emitido para revisión cliente
Rev. 1	Cristian Valenzuela R.	21.09.2023	Coordinador Eléctrico Nacional	19.10.2023	Emitido para uso
Rev. 2	Federico Nicoelli	07.11.2023			Contempla comentarios del CEN

CONTENIDOS

1.	IDENTIFICACIÓN	4
2.	OBJETIVOS Y ALCANCE	4
3.	INTRODUCCIÓN	4
4.	REFERENCIAS TÉCNICAS	5
4.1.	DOCUMENTOS	5
4.2.	NORMAS Y ESTÁNDARES	5
5.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE	6
5.1.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO ELENA.....	8
5.1.1.	TRANSFORMADOR 33/33/220 KV N°1	8
5.1.2.	MODELADO RED INTERNA	8
5.1.3.	MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA.....	13
5.1.4.	REACTORES ZIG-ZAG.....	16
5.1.5.	TRANSFORMADORES AUXILIARES.....	17
6.	REVISIÓN NORMATIVA	18
7.	DETERMINACIÓN MÍNIMO TÉCNICO	19
7.1.	DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN	19
7.2.	ANTECEDENTES DE OPERACIÓN.....	20
7.3.	CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE	24
8.	CONCLUSIONES	25

ANEXO I	REGISTROS DE POTENCIA
ANEXO II	BASE DE DATOS
ANEXO III	FICHA TECNICA PANELES SOLARES
ANEXO IV	DATASHEET PPC
ANEXO V	DATASHEET INVERSOR

1. IDENTIFICACIÓN

- ◆ Nombre del Proyecto : Proyecto Solar Fotovoltaico Elena Primera Etapa, Fase I.
- ◆ Numero Único de Proyecto (NUP) : 399
- ◆ Empresa Propietaria del Proyecto : Solar Elena SpA.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el mínimo técnico para los inversores del Parque Fotovoltaico Elena Primera Etapa, Fase I, en adelante PFV Elena E1 F1, NUP 399, propiedad de Solar Elena SpA, tanto a nivel de inversor como a nivel de parque, según lo establecido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, y en el **Anexo Técnico: Mínimo Técnico**.

3. INTRODUCCIÓN

El proyecto Elena consiste en un parque fotovoltaico que se ubica en la comuna de María Elena, Región de Antofagasta, Chile. Contempla un total de 18 inversores Gamesa Electric modelo PV 3750 de 3,75 MW, lo que otorga una potencia total instalada máxima de 67,5 MW. La energía inyectada por el parque es evacuada a través de circuitos de 33 kV que se conectan a un transformador que eleva la tensión de 33 kV a 220 kV ubicado en la S/E Iberelena, la cual está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a través de la línea de transmisión Elena – Kimal 220 kV.

En este contexto, I-SEP se ha adjudicado el desarrollo del informe de mínimo técnico (MinTec), requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación del proyecto PFV Elena E1 F1, el cual tiene por objetivo determinar el mínimo técnico global que puede generar el parque y a nivel de un solo inversor.

4. REFERENCIAS TÉCNICAS

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

4.1. DOCUMENTOS

- a) Documento 21078-00-ES-IT-003 “Estudio de Estabilidad Transitoria”, realizado por I-SEP.
- b) Documento “PES-de-UUGG-Aplicación-de-Anexos-Técnicos”, Puesta en Servicio de Unidades Generadoras, realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES

- I. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, versión septiembre 2020.
- II. Anexo Técnico “Mínimo Técnico”

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 Elena E1 F1. Por otro lado, la Figura 5.2 muestra el diagrama unilineal del sistema colector de este proyecto.

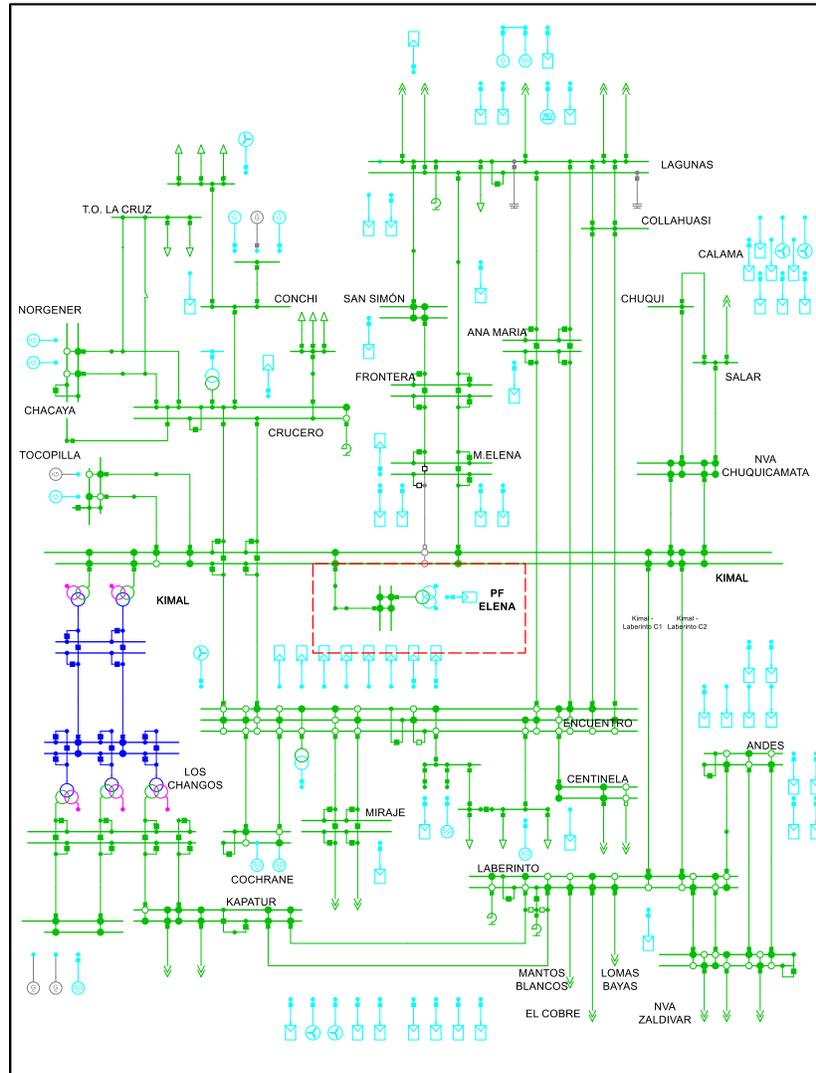


Figura 5.1: Diagrama unilineal de la zona de influencia en estudios 1.

¹ Imagen obtenida del antecedente del punto 4.1 a)

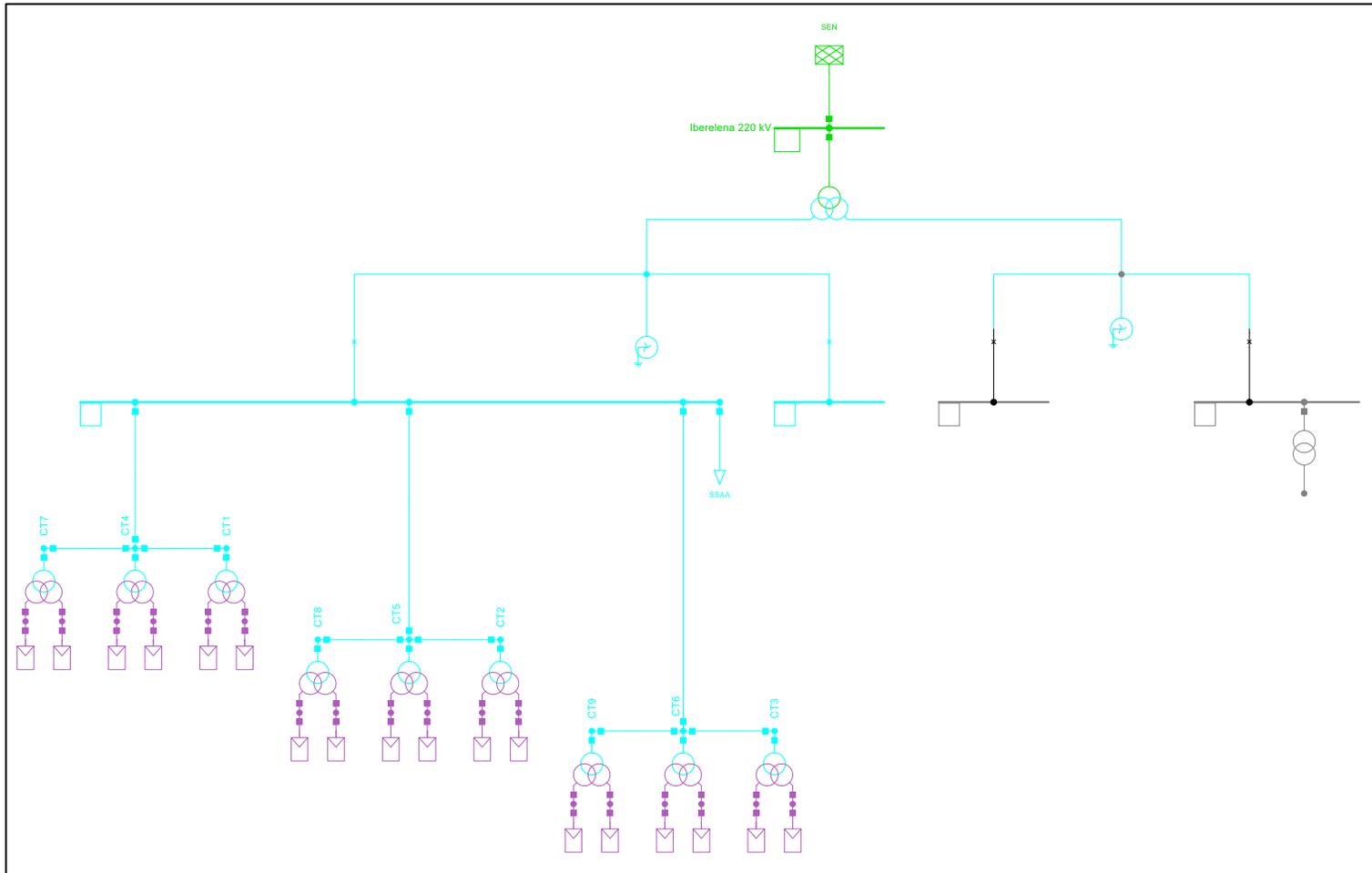


Figura 5.2: Diagrama unilineal sistema colector PFV Elena E1 F1.

5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO ELENA

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 del punto 4.1 a) se extraen los parámetros para realizar el modelado del transformador elevador 33/33/220 kV N°1.

The screenshot shows a software interface for configuring a transformer model. The main parameters are as follows:

- Name:** Transformador T1 PF Elena
- Technology:** Three Phase Transformer
- Rated Power:**
 - HV-Side: 260. MVA
 - MV-Side: 130. MVA
 - LV-Side: 130. 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: 0, 11, 11 (all *30deg)
 - Name: YN0d11d11
- Tap HV-Side:**
 - Add. Voltage per Tap: 1.25 %
 - Phase of du: 0. deg
 - Neutral Position: 11
 - Min. Position: 1
 - Max. Position: 21
- Tap MV-Side:**
 - Add. Voltage per Tap: 0. %
 - Phase of du: 0. deg
 - Neutral Position: 0
 - Min. Position: 0
 - Max. Position: 0
- Tap LV-Side:**
 - Add. Voltage per Tap: 0. %
 - Phase of du: 0. deg
 - Neutral Position: 0
 - Min. Position: 0
 - Max. Position: 0
- Magnetising Impedance:**
 - Position: Star Point
 - No Load Current: 0.036 %
 - No Load Losses: 87.59 kW
- Zero Sequence Magnetising Impedance:**
 - Position: Star Point
 - No Load Current: 0. %
 - Mag. R/X: 0.
- Positive Sequence Impedance:**
 - Short-Circuit Voltage uk:
 - HV-MV: 16.53 %
 - MV-LV: 30.38 %
 - LV-HV: 16.67 %
 - Copper Losses:
 - HV-MV: 370.2 kW
 - MV-LV: 745.42 kW
 - LV-HV: 375.1 kW
- Zero Sequence Impedance:**
 - Short-Circuit Voltage uk0:
 - HV-MV: 15.21 %
 - MV-LV: 27.25 %
 - LV-HV: 15.34 %
 - SHC-Voltage, Real Part:
 - HV-MV: 0. %
 - MV-LV: 0. %
 - LV-HV: 0. %
- Tap Modelled at:** Star Point
- Tap dependent rating:** No dependency (constant current)

Figura 5.3: Modelado Transformador Elevador N°1.

5.1.2. MODELADO RED INTERNA

En base a la información recopilada en el antecedente a) en la Tabla 5.1 se indican los cables de la red interna y longitudes correspondientes a los mismos. En base a la información obtenida del antecedente del punto 4.1 a) se modelan los cables de la red interna en los apartados 5.1.2.1, 5.1.2.2 y 5.1.2.3.

Tabla 5.1: Cables que derivan al Transformador elevador N°1.

CABLE	TIPO	LONGITUD [KM]
CT4 - CT1	150 mm ²	0,647
CT5 - CT2	150 mm ²	0,647
CT6 - CT3	150 mm ²	0,647
CT7 - CT4	300 mm ²	0,647
CT8 - CT5	300 mm ²	0,647

CABLE	TIPO	LONGITUD [KM]
CT9 - CT6	300 mm ²	0,647
Circuito 1 (Barra 1 - CT7)	630 mm ²	0,897
Circuito 2 (Barra 1 - CT8)	630 mm ²	0,694
Circuito 3 (Barra 1 - CT9)	630 mm ²	0,490

A continuación, se presentan las características de cada uno de los cables, las cuales se obtienen del antecedente del punto 4.1 a). En la Tabla 5.2 se detallan sus dimensiones. Asimismo, en la Figura 5.4 se muestra la distribución de los cables en las zanjas.

Tabla 5.2: Características de los cables de la red colectora.

Sección mm ²	Pantalla mm ²	Ø conductor mm	Ø aislamiento mm	Ø exterior mm	Peso kg/km
1 x 95	H16	11,1	27,1	32,5	1.150
1 x 150	H16	13,9	29,9	35,5	1.405
1 x 240	H16	18,0	32,0	37,8	1.690
1 x 300	H16	20,6	35,1	41,1	1.940
1 x 400	H16	23,4	37,9	44,1	2.300
1 x 500	H16	26,3	40,8	47,2	2.655
1 x 630	H16	29,8	44,0	50,7	3.175

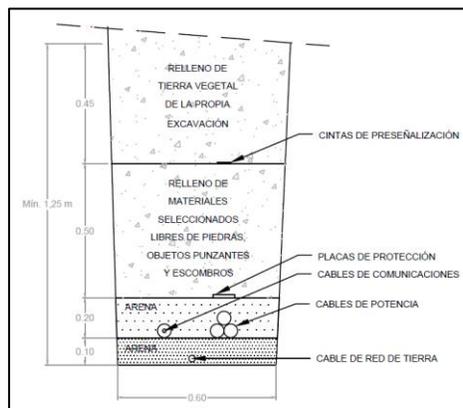


Figura 5.4: Distribución en zanjas.

En los apartados siguientes se muestran los modelos de cada uno de los cables en Power Factory.

5.1.2.1. Cable 630 mm²

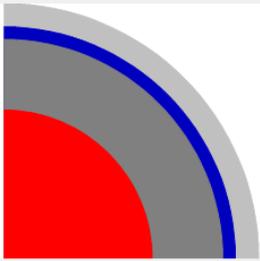
Name:

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.	14.9	86.4049	0.0469
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	1.	99.99994	0.1219552
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"/>	EPR (<= 18/3...	0.	3.	7.1
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0.	2.3	2.35
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: 50.7 mm

Figura 5.5: Modelado Cable 630 mm².

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.02535	0.	0.02535	1.12465	1.07395	1.12465

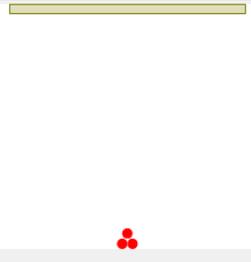


Figura 5.6: Distribución de los circuitos 630 mm².

5.1.2.2. Cable 300 mm²

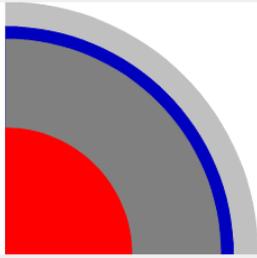
Name:

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.	10.3	84.80262	0.1
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	1.	100.	0.1520216
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"/>	EPR (<= 18/3...	0.	3.	7.25
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0.	2.3	2.
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: **41.1 mm**

Figura 5.7: Modelado Cable 300mm².

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.02055	0.	0.02055	1.12945	1.08835	1.12945



Figura 5.8: Distribución de los circuitos 300 mm².

5.1.2.3. Cable 150 mm²

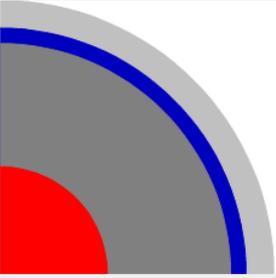
Name:

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.	6.95	90.41634	0.206
Sheath	<input checked="" type="checkbox"/>	Copper	1.7241	1.	1.	100.	0.1776045
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"/>	EPR (<= 18/3...	0.	3.	8.
2 (Oversheath)	<input checked="" type="checkbox"/>	PE (HD/LD)	0.	2.3	1.8
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: **35.5 mm**

Figura 5.9: Modelado Cable 150mm².

Coordinate of Line Circuits [m]:						
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-0.01775	0.	0.01775	1.13225	1.09675	1.13225

Figura 5.10: Distribución de los circuitos 150 mm².

5.1.2.4. Transformador de bloque

En la siguiente figura se muestran las características de los transformadores de bloque de MT/BT del Parque Fotovoltaico Elena Primera Etapa, Fase I. La información para modelar dicho transformador se extrae del antecedente del punto 4.1 a).

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

- Name:** transf bloque
- Technology:** Three Phase Transformer
- Rated Power:** 7.5 MVA (HV-Side), 3.75 MVA (MV-Side), 3.75 MVA (LV-Side)
- Rated Voltage:** 33 kV (HV-Side), 0.66 kV (MV-Side), 0.66 kV (LV-Side)
- Vector Group:** DYN11
- Phase Shift:** 0, 11, 11 degrees for HV, MV, and LV sides respectively.
- Tap HV-Side:** Add. Voltage per Tap: 2.5%, Phase of du: 0 deg, Neutral Position: 3, Min. Position: 1, Max. Position: 5.
- Tap MV-Side:** Add. Voltage per Tap: 0%, Phase of du: 0 deg, Neutral Position: 0, Min. Position: 0, Max. Position: 0.
- Tap LV-Side:** Add. Voltage per Tap: 0%, Phase of du: 0 deg, Neutral Position: 0, Min. Position: 0, Max. Position: 0.
- Losses:** Short-Circuit Voltage uk (HV-MV: 5.713%, MV-LV: 12.046%, LV-HV: 5.943%), Copper Losses (HV-MV: 27.952 kW, MV-LV: 94.395 kW, LV-HV: 30.917 kW), Zero Sequence Impedance (HV-MV: 4.856%, MV-LV: 10.239%, LV-HV: 5.052%), and X0/R0 Ratio (HV-MV: 9999999, MV-LV: 9999999, LV-HV: 9999999).

Figura 5.11: Transformador de Bloque 33/0,66/0,66 kV 7,5 MVA.

5.1.3. MODELACIÓN UNIDAD GENERADORA

En función de la información obtenida del antecedente del punto 4.1 a) se modelan las unidades generadoras y su diagrama PQ. En la Figura 5.12 y Figura 5.13 se presenta el modelado de dicha unidad en PowerFactory y la curva PQ respectivamente.

The screenshot shows the configuration for a generator unit. Key parameters include:

- Name:** INV CT1-1
- Terminal:** VMD Elena\CT1-1\Cub_2
- Technology:** 3PH
- Plant Category:** Photovoltaic
- Number of parallel units:** 1
- Ratings:** Rated Apparent Power: 3.75 MVA, Rated Power Factor: 1.
- Model:** VMD Elena\MD_INV CT1-1
- Max. Fault Contribution:** Subtransient Short-Circuit Current: 3.6 kA, R to X'' ratio: 0.1.
- Negative sequence:** Short-circuit resistance, r2: 99999 p.u., Short-circuit reactance, x2: 99999 p.u.

Figura 5.12: Unidad Generadora.

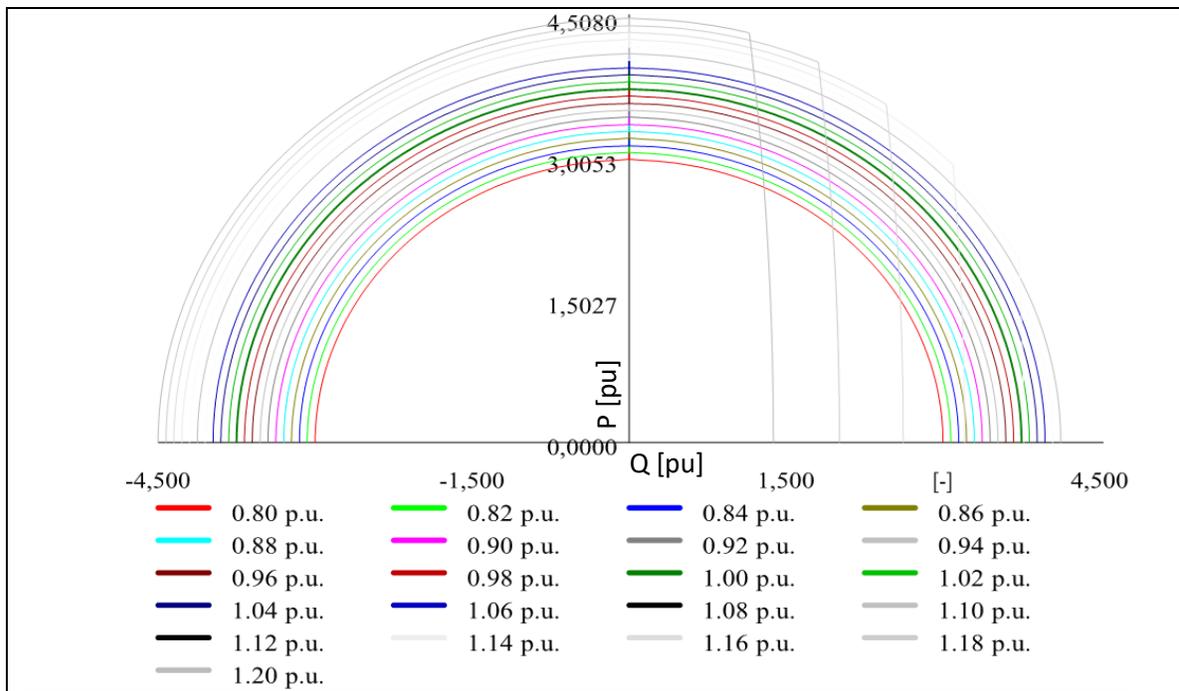


Figura 5.13: Curva PQ.

En la Figura 5.14 Figura 5.15 y Figura 5.16 se muestran las curvas características de los paneles fotovoltaicos JAM72D30-545MB y JAM72D30-550MB. Además, en la Tabla 5.3 se muestran las principales características de estas celdas fotovoltaicas, las cuales son extraídas del ANEXO III.

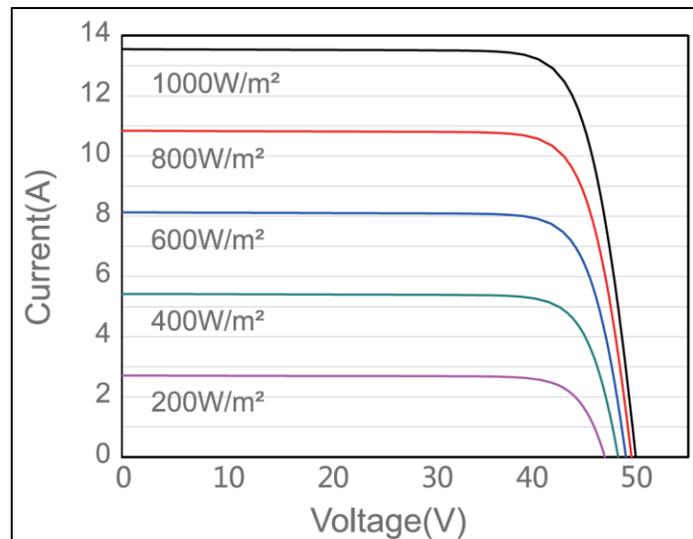


Figura 5.14: Curva características de corriente vs tensión de las celdas fotovoltaicas a diferentes niveles de irradiación.

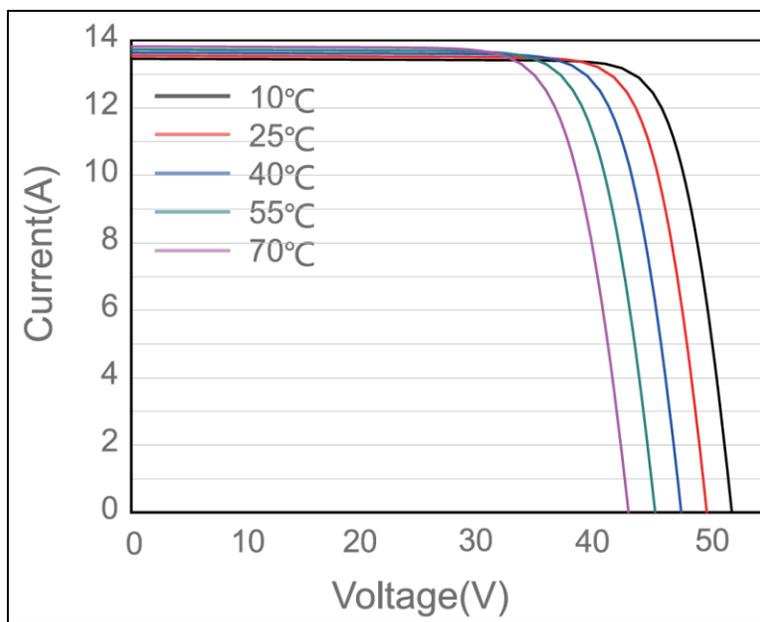


Figura 5.15: Curva características de corriente vs tensión de las celdas fotovoltaicas a diferentes temperaturas.

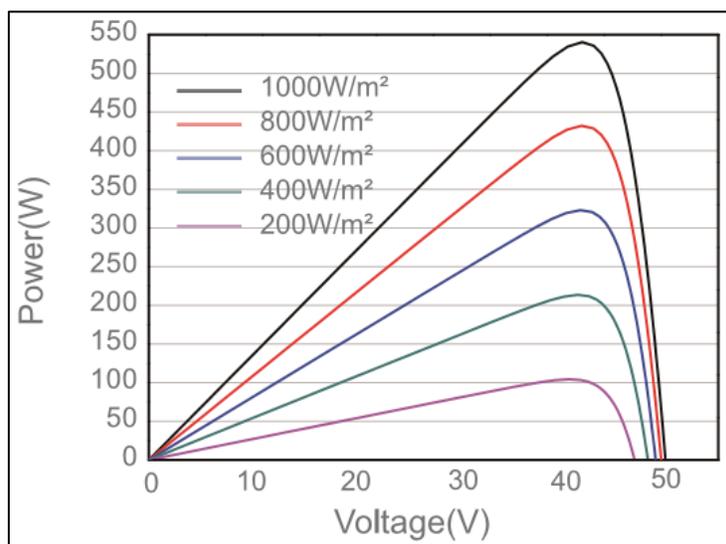


Figura 5.16: Curva características de potencia vs tensión de las celdas fotovoltaicas a diferentes niveles de irradiación

Tabla 5.3: Características principales módulos fotovoltaicos del PFV Elena E1 F1.

NUMERO DE MODELO	JAM72D30-545MB	JAM72D30-550MB
Potencia Nominal (Wp)	583	589
Tensión de circuito abierto-Voc (V)	50,03	50,21
Corriente de cortocircuito-Isc (A)	14,91	14,98
Voltaje máxima potencia-Vmpp (V)	41,78	41,95
Corriente máxima potencia-Impp (A)	13,95	14,03
Eficiencia del módulo (%)	21,10	21,30

5.1.4. REACTORES ZIG-ZAG

El PFV Elena E1 F1 proyecta dos reactores zig-zag con puesta a tierra conectado a cada uno de los secundarios del transformador de poder. Las características principales de los reactores 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)	500 [A]
Impedancia de secuencia cero Zigzag1	128,48 [Ω/fase]
Impedancia de secuencia cero Zigzag2	127,88 [Ω/fase]

En la figura y figura se presenta el modelado de los reactores zig-zag 1 y 2 respectivamente en PowerFactory.

General		Grounding/Neutral Conductor	
Name	Zigzag 1		
Terminal	VMD Elena\Nodo 1/2\Cub_4	Nodo 1/2	
Zone	→		
Area	→		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Rated Voltage	33.	kV	
Rated Current (Ie=3·I0)	0.5	kA	
Zero Sequence Resistance	0.	Ohm	
Zero Sequence Reactance	128.48	Ohm	

Figura 5.17: Modelado reactor zigzag 1.

General		Grounding/Neutral Conductor	
Name	Zigzag 2		
Terminal	VMD Elena\Nodo 3/4\Cub_4	Nodo 3/4	
Zone	→		
Area	→		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Rated Voltage	33.	kV	
Rated Current (Ie=3·I0)	0.5	kA	
Zero Sequence Resistance	0.	Ohm	
Zero Sequence Reactance	127.88	Ohm	

Figura 5.18: Modelado reactor zigzag 2.

5.1.5. TRANSFORMADORES AUXILIARES

En la siguiente figura se presenta el modelado del transformador de servicios auxiliares. Cabe destacar que el PFV Elena E1 F1 cuenta con un transformador auxiliar, conectados a la barra N°4.

Name	SSAA 1		
Technology	Three Phase Transformer		
Rated Power	0.25 MVA		
Nominal Frequency	50. Hz		
Rated Voltage		Vector Group	
HV-Side	33. kV	HV-Side	D
LV-Side	0.42 kV	LV-Side	YN
Positive Sequence Impedance		Phase Shift	
Short-Circuit Voltage uk	4.65 %	Phase Shift	11. +30deg
Copper Losses	3.433 kW	Name Dyn11	
Zero Sequence Impedance			
Short-Circuit Voltage uk0	3.9525 %		
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %		
Magnetising Impedance			
No Load Current	1.21 %		
No Load Losses	0.737 kW		
Distribution of Leakage Reactances (p.u.)			
x,Pos.Seq. HV-Side	0.5		
x,Pos.Seq. LV-Side	0.5		
Distribution of Leakage Resistances (p.u.)			
r,Pos.Seq. HV-Side	0.5		
r,Pos.Seq. LV-Side	0.5		

Figura 5.19: Transformador de Servicios Auxiliares.

6. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: Mínimos Técnicos) que son de relevancia para el presente estudio.

Artículo 9: Informe Técnico.

El informe Técnico que respalda el valor Mínimo Técnico o informe de Mínimo Técnico consistirá en un documento que describa los registros de operación, supuestos, metodologías, alcances de la aplicación de estas metodologías, y conclusiones bajo los cuales se estableció el valor de Mínimo Técnico informado.

- a) Antecedentes técnicos de diseño.
- b) Recomendaciones del fabricante y antecedentes nacionales o internacionales de unidades de similares características.
- c) Antecedentes de operación de la unidad generadora, incluyendo los registros y descripción de los análisis y pruebas efectuadas.
- d) Justificaciones que describan las eventuales fuentes de inestabilidad en la operación de la unidad generadora, que impidan que la unidad pueda operar en un valor menor de potencia activa.
- e) Antecedentes técnicos que respalden y expliquen el comportamiento esperado o desempeño registrado.

Para el caso de unidades generadoras que puedan operar con combustible alternativo cuyo valor de Mínimo Técnico sea distinto al del combustible principal, deberán entregar los antecedentes requeridos en el presente Anexo para el combustible principal y el alternativo.

Una vez recibido el Informe Técnico, el Coordinador deberá verificar que dicho informe contiene todos los antecedentes especificados en el presente Artículo, para lo cual tendrá un plazo de 15 días hábiles.

Cuando el Coordinador determine que el Informe Técnico entregado por la Empresa Generadora contiene todos los antecedentes necesarios para su análisis, lo publicará en el sitio web del Coordinador y notificará a las empresas Coordinadas sobre el inicio del proceso de aprobación del Mínimo Técnico informado.

7. DETERMINACIÓN MÍNIMO TÉCNICO

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). Se destaca que el desarrollo de los cálculos junto con la metodología para llevar a cabo los mismos se basa en lo establecido en el antecedente del punto 4.1 b).

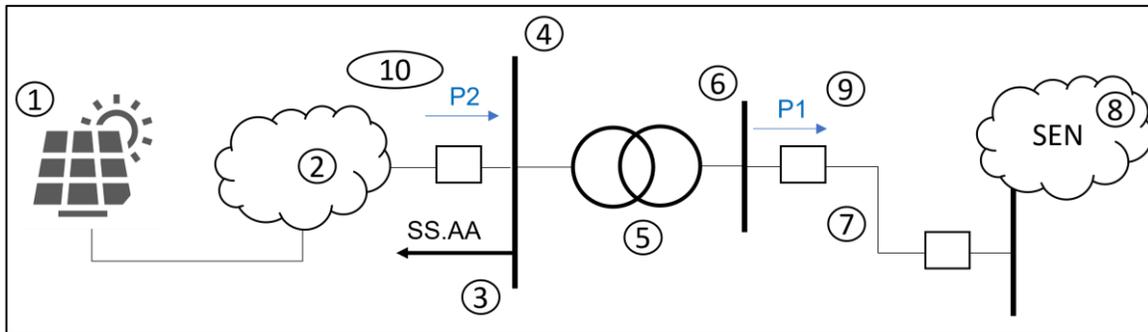


Figura 7.1 Diagrama de sistema equivalente.

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 Elena E1 F1, 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 Elena E1 F1 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 Elena E1 F1, 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 Elena E1 F1 en la barra de 220 kV de la S/E Iberelena.
10. **P2:** Potencia inyectada por el PFV Elena E1 F1 en las barras 1 y 2 de 33 kV de la S/E Iberelena.

7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

Para la determinación de la potencia mínima del PFV Elena E1 F1 se han tomado los valores del equipo de medida del PPC (Power Plan Controller)² propio del parque. De los resultados presentados en el Anexo I se puede obtener que la potencia en el punto de conexión durante el período comprendido entre las 16:03:14 y las 16:13:14 del día 20-06-2023 es de **0,061 MW (P1)**. En la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado.

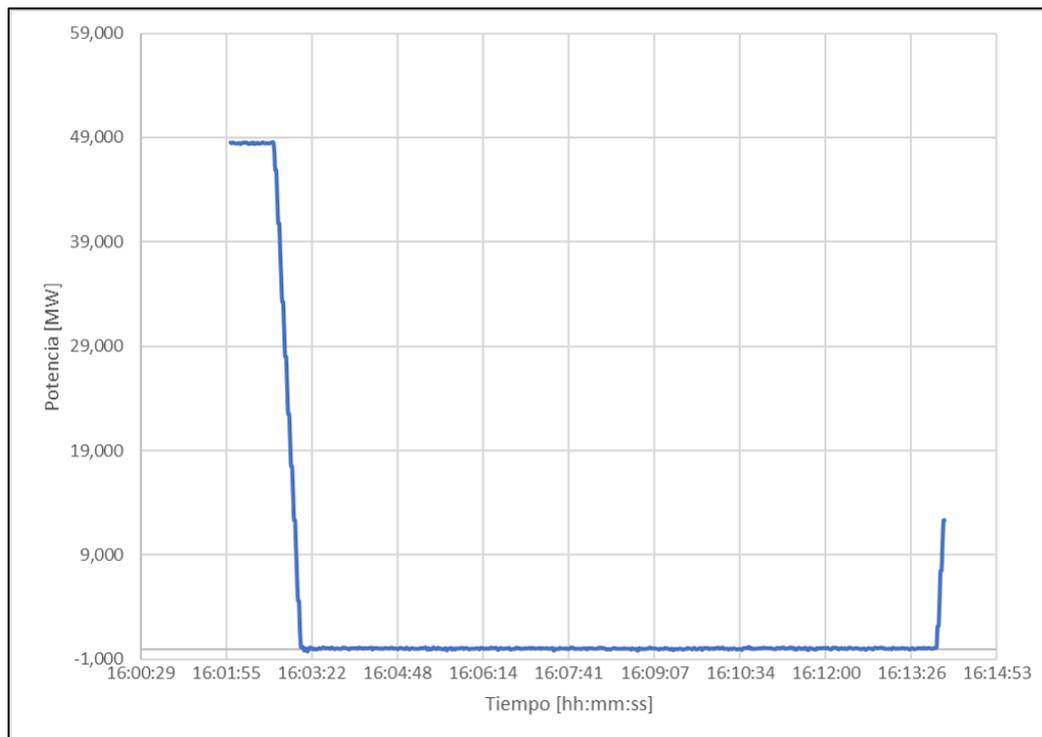


Figura 7.2 Mediciones de potencia activa realizadas el día 20-06-2023.

² Se destaca que el controlador de planta no cuenta con la capacidad de apagado automático, requiriéndose la realización de una acción manual.

Por otra parte, en la siguiente figura se presenta el valor de los consumos de SSAA propios de la subestación, obteniéndose un valor de 0,05592 MW. Dicho valor corresponde a la totalidad de los servicios auxiliares de la S/E Iberelena. La medición se realiza el día 20-06-2023 a las 16:15 hs, momento en el cual se ha desarrollado la prueba de mínimo técnico.

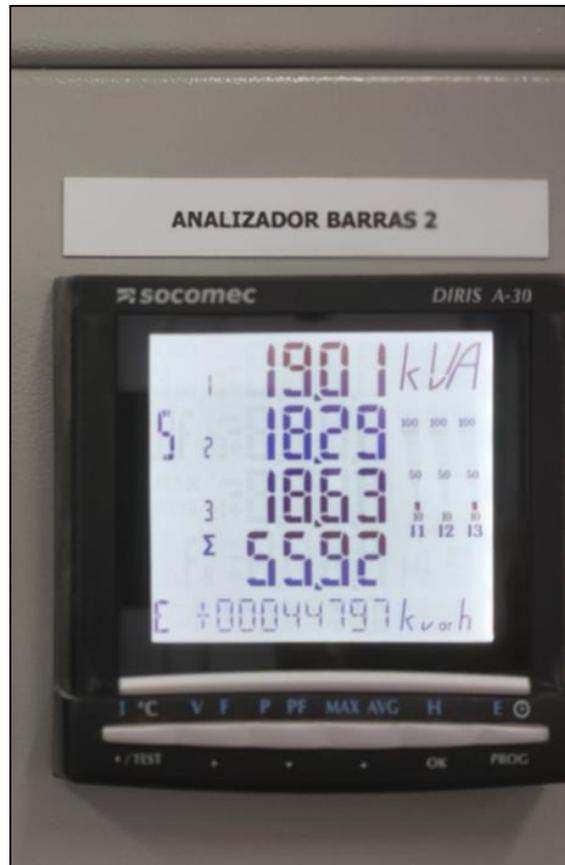


Figura 7.3 Consumo de los SSAA propios de la subestación.

En la Figura 7.4 se muestra el punto de medición de los SSAA donde se obtiene el monto antes indicado. El punto de medición corresponde al lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares.

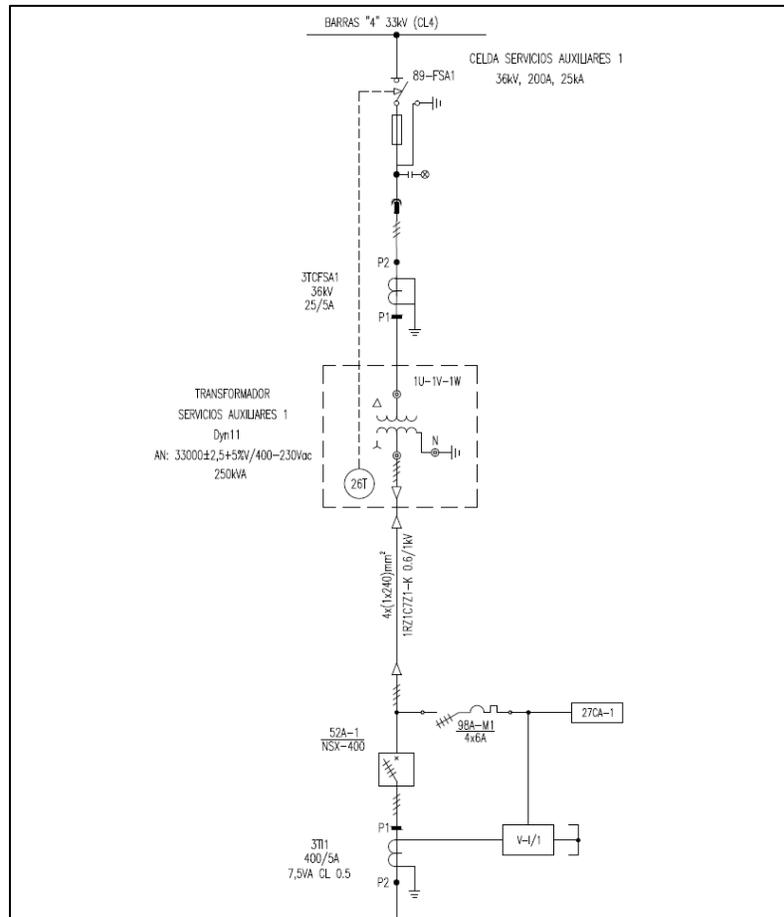


Figura 7.4: Diagrama Unilineal – SSAA

Por otra parte, los consumos de SSAA propios de los inversores del parque se determinan en función de los consumos propios indicados por el fabricante de los respectivos inversores, donde el valor total de los consumos se obtiene considerando la totalidad de inversores. De esta manera, el consumo de SSAA propios de los inversores del parque se obtienen según la siguiente expresión.

$$P_{SSAA}^{Inv} = N^{\circ Inv} \cdot \text{Consumos propios}$$

Según lo observado en la información del fabricante respecto a los equipos (véase Anexo IV) se presenta una eficiencia de 99,32%, por lo que, considerando la potencia nominal a 25°C de 3,75 MW, se tienen unos consumos propios de 0,0255 MW. De esta forma, los consumos de SSAA propios de los inversores es de:

$$P_{SSAA}^{Inv} = 18 \cdot 0,0255$$

$$P_{SSAA}^{Inv} = 0,459 \text{ MW}$$

El consumo de SSAA total a considerar viene dado por la suma de los SSAA propios de los inversores y la subestación, de esta manera se tiene el siguiente resultado.

$$P_{SSAA} = P_{SSAA}^{Inv} + P_{SSAA}^{subestación}$$

$$P_{SSAA} = 0,05592 + 0,459$$

$$P_{SSAA} = 0,51492 \text{ MW}$$

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del Anexo II, 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 0,03931 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 0,13 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Grid: MT		System Stage: MT		Study Case: Mínimo técnico		Annex: / 1	
Summary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	32	No. of Terminals	3	No. of Lines	9
No. of 2-w Trfs.	1	No. of 3-w Trfs.	10	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0,71 MW	0,00 Mvar	0,71 MVA			
External Infeed	=	-0,06 MW	-0,44 Mvar	0,44 MVA			
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Load P(U)	=	0,51 MW	0,00 Mvar	0,51 MVA			
Load P(Un)	=	0,51 MW	0,00 Mvar	0,51 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	0,13 MW	-0,44 Mvar				
Line Charging	=		-0,66 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	67,50 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1,00 [-]					
Load/Motor	=	1,00 / 0,00 [-]					

Figura 7.5 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.

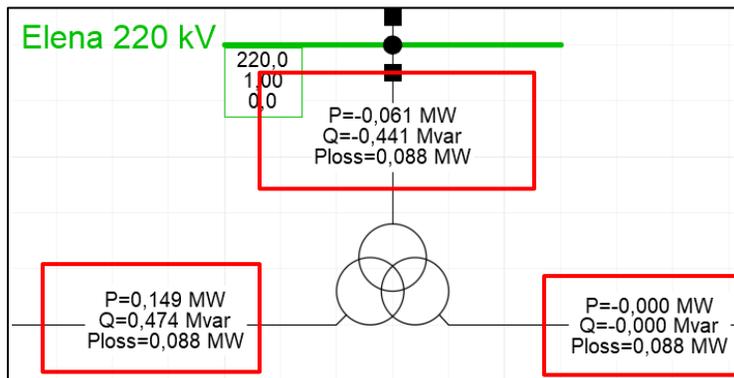


Figura 7.6 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PVF Elena E1 F1.

Así, el transformador tiene unas pérdidas de 0,088 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 0,042 MW.

7.3. CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE

Con las potencias obtenidas, se procede a calcular la potencia mínima neta del parque. Se destaca que la potencia neta del PFV Elena E1 F1 es registrada en el punto de conexión **P1**, definido en la sección 7.1 del presente informe.

Se define, por lo tanto, que el mínimo técnico es igual a:

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

En donde:

P_1 es la potencia definida en la sección 7.1 y corresponde a la potencia mínima neta del parque, con un valor de **0,061 MW**.

P_{trafo} Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,088 MW**.

$P_{sist. colector}$ corresponden a las pérdidas del sistema colector **0,042 MW**.

$P_{SS.AA}$ corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,51492 MW**.

A continuación, se resumen el mínimo técnico bruto y neto, los consumos de los SSAA y las pérdidas en el transformador de poder y sistema colector, estos valores se indican con tres cifras significativas.

Tabla 7-1 Resumen de mínimo técnico neto y consumos del PFV Elena E1 F1.

CENTRAL	MÍNIMO TÉCNICO BRUTO [MW]	MÍNIMO TÉCNICO NETO [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]
PFV Elena E1 F1	0,706	0,061	0,088	0,042	0,515
Potencia mínima bruta = Potencia mínima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA.					

8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtienen los parámetros de potencia mínima neta y bruta para el PFV Elena E1 F1 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 obtienen los siguientes resultados.

- ◆ **Minino Técnico Bruto = 0,706 MW**
- ◆ **Servicios Auxiliares = 0,515 MW**

Desglose:

- *Servicios Auxiliares Inversores = 0,459 MW*
- *Servicios Auxiliares Subestación = 0,056 MW*

- ◆ **Pérdidas de la Central = 0,130 MW**

Desglose:

- *Pérdidas del Transformador de Poder = 0,088 MW*
- *Pérdidas Sistema Colector = 0,042 MW*

- ◆ **Minino Técnico Neto = 0,061 MW**

En resumen, el mínimo técnico neto del PFV Elena E1 F1 es de **0,061 [MW]**, mientras que el mínimo técnico bruto del parque es de **0,706 [MW]**.



Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

ANEXOS

P21078

**ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARQUE
FOTOVOLTAICO ELENA
07.11.2023**

Informe de Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades
Generadoras
21078-00-ES-IT-008 Rev. 2
Preparado para Solar Elena SpA

ANEXO I

P21078

REGISTRO DE POTENCIA MEDIDA

El Anexo I se encuentra adjunto en la carpeta de envío con el nombre: “ANEXO I REGISTRO DE POTENCIA.xlsx”, dicho registro se ha realizado en el PFV Elena E1 F1 el día 20 de junio de 2023.

ANEXO II

P21078

BASE DE DATOS

El Anexo II se encuentra adjunto en la carpeta de envío con el nombre: “ANEXO II BASE DE DATOS”.

ANEXO III

P21078

FICHA TECNICA PANELES SOLARES

El Anexo III se encuentra adjunto en la carpeta de envío con el nombre: “ANEXO III FICHA TECNICA PANELES SOLARES”.

ANEXO IV

P21078

DATASHEET PPC

El Anexo IV se encuentra adjunto en la carpeta de envío con el nombre: “ANEXO IV MANUAL INSTALACIÓN Y OPERACIÓN PPC”.

ANEXO V

P21078

DATASHEET INVERSOR

 GamesaElectric SHAPING NEW ENERGY		PV3400 STD	PV3600 STD	PV3750 STD	PV3900 STD
DC INPUT					
Ratio DC/AC					Up to 200%
Max. DC Current @25°C					2 x 2100 A
Max. DC Current @40°C					-
Max. DC Current @50°C					2 x 1990 A
Max. DC Current @55°C					2 x 995 A
Max. DC Current @60°C					-
DC Voltage range ***	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V	
DC Voltage Range MPPT ***	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V	
Nr of DC ports					max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored
Fuse dimensions					125 A to 500 A
Maximum short-circuit current. I _{sc} PV					Up to 9000 A
MPPT					1
Max. Wire Cross Section per DC Input					2 x 400 mm ² - 800 AWG
Energy production from					0,5% P _n approx.
Surge category in acc. IEC 62109-1					II
AC OUTPUT					
Nominal AC Power @25°C	3409 kVA	3579 kVA	3750 kVA	3920 kVA	
Nominal AC Power @40°C					-
Nominal AC Power @50°C	3273 kVA	3436 kVA	3600 kVA	3764 kVA	
Nominal AC Power @55°C	1636 kVA	1718 kVA	1800 kVA	1882 kVA	
Nominal AC Power @60°C	0 kVA	0 kVA	0 kVA	0 kVA	
Maximum output current					3280 Arms
Nominal AC Voltage	600 Vrms (± 15%)	630 Vrms (± 15%)	660 Vrms (± 15%)	690 Vrms (± 15%)	
Maximum output fault current (time)					5,1 kA (<1 ms)
Max. Wire Cross Section per AC output phase					6 x 400 mm ²
AC power frequency					50/60 Hz (± 6%)
THDV					< 3%
THDI					< 1%
Inrush current					< 10% of the nominal AC current for a maximum of 10 ms
Reactive power range					Any
Surge category in acc. IEC 62109-1					III
EFFICIENCY					
Max. Efficiency					99,52%
Euro-efficiency					99,32%
Californian-efficiency					-
Stand-by power consumption					< 200 W
PROTECTIVE DEVICES					
DC Input					Fuse and motorized load disconnecter
AC Input					Motorized air circuit breaker
Maximum short-circuit current					65 kA
Overvoltage protections AC					SPD Class I+II / Type 1+2 / Type 1CA
Overvoltage protections DC					SPD Class I+II / Type 1+2 / Type 1CA
COMMUNICATIONS					
Control					Modbus TCP/IP, (Profnet, CAN option)
Monitoring					Modbus TCP/IP
OTHER FEATURES					
Environmental category					Outdoor
Protective class					Class I
Pollution degree of all enclosure parts					2
Climatic category in acc. IEC 60721-3-4					4K26
LVRT					Yes
HVRT					Yes
Working ambient temperature					-20 / +60 °C (option -40 °C)
Relative humidity					4% - 100% (without condensation)
Max. Altitude MASL					2000 m (up to 4000 m with derating)
Dimensions (width x height x depth)					4325 x 2250 x 1022 mm / 170,3 x 88,5 x 40,2 in
Weight					3945 kg / 8697 lb
Protection					IP55 cat 1 / NEMA 3R
Cooling					Liquid & forced air
Color					RAL 7035
MAIN STANDARDS					
					IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 61000-6-2, EN 55011, IEC 62920, EN50530, IEC 62116, IEC 61683, IEC 60529, IEC 61727, PO12.2 UL 1741-SA, CSA C22.2, UL62109-1, Rule 21, Rule 14, PRC 024, NEC 2017, IEEE519