



I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

**P20068
ESTUDIOS DE CONEXIÓN
PROYECTO SOL DE LILA**

25.08.2022

Informe de Potencia Máxima en Unidades Generadoras
20068-00-ES-IT-017 Rev. 1
Preparado para Enel Green Power Chile S.A.





P20068

ESTUDIOS DE CONEXIÓN

PROYECTO SOL DE LILA

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
empresa@i-sep.cl

REV.	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev.A	Eduardo Valdenegro P.	24-06-2022	I-SEP	30-06-2022	Emitido para su revisión interna
Rev.B	Eduardo Valdenegro P.	01-07-2022	I-SEP	08-07-2022	Enviado para revisión cliente
Rev.0	Eduardo Valdenegro P.	11-07-2022	Coordinador	18-08-2022	Con comentarios
Rev.1	Eduardo Valdenegro P.	25-08-2022			

CONTENIDOS

1. IDENTIFICACIÓN	4
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	4
3. INTRODUCCIÓN	4
4. REFERENCIAS TÉCNICAS	4
4.1. DOCUMENTOS	4
4.2. NORMAS Y ESTÁNDARES	5
5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE	5
5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO SOL DE LILA	7
5.1.1. PARÁMETROS LÍNEA 1x220 kV SOL DE LILA – ANDES C1	7
5.1.2. TRANSFORMADOR ELEVADOR 220/33/33 kV	9
5.1.3. INVERSORES PF SOL DE LILA	10
5.1.4. TRANSFORMADORES DE BLOQUE 33/0,8/0,8 KV	10
5.1.5. CABLES Y CONDUCTORES DE MT DEL PF SOL DE LILA	11
5.1.6. TRANSFORMADORES ZIG-ZAG	15
6. REVISIÓN NORMATIVA	16
7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	16
7.1. DEFINICIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN	16
7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN	17
7.3. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA DEL PARQUE	19
8. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA ESTIMADA	20
9. CONCLUSIONES	24

ANEXO I	REGISTRO SS.AA
ANEXO II	REGISTRO DE RADIACIÓN
ANEXO III	REGISTRO DE TEMPERATURA
ANEXO IV	REGISTRO DE POTENCIA MEDIDA
ANEXO V	REGISTRO BASE DE DATOS

1. IDENTIFICACIÓN

◆ Nombre del Proyecto	:	Parque Fotovoltaico Sol de Lila
◆ Numero Único de Proyecto (NUP)	:	1101
◆ 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 Sol de Lila (PFV Sol de Lila) NUP 1101, 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 Sol de Lila consiste en un parque fotovoltaico ubicado en la Región de Antofagasta, comuna y provincia del mismo nombre, que contempla una potencia instalada de 181,67 MW, mientras que en el punto de conexión se estima una inyección de 161,3 MW. La energía que inyecta 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 Sol de Lila, la cual está conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a través de la línea de transmisión Sol de Lila – Andes 220 kV C1.

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 Sol de Lila, 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 “Pruebas PPC Sol de Lila_2022_06_15.xlsx”, provisto por el cliente, que registra las mediciones obtenidas en las pruebas del día 15/06/2022.
- b) Documento 20068-00-ES-IT-003 R2 “Estudio de Flujos de Potencia” realizado por I-SEP.
- c) Documento “SSAA.zip”, obtenidas en terreno, que registra las mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación en las pruebas del día 15/06/2022.
- d) Documento “Radiación.xlsx” provisto por el cliente que registra las mediciones de radiación obtenidas el día 15/06/2022.
- e) Documento “Temperatura.xlsx” provisto por el cliente que registra las mediciones de temperatura obtenidas el día 15/06/2022.
- f) BD PowerFactory DIgSILENT “BD_Sol de lila.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 Sol de Lila. Por otro lado, la Figura 5-2 muestra el diagrama unilineal del sistema colector del PFV Sol de Lila.

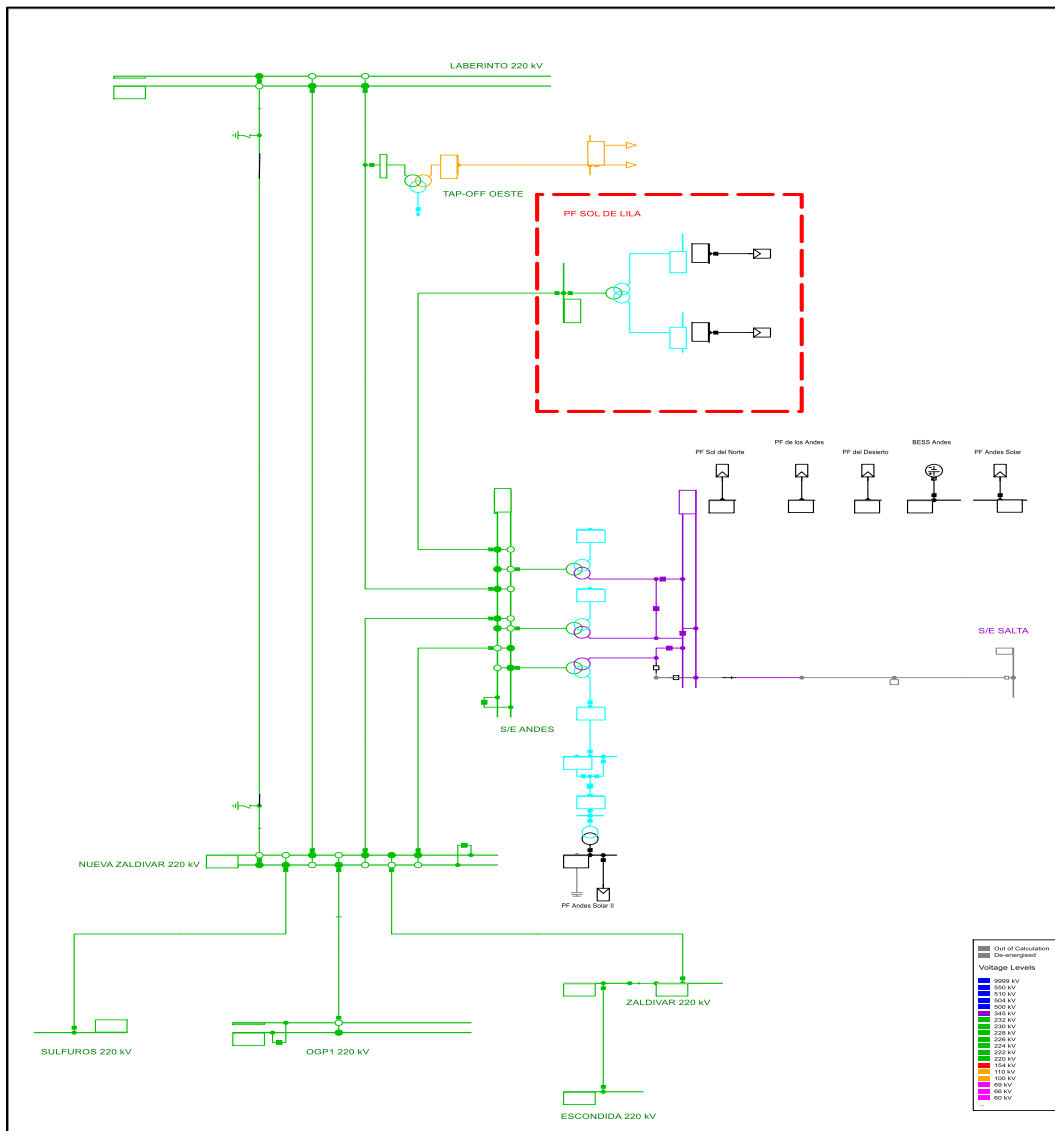


Figura 5-1 Diagrama unilineal de la zona de influencia en estudios ¹.

¹ Imagen obtenida desde antecedente (b)

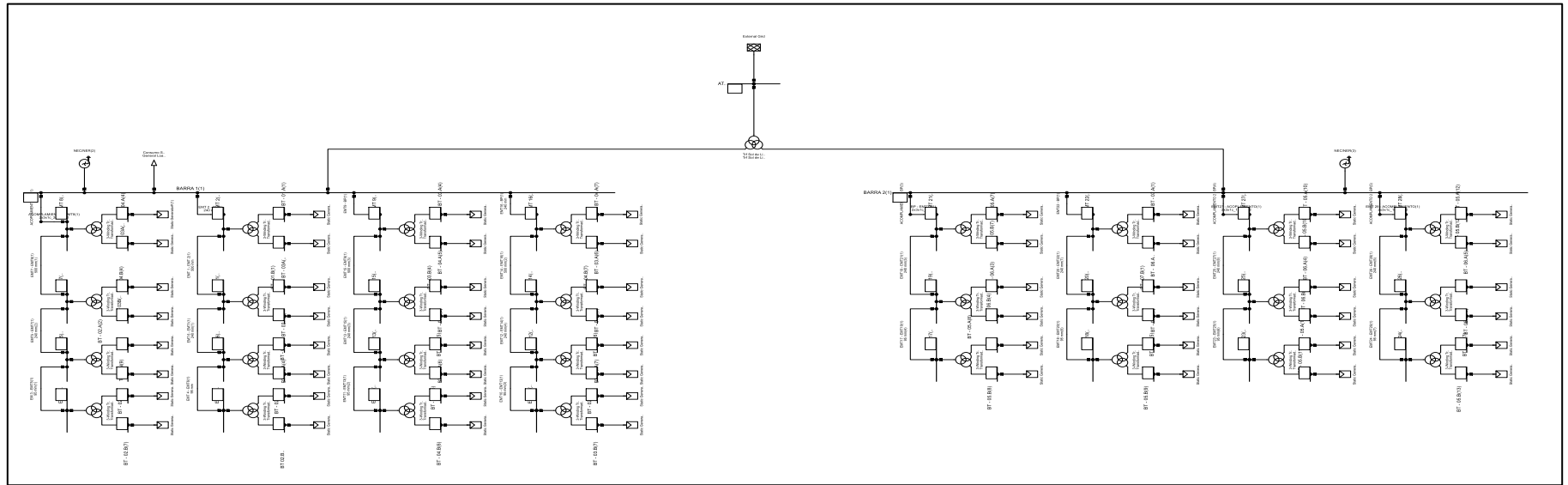


Figura 5-2 Diagrama unilineal sistema colector PFV Sol de Lila.

5.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE FOTOVOLTAICO SOL DE LILA

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

5.1.1. PARÁMETROS LÍNEA 1x220 kV SOL DE LILA – ANDES C1

Las características principales del conductor de fase y cable de guarda utilizado en la línea 1x220 kV Sol de Lila – Andes C1, de longitud 1,448 km, se indican respectivamente en la Tabla 5-1 y Tabla 5-2.

Tabla 5-1: Características del conductor ACAR 1200 MCM.

PARÁMETROS	VALOR
Nombre de código	ACAR 1200 MCM
Sección	608,4 [mm ²]
Diámetro del conductor	32,02 [mm]
Resistencia DC a 20°C	0,0510 [Ω/km]
Radio Medio Geométrico (GMR)	12,47 [mm]

A continuación, la Figura 5-3 muestra los parámetros del conductor de fase en el programa PowerFactory.

The screenshot shows the configuration window for a phase conductor in PowerFactory. The parameters are as follows:

- Name: Conductor Fase-ACAR 1200 MCM
- Nominal Voltage: 220 kV
- Nominal Current: 1 kA
- Number of Subconductors: 1
- Conductor Model: Solid Conductor (selected)
- (Sub-)Conductor:
 - DC-Resistance (20°C): 0,051 Ohm/km
 - GMR (Equivalent Radius): 12,47 mm
 - Outer Diameter: 32,02 mm
- Skin effect: checked

Figura 5-3 Parámetros de conductor ACAR 1200 MCM en PowerFactory.

Tabla 5-2: Características del conductor OPGW.

PARÁMETROS	VALOR
Tipo	OPGW
Material exterior	Alambre de acero recubierto de aluminio
Diámetro del cable	14,8 [mm]
Resistencia DC (20°C)	0,337 [Ω /km]
Radio Medio Geométrico (GMR)	5,763 [mm]

A continuación, la Figura 5-4 muestra los parámetros del cable de guardia en el programa PowerFactory.

Figura 5-4 Parámetros de cable de guardia OPGW en PowerFactory.

Las estructuras que componen la línea Sol de Lila - Andes 220 kV, corresponden mayoritariamente a las torres del tipo 22A1.1C y 22A90.1C. Respectivamente, existe una cantidad de 2 y 3 torres de los citados tipos. Por lo tanto, la estructura representativa utilizada de la línea se determina mediante un promedio ponderado de las distancias geométricas de ambas estructuras para generar una estructura equivalente que sea representativa del tramo.

Tabla 5-3 Disposición de conductores de fase, al punto de soporte.

CIRCUITO	DISPOSICIÓN							ALTURA MEDIA		
	X1 [m]	X2 [m]	X3 [m]	Y1 [m]	Y2 [m]	Y3 [m]	FLECHA [m]	Y1 [m]	Y2 [m]	Y3 [m]
C1	4,306	4,006	-4,306	19,0	25,00	19,00	10,32	12,12	18,12	12,12

Tabla 5-4 Disposición de cable de guardia, al punto de soporte.

CIRCUITO	DISPOSICIÓN			ALTURA MEDIA
	X1 [m]	Y1 [m]	FLECHA [m]	Y1 [m]
CG	0,6728	29,53	10,32	22,65

La altura promedio de los conductores respecto del suelo, indicada anteriormente como coordenada “Y”, se obtiene a través de la siguiente expresión:

$$Altura\ Media = Altura\ al\ punto\ de\ soporte - \frac{2}{3} \cdot flecha$$

La siguiente figura muestra las características de la torre.

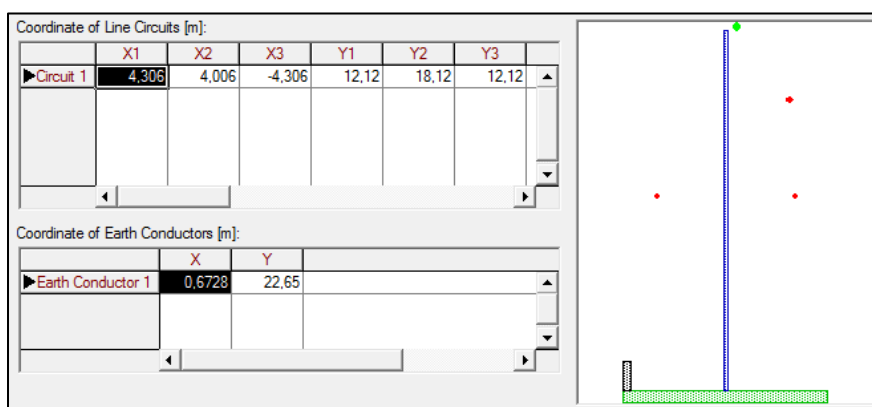


Figura 5-5 Geometría de torre representativa para línea 1x220 kV Sol de Lila – Andes C1.

Con lo anteriormente planteado, los parámetros a 20°C asociados a la línea se muestran a continuación, los cuales han sido determinados considerando una resistividad de terreno de 1532 [Ω -m]. Dicho valor se obtiene como el promedio de las resistividades de la primera capa de las dos mediciones realizadas en el trazado de la línea de transmisión, antecedente (b)

Tabla 5-5 Parámetros eléctricos línea 1x220 Sol de Lila – Andes C1.

CIRCUITO	LONGITUD DEL TRAMO [km]	R1 [Ω /km]	X1 [Ω /km]	R0 [Ω /km]	X0 [Ω /km]	B1 [μ S/km]	B0 [μ S/km]
1	1,448	0,0529	0,4060	0,2808	1,0960	2,8490	1,8760

5.1.2. TRANSFORMADOR ELEVADOR 220/33/33 kV

Los parámetros utilizados del transformador elevador del PF Sol de Lila, son los indicados en las imágenes siguientes, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

Figura 5-6: Parámetros de transformador elevador TR1 en PowerFactory.

5.1.3. INVERSORES PF SOL DE LILA

El proyecto PF Sol de Lila contempla un total de 982 inversores Huawei SUN 2000 185KTL de 185 kW. La potencia nominal instalada del parque es de 181,67 MW. Los parámetros de los inversores considerados para representar el proyecto se indican en la siguiente tabla, conforme la información detallada en el antecedente (b).

Tabla 5-6 Parámetros de los inversores utilizados en el PF Sol de Lila.

PARÁMETROS	VALOR
Fabricante	Huawei
Modelo	SUN 2000 185KTL
Potencia Nominal @ 25°C	185 [kVA]
Tensión Nominal	0,800 [kV]
Corriente de operación máxima	133,5 [A]
Corriente de cortocircuito	206,7 [A]

5.1.4. TRANSFORMADORES DE BLOQUE 33/0,8/0,8 KV

El PF Sol de Lila contempla 63 transformadores de bloque. Los parámetros utilizados de dichos transformadores se indican en la siguiente tabla, conforme a lo detallado en el antecedente (b):

Tabla 5-7 Parámetros transformadores de bloque de tres devanados 33/0,8/0,8 kV.

PARÁMETROS	VALORES
Potencia Nominal ONAN	6000 [kVA]
Niveles de Tensión	33/0,8/0,8 [kV]

PARÁMETROS	VALORES
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia de secuencia positiva (Base 3 MVA)	HV-MV: 6,1 [%]; MV-LV: 28,5 [5]; LV-HV: 6,1 [%]
Impedancia de secuencia cero (Base 3 MVA)	HV-MV: 6,1 [%]; MV-LV: 28,5 [5]; LV-HV: 6,1 [%]
Pérdidas en el cobre	44 [kW]
Pérdidas en vacío, secuencia positiva	5,4 [kW]

A continuación, la Figura 5-7 muestra los parámetros de los transformadores del PF Sol de Lila en el programa PowerFactory.

The screenshot shows the configuration window for a transformer in PowerFactory. The name is 'Trf 33/0,8/0,8 kV 6 MVA'. The technology is 'Three Phase Transformer'. The rated power is 6 MVA on the HV side, 3 MVA on the MV side, and 3 MVA on the LV side. The rated voltages are 33 kV on the HV side, 0,8 kV on the MV side, and 0,8 kV on the LV side. The vector group is D for HV, Y for MV, and Y for LV. Phase shifts are 0, 11, and 11 degrees for HV, MV, and LV respectively. Short-circuit voltages are 6,1% for HV-MV, 28,5% for MV-LV, and 6,1% for LV-HV. Copper losses are 22 kW for HV-MV, 0 kW for MV-LV, and 22 kW for LV-HV. The zero sequence impedance is also configured with 6,1% for HV-MV, 28,5% for MV-LV, and 6,1% for LV-HV, and 0% for the real part of the SHC-voltage.

Figura 5-7 Parámetros de transformadores de bloque de dos devanados en PowerFactory.

5.1.5. CABLES Y CONDUCTORES DE MT DEL PF SOL DE LILA

La conexión entre los transformadores de bloque 33/0,8/0,8 kV y la barra de 33 kV de la S/E Sol de Lila se desarrolla por medio de tramos directamente enterrados utilizando cables de aluminio de 95, 185, 240 y 500 mm². Las características de cada uno de los cables utilizados en el proyecto se describen en la siguiente tabla, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

Tabla 5-8 Características de los cables de MT.

PARÁMETROS	CABLE 95 mm ²	CABLE 185 mm ²	CABLE 240 mm ²	CABLE 500 mm ²
Aislación	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE
Cubierta	Poliolefina	Poliolefina	Poliolefina	Poliolefina
Pantalla	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Material conductor	Aluminio	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Diámetro cable [mm]	34,1	38,6	40,9	49,4

PARÁMETROS	CABLE 95 mm ²	CABLE 185 mm ²	CABLE 240 mm ²	CABLE 500 mm ²
Diámetro conductor [mm]	11,5	16	18,3	13,4
Espesor aislación [mm]	7,25	7,25	7,25	7,25
Espesor cubierta [mm]	2,75	2,75	2,75	2,75
Espesor pantalla [mm]	0,30	0,30	0,3	0,3

A continuación, la siguiente figura muestra las características de los cables de MT del PF Sol de Lila en el programa PowerFactory.

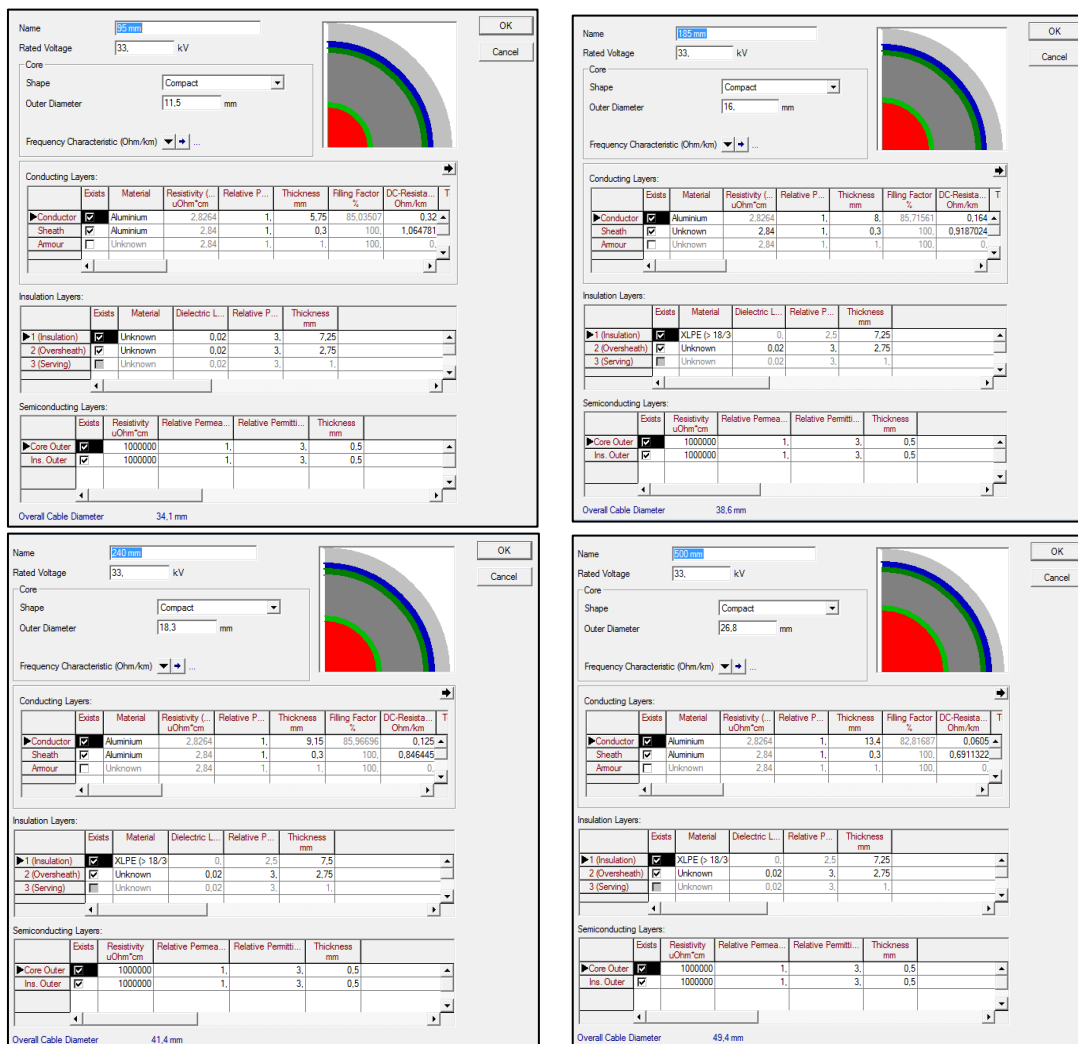


Figura 5-8 Modelado del cable 95 mm², 185 mm², 240 mm² Y 500 mm²

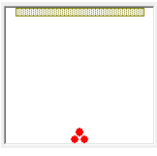
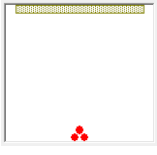
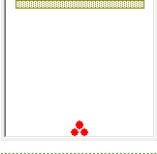
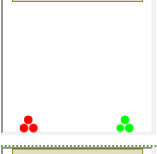
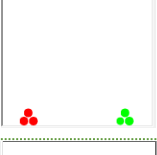
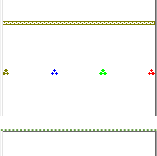

Los tramos del sistema de cables se muestran en la Tabla 5-9. Cada circuito representa un subgrupo de cables trifásicos; de esta manera, se tendrán disposiciones de 1, 2 y 4 circuitos de cables en paralelo.

Tabla 5-9 Detalle del conexionado del PF Sol de Lila.

CIRCUITOS DE MT					
CIRCUITO	DESDE-HASTA	CONDUCTORES POR FASE	CIRCUITOS POR FASE	CALIBRE [mm ²]	LONGITUD [km]
Circuito 1	EMT3-EMT5	3	1	95	0,523
	EMT5-EMT7	3	1	240	0,523
	EMT7-EMT8	3	1	500	0,264
	EMT8- ACOPLAMIENTO ACOPLAMIENTO – BP	3	2	240	0,312 1,371
Circuito 2	EMT4-EMT6	3	1	95	0,525
	EMT6-EMT1	3	1	240	0,420
	EMT1-EMT2	3	1	500	0,532
	EMT2-BP	3	2	240	0,459
Circuito 3	EMT11-EMT13	3	1	95	0,528
	EMT13-EMT15	3	1	240	0,536
	EMT15-EMT9	3	1	500	0,655
Circuito 4	EMT9-BP	3	2	240	0,611
	EMT10-EMT12	3	1	95	0,526
	EMT12-EMT14	3	1	240	0,537
	EMT14-EMT16 EMT16-BP	3	1 2	500 240	0,527 1,01
Circuito 5	EMT17-EMT19	3	1	95	0,607
	EMT19-EMT21	3	1	240	0,583
	EMT21-ACOPLAMIENTO ACOPLAMIENTO-BP	3	2 2	185 185	0,312 1,371
	EMT18-EMT20	3	1	95	0,6
Circuito 6	EMT20-EMT22	3	1	240	0,618
	EMT22-BP	3	2	185	1,371
	EMT23-EMT25	3	1	95	0,608
Circuito 7	EMT25-EMT27	3	1	240	0,582
	EMT27-ACOPLAMIENTO ACOPLAMIENTO-BP	3	2 2	185 185	0,649 1,371
	EMT24-EMT26	3	1	95	0,582
Circuito 8	EMT26-EMT28	3	1	240	0,620
	EMT28-ACOPLAMIENTO ACOPLAMIENTO-BP	3	2 2	185 185	0,334 1,371

En base a lo anterior, las disposiciones utilizadas en cada uno de los tramos se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5-10 Disposición de los tramos con cables enterrados del PF Sol de Lila.

DIAGRAMA	TRAMO	X1 [m]	X2 [m]	X3 [m]	Y1 [m]	Y2 [m]	Y3 [m]
	Circuito 3x1x95 [mm ²]	-0,03	0,03	0	0,8	0,8	0,75
	Circuito 3x1x240 [mm ²]	-0,03	0,03	0	0,8	0,8	0,75
	Circuito 3x1x500 [mm ²]	-0,03	0,03	0	0,8	0,8	0,75
	Circuito 3x2x185 [mm ²]	-0,03	0,03	0	0,8	0,8	0,75
		0,57	0,63	0,6	0,8	0,8	0,75
	Circuito 3x2x240 [mm ²]	-0,03	0,03	0	0,8	0,8	0,75
		0,57	0,63	0,6	0,8	0,8	0,75
	Circuito 3x4x180 [mm ²]	-0,03	0,03	0,	0,8	0,8	0,75
		0,77	0,83	0,8	0,8	0,8	0,75
		1,57	1,63	1,6	0,8	0,8	0,75
		2,37	2,43	2,4	0,8	0,8	0,75
	Circuito 3x4x240 [mm ²]	-0,03	0,03	0,	0,8	0,8	0,75
		0,77	0,83	0,8	0,8	0,8	0,75
		1,57	1,63	1,6	0,8	0,8	0,75
		2,37	2,43	2,4	0,8	0,8	0,75

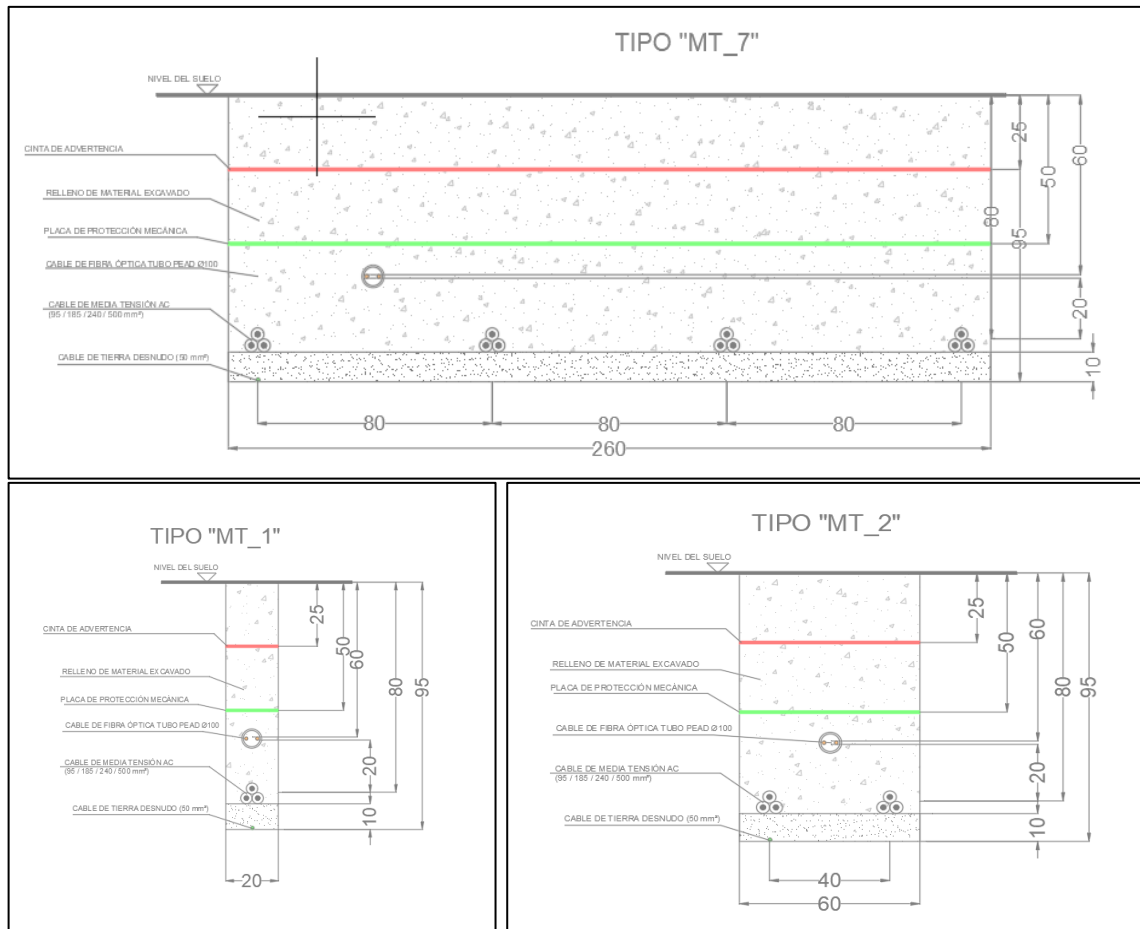


Figura 5-9 Trincheras para los conductores de MT.

5.1.6. TRANSFORMADORES ZIG-ZAG

El PFV Sol de Lila proyecta dos 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, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

Tabla 5-11 Parámetros transformador zig-zag.

PARÁMETROS	VALOR
Tensión nominal	33 [kV]
Capacidad de corriente de cortocircuito ($3 \cdot I_0$)	50 [A]
Resistencia a tierra (calculada)	381,05 [Ω]

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:

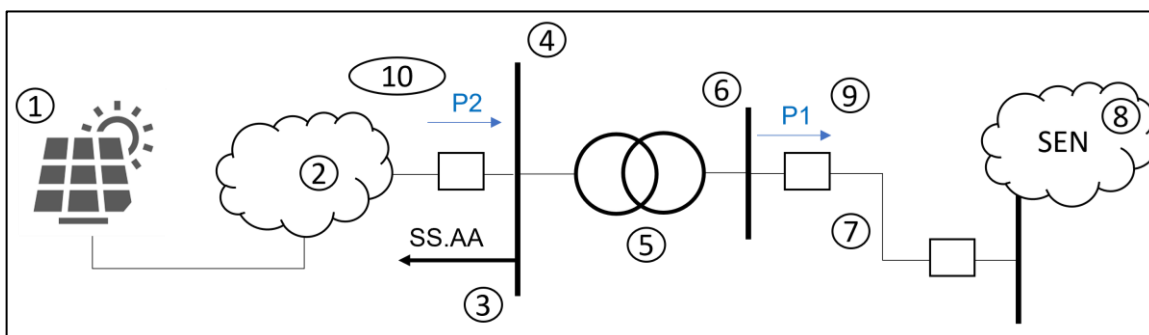


Figura 7-1 Diagrama de sistema equivalente.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de 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.**
4. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la barra A de 33 kV del PFV Sol de Lila, 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 Sol de Lila, 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 Sol de Lila, 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 al SEN (referida a S/E Andes en este caso).
10. **P2:** Potencia inyectada por el PFV Sol de Lila en la barra A y B de 33 kV de su subestación de salida.

7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

Para la determinación de la potencia máxima del PFV Sol de Lila se han tomado los valores del equipo de medida del PPC 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 13:52:20 y las 14:52:20 del día 15-06-2022 es de **116,285 MW**. En la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado con una radiación promedio de 776,31 W/m² y una temperatura promedio de 30°C.

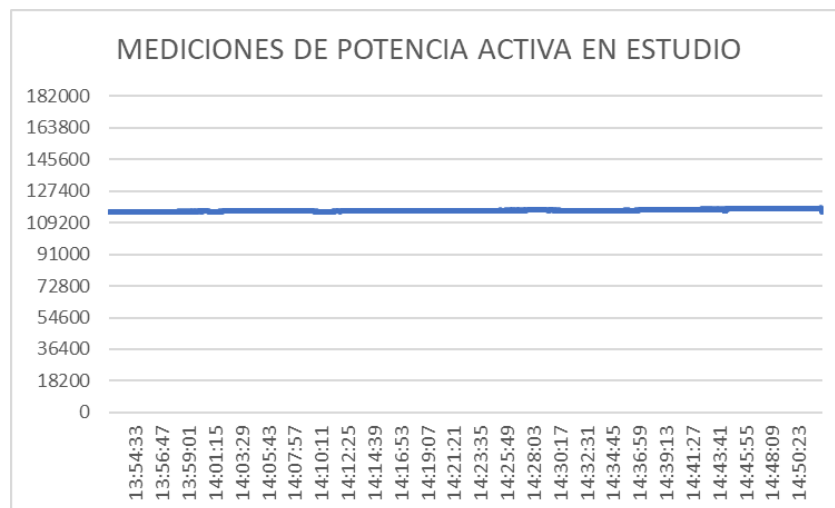


Figura 7-2 Mediciones de potencia activa realizadas el día 15-06-2022.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el antecedente c), que corresponde al medidor de los servicios auxiliares de la subestación, el consumo de dicha instalación es de 0,03652 MW.

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del antecedente (f), pero reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de

potencia promedio obtenida 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 0,120387 MW brutos por inversor. Así, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a la suma de las pérdidas del sistema colector, las pérdidas del transformador de poder de la central y las pérdidas en la línea de transmisión, las cuales equivalen a 1,92 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Load Flow Calculation				Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No	No	
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error			
Consider reactive power limits	No	Bus Equations (HV)		1,00 kVA	
		Model Equations		0,10 %	
Grid: Grid	System Stage: Grid	Study Case: Study Case	Annex:	/ 1	
Grid: Grid Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	88	No. of Terminals	4
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	29	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of asyn.Machines	0
Generation	= 118,22 MW	-0,00 Mvar		118,22 MVA	
External Infeed	= -116,26 MW	6,27 Mvar		116,43 MVA	
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Load P(U)	= 0,04 MW	0,00 Mvar		0,04 MVA	
Load P(Un)	= 0,04 MW	0,00 Mvar		0,04 MVA	
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA	
Grid Losses	= 1,92 MW	6,27 Mvar			
Line Charging	=	-1,93 Mvar			
Compensation ind.	=	0,00 Mvar			
Compensation cap.	=	0,00 Mvar			
Installed Capacity	= 181,67 MW				
Spinning Reserve	= 0,00 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1,00 [-]				
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]				

Figura 7-3 Resultados del flujo de potencia.

Estas pérdidas se pueden desglosar entre las pérdidas de los transformadores, las pérdidas de sistema colector y las pérdidas en la línea de transmisión Sol de Lila - Andes. De la siguiente imagen se desprenden las pérdidas del transformador de poder y de la línea de transmisión, restando la potencia de salida con la de entrada de ambos devanados del transformador y restando a la potencia entrante a la línea Sol de Lila – Andes la potencia de salida.

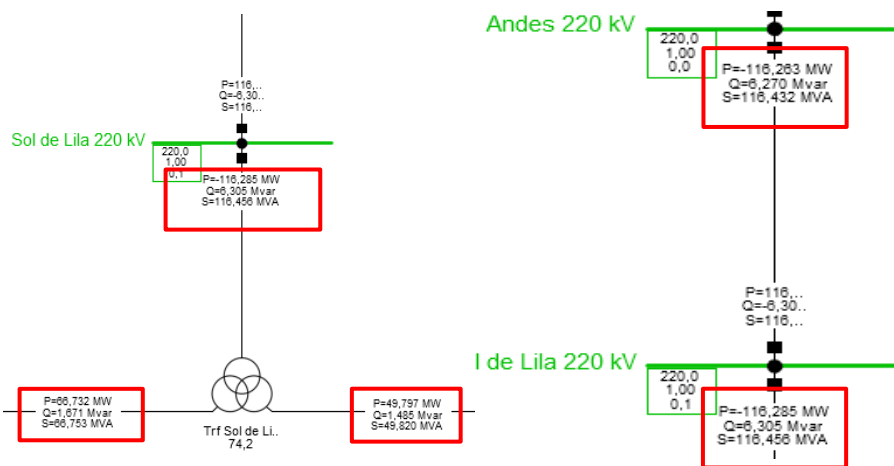


Figura 7-4 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder y línea de transmisión.

Así, el Transformador tiene unas pérdidas de 0,244 MW y la línea de transmisión unas pérdidas de 0,022 MW, por lo que las pérdidas del sistema colector equivalen a 1,654 MW. Finalmente se debe considerar un promedio de 0,03652 MW de las pérdidas de los SS.AA, obtenidos en terreno y mostrados en el **ANEXO I**.

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 Sol de Lila 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:

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

En donde:

P_1 corresponde a la potencia máxima neta del parque (referida a la S/E Andes), que para el presente estudio equivale a **116,263 MW**.

P_{trafo} Corresponden a las pérdidas de los transformadores de poder **0,244 MW**.

$P_{sist.\ colector}$ corresponden a las pérdidas del sistema colector **1,654 MW**.

$P_{SS.AA}$ corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, correspondiente a **0,03652 MW**.

$P_{Línea}$ corresponde a la potencia consumida por la línea 1x220 kV Sol de Lila – Andes, correspondiente a **0,022 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 Sol de Lila.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]	PÉRDIDAS LÍNEA SOL DE LILA – ANDES [MW]
PFV Sol de Lila	118,22	116,263	0,244	1,654	0,03652	0,022
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA. + Pérdidas línea de transmisión.						

8. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA ESTIMADA

Debido a que el recurso solar obtenido el día 15-06-2022 en las pruebas realizadas no alcanza la radiación nominal por diseño de la planta ($776,31 < 1000 \text{ W/m}^2$), como se muestra en la siguiente imagen.

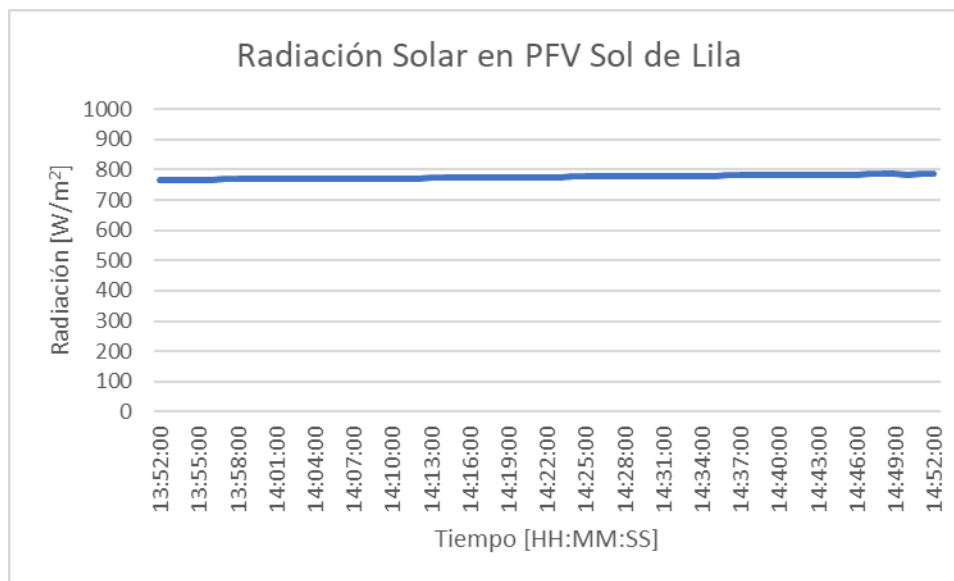


Figura 8-1 Promedio de radiación obtenido durante pruebas de potencia máxima en terreno.

Por lo tanto, se procede a realizar un análisis considerando que el recurso solar es equivalente a 1000 W/m^2 (valor que permite alcanzar una mayor inyección de las celdas fotovoltaicas), considerando una relación lineal entre radiación e inyección de potencia activa. Lo anterior, se justifica señalando que en mejores temporadas estivales (verano) el recurso solar puede alcanzar valores iguales o superior a los 1000 W/m^2 , lo cual puede ser corroborado utilizando la información contenida en el sitio web <https://solar.minenergia.cl/exploracion>, como se muestra en la siguiente figura:

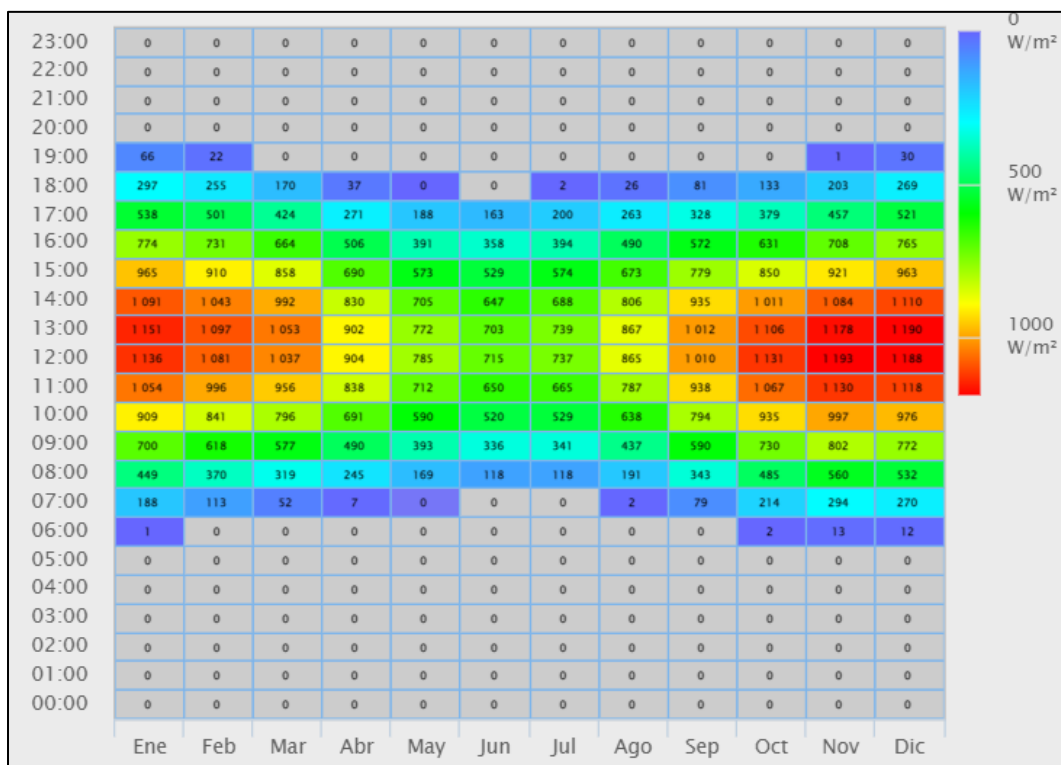


Figura 8-2 Radiación anual global horizontal

En este sentido, la manera de obtener la potencia máxima neta y bruta es:

Potencia bruta (estimada): Se determina a través de la relación entre el resultado obtenido en el apartado anterior (capítulo 7), considerando los registros de las pruebas realizadas, considerando la radiación estimada para una mejor temporada (1000 W/m²) y las medidas durante el día del ensayo. Por lo tanto, la expresión que define dicha relación corresponde a:

$$P_{m\acute{a}xima\ bruta\ estimada} = \frac{P_{m\acute{a}xima\ bruta\ medida} \cdot radiaci\acute{o}n\ estimada}{radiaci\acute{o}n\ medida}$$

Donde:

Potencia máxima bruta medida: corresponde a la potencia máxima calculada mediante el procedimiento indicado en el capítulo (7), considerando los registros de la prueba en terreno equivalente a 118,22 MW.

Radiación medida: corresponde al promedio aritmético de la radiación medida disponible al realizar las pruebas 776,31 W/m², indicado en el antecedente (d)

Radiación estimada: corresponde a una radiación ideal de 1000 W/m².

Por lo que la potencia máxima bruta obtenida es de:

$$P_{m\acute{a}xima\ bruta\ estimada} = 152,28\ MW$$

Una vez obtenida la potencia máxima bruta estimada, se ajustan las unidades generadoras en la base de datos del software PowerFactory DigSILENT de manera tal que la suma de la potencia inyectada por los inversores sea igual al valor estimado de generación considerando una radiación nominal de 1000 W/m². Como se muestra a continuación:

Finalmente se obtiene la potencia neta estimada:

Potencia neta (estimada): La potencia neta estimada corresponde a la diferencia de la Potencia bruta estimada ($P_{Bruta\ estimada}$), con los consumos de los servicios auxiliares ($P_{SS,AA}$), pérdidas del Transformador de poder ($P_{trafo\ estimado}$), las pérdidas del sistema colector ($P_{sist.\ colector\ estimado}$) y las pérdidas de la línea de transmisión ($P_{Línea}$), estas últimas determinadas vía simulación mediante el software PowerFactory de DigSILENT. Cabe destacar que, los consumos de los servicios auxiliares corresponden a lo recopilado en terreno y mostrados en el **ANEXO I**.

Dicho lo anterior se realizan flujos de potencia, 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 0,15507 MW brutos por inversor. Así, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a la suma de las pérdidas del sistema colector, las pérdidas del transformador de poder de la central y las pérdidas de la línea de transmisión Sol de Lila – Andes, las cuales equivalen a 3,02 MW, como se muestra en la siguiente figura.

Load Flow Calculation				Grid Summary	
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error	
Consider reactive power limits	No			Bus Equations (HV)	1,00 kVA
				Model Equations	0,10 %
Grid: Grid System Stage: Grid Study Case: Study Case Annex: / 1					
Grid: Grid Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	88	No. of Terminals	4
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	29	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts/Filters	0	No. of asyn. Machines	0
No. of SVS					
Generation	= 152,28 MW	-0,00 Mvar		152,28 MVA	
External Infeed	= -149,23 MW	11,58 Mvar		149,68 MVA	
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Load P(U)	= 0,04 MW	0,00 Mvar		0,04 MVA	
Load P(Un)	= 0,04 MW	0,00 Mvar		0,04 MVA	
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA	
Grid Losses	= 3,02 MW	11,58 Mvar			
Line Charging	=	-1,93 Mvar			
Compensation ind.	=	0,00 Mvar			
Compensation cap.	=	0,00 Mvar			
Installed Capacity	= 181,67 MW				
Spinning Reserve	= 0,00 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1,00 [-]				
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]				

Las pérdidas del transformador son de 0,361 MW y las pérdidas de la línea de transmisión son de 0,035 MW, las que se obtienen a partir de la diferencia entre el devanado de alta y de baja tensión y la diferencia entre el inicio y final de la línea de transmisión, tal y como se muestra en la siguiente imagen:

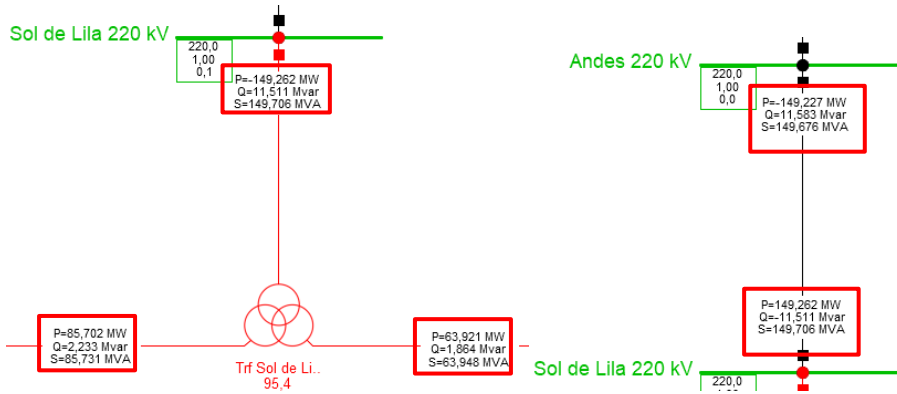


Figura 8-3 Valores de flujos de potencia de los transformadores de poder del PFV Sol de Lila.

Por lo tanto, las pérdidas del sistema colector estimadas son de 2,619 MW. De esta manera la potencia neta estimada equivale a:

$$P_{Max\ Neta\ estim.} = P_{Bruta\ estimada} - P_{trafo\ estimado} - P_{sist.\ colector\ estimado} - P_{SS.AA} - P_{Línea}$$

$$P_{Max\ Neta\ estimada} = 149,23\ MW$$

Tabla 8-1 Resumen de potencias máxima bruta estimada, neta estimada y consumos del PFV Sol de Lila.

CENTRAL	POTENCIA MÁXIMA BRUTA ESTIMADA [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA ESTIMADA [MW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADORES DE PODER ESTIMADA [MW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR ESTIMADA [MW]	CONSUMOS SS.AA. [MW]	PÉRDIDAS LÍNEA SOL DE LILA – ANDES [MW]
PFV Sol de Lila	152,28	149,23	0,361	2,619	0,03652	0,035
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador de poder + Sistema colector) + consumos de SS.AA + Pérdidas línea de transmisión.						

9. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtienen los parámetros de potencia máxima neta y bruta para el PFV Sol de Lila 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 Sol de Lila es de 116,263 MW, mientras que la potencia máxima bruta del parque es de 118,22 MW con una radiación promedio de 776,31 W/m² y una temperatura promedio de 30°C. Dado que la fecha en la que se desarrollaron las mediciones no fue la óptima, y puesto que el proyecto PFV Sol de Lila se encuentra localizado en una zona donde es posible alcanzar una radiación solar superior a 1000 W/m², se ha procedido a desarrollar una estimación de la potencia máxima que puede alcanzar el parque considerando condiciones favorable de radiación solar. En base a lo anteriormente señalado, se ha determinado que el parque puede alcanzar una potencia máxima neta estimada de **149,23 MW** y una inyección bruta estimada de **152,28 MW**, lo anterior, considerando la metodología planteada en el cuerpo del documento.



Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

ANEXOS

P20068

ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARQUE FOTOVOLTAICO SOL DE LILA

25.08.2022

Anexo de potencia máxima
20068-00-ES-IT-017 Rev. 1
Preparado para Enel Green Power Chile S.A.

ANEXO I

P20068

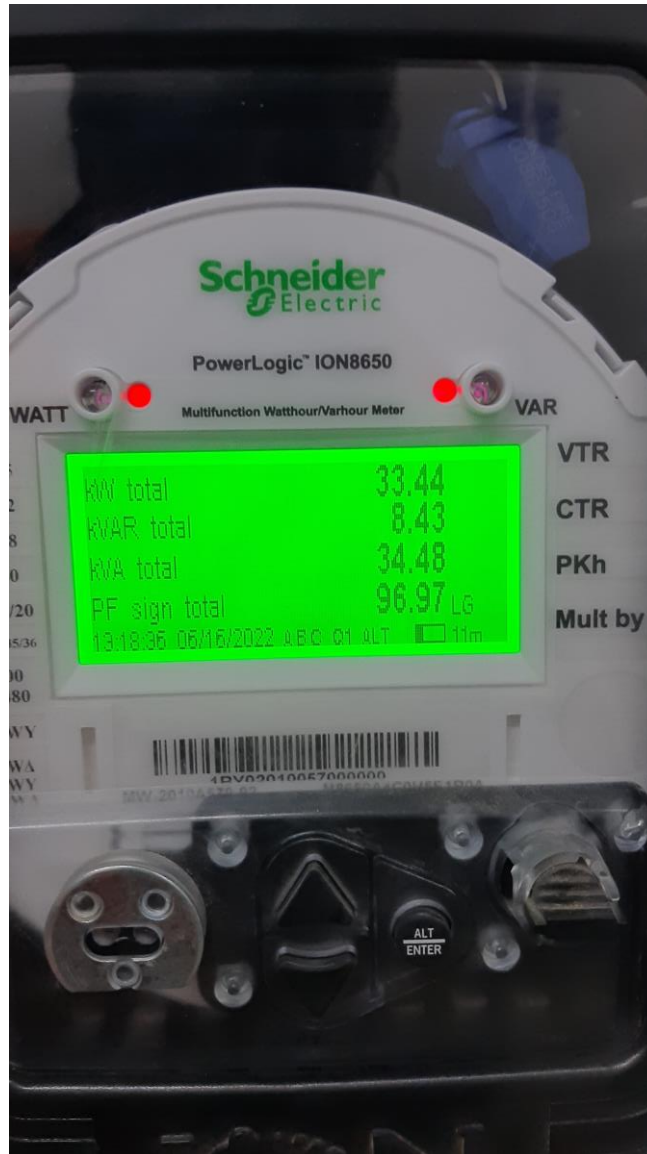
REGISTRO DE SS.AA

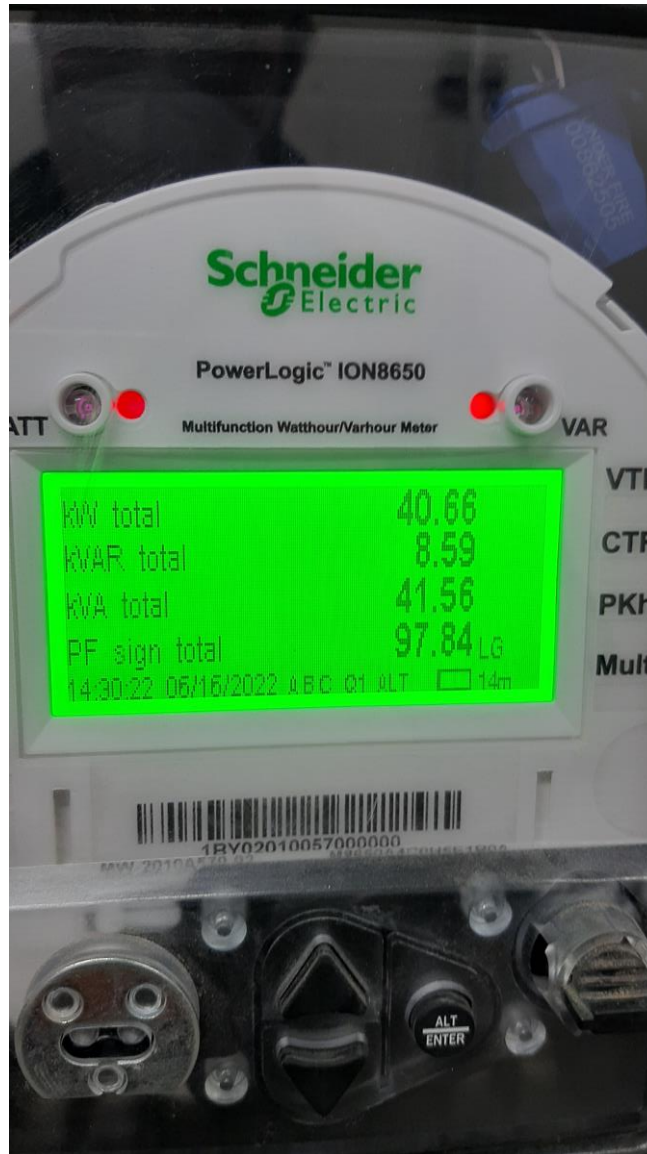


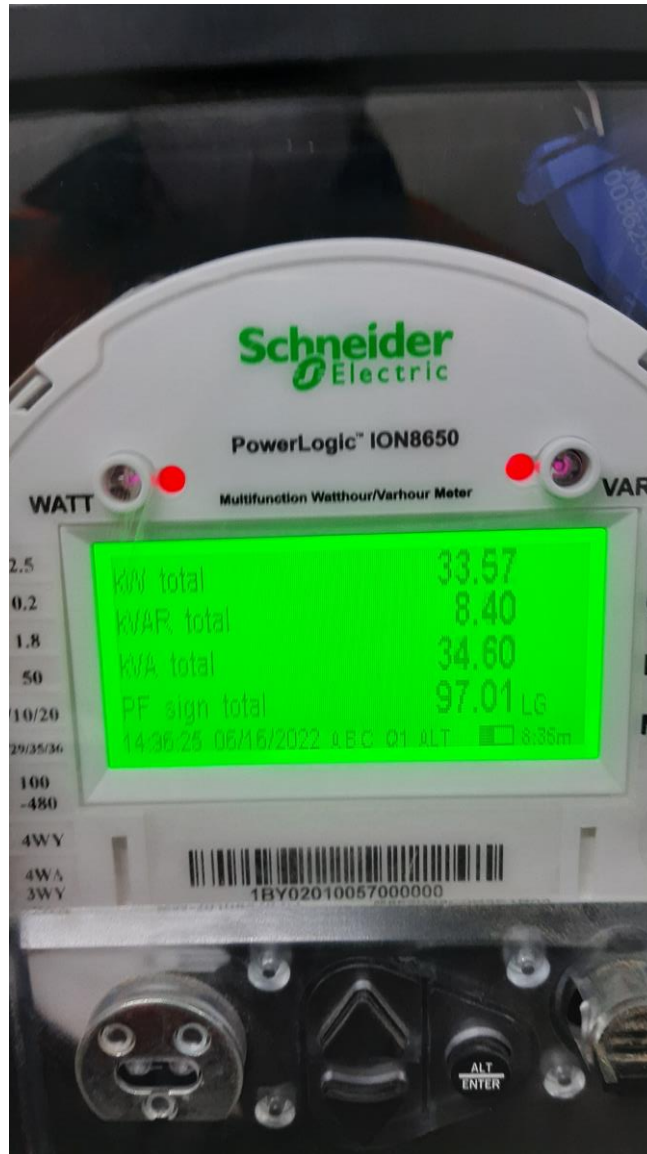


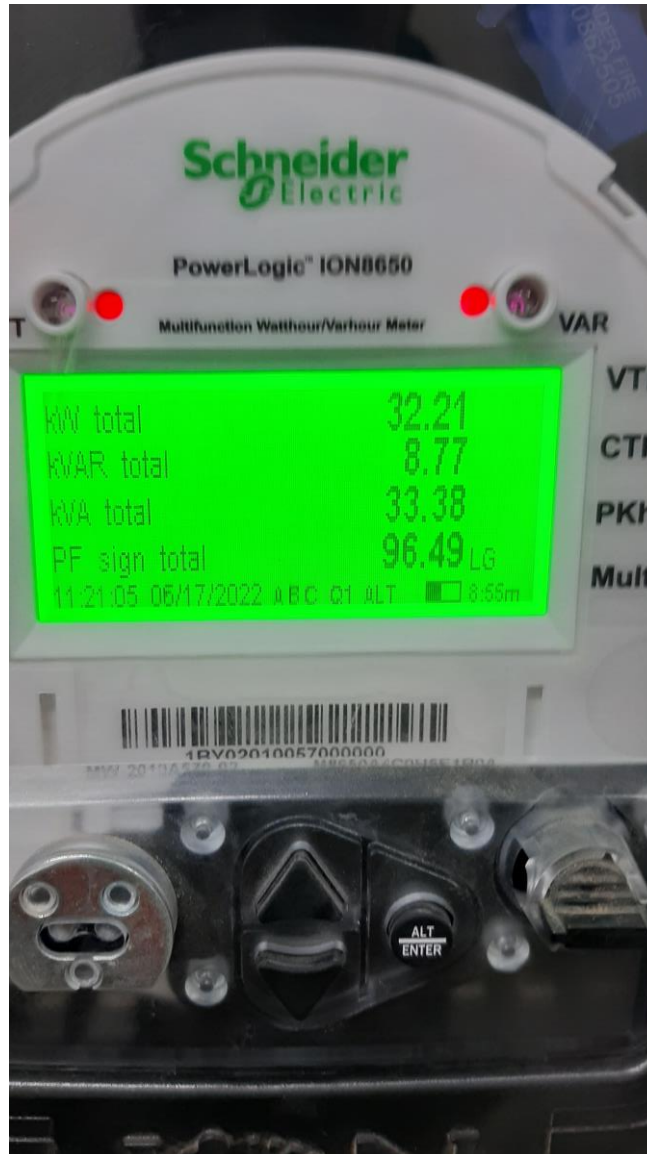


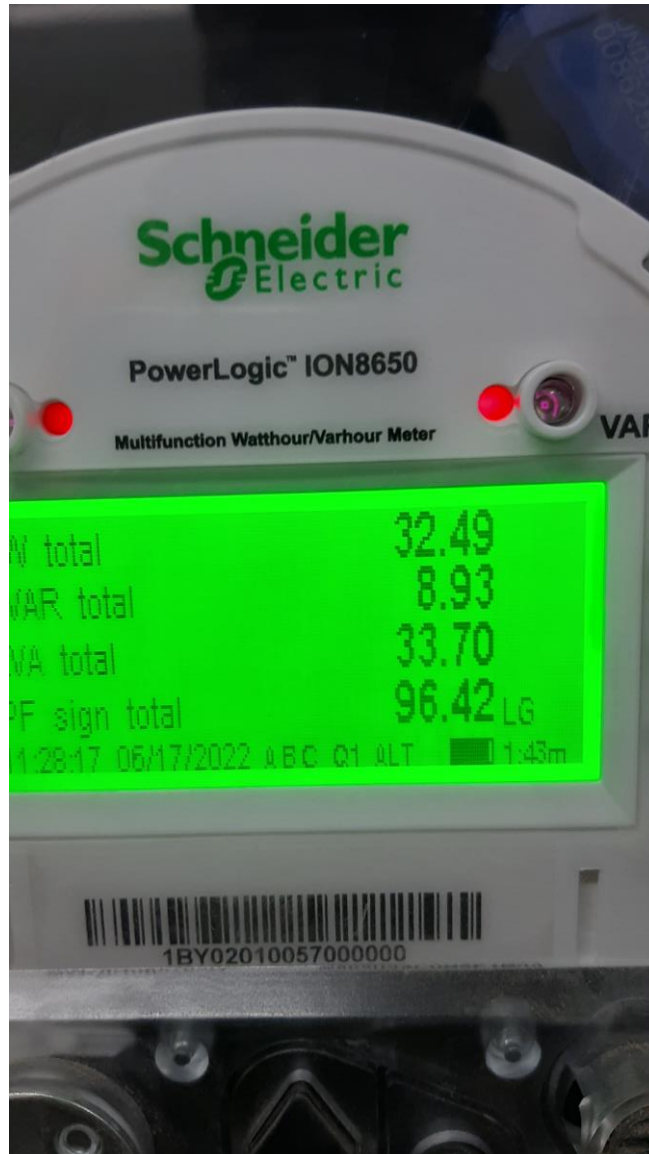














ANEXO II

P20068

REGISTRO DE RADIACIÓN

ANEXO III

P20068

REGISTRO DE TEMPERATURA

ANEXO IV

P20068

REGISTRO DE POTENCIA MEDIDA

ANEXO V

P20068

BASE DE DATOS