



I-SEP

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

P22061

ESTUDIOS DE CONEXIÓN PROYECTO BESS URIBE SOLAR

16.09.2024

Informe Técnico de Potencia Máxima
22061-00-ES-IT-008 Rev. 2
Preparado para Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA





P22061
ESTUDIOS DE CONEXIÓN
PROYECTO BESS URIBE SOLAR
 Informe Técnico de Potencia Máxima

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	Nicolás Tardón P.	30.05.2024	Cristian Valenzuela Bastían Guerra Esteban Canales	30.05.2024	Emitido para revisión interna
Rev. B	Nicolás Tardón P.	31.05.2024	X-ELIO	06.06.2024	Emitido para Revisión del Cliente
Rev. 0	Nicolás Tardón P.	06.06.2024	CEN	27.06.20024	Emitido para Revisión del CEN
Rev. 1	Nicolás Tardón P.	31.07.2024	CEN	06.09.2024	Atiende observaciones CEN
Rev. 2	Nicolás Tardón P.	16.092024			Atiende observaciones CEN

CONTENIDOS

1. IDENTIFICACIÓN	5
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	5
3. INTRODUCCIÓN	5
4. REFERENCIAS	6
4.1. Normas, estándares y bibliografía	6
4.2. Documentos del proyecto	6
5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE	7
5.1. CONDUCTOR CONEXIÓN BESS	8
5.1.1. Configuración.....	8
5.1.2. Resistividad del terreno	9
5.1.3. Conductor de fase.....	9
5.1.4. Resumen parámetros eléctricos	10
5.2. TRANSFORMADOR BESS 33/0,69 KV	10
5.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO BESS	12
5.4. Inversores del PFV	13
5.5. Inversor del BESS	14
5.6. Hoja de datos de las baterías	15
6. REVISIÓN NORMATIVA	16
7. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	16
7.1.1. Modo solo BESS	16
7.1.2. Modo BESS más parque	17
7.1.3. Modo solo parque.....	18
7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN	19
7.2.1. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN Modo SOLO bess en descarga	19
7.2.2. CÁLCULO DE potencia máxima modo solo BESS en descarga.....	20
7.2.3. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN Modo SOLO bess en carga	21
7.2.4. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN modo parque más bess en descarga.....	21
7.2.5. CÁLCULO DE potencia máxima modo parque más BESS en descarga	25
7.2.6. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN modo parque más BESS en carga.....	26
7.2.7. CÁLCULO DE potencia máxima modo parque más BESS en carga	29
7.2.8. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN Modo SOLO PFV	30
7.3. CORRECCIÓN DE RESULTADOS	33

7.3.1. MODO PARQUE MÁS BESS EN DESCARGA	33
7.3.2. MODO PARQUE MÁS BESS EN CARGA.....	39
8. CONCLUSIONES	45
9. ANEXOS	46
9.1. ANEXO I – Mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación 46	
9.2. ANEXO II – Registro de las mediciones de potencia activa	46
9.3. ANEXO III – Base de datos.....	46
9.4. ANEXO IV – Hoja de datos de los módulos.....	46
9.5. ANEXO V – Diagrama pq de los inversores.....	46
9.6. ANEXO VI – Hoja de datos de los inversores	46
9.7. ANEXO VII – Registros de meteorológicos.....	46
9.8. ANEXO VIII – Hoja de datos de las baterías	46
9.9. ANEXO IX – Round Trip Efficiency	46
9.10. ANEXO X – Estado de los inversores durante las pruebas	46
9.11. ANEXO XI – Carta de X-ELIO sobre el control de la Pmax y Absorción desde la Red	46
9.12. ANEXO XII – registros históricos de operación de la central.....	47
9.13. ANEXO XIII – registros históricos DEL MEDIDOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA SUBESTACIÓN.....	47
9.14. ANEXO XIV – Registros Potencia en los bornes AC de cada inversor asociado al PFV Uribe Solar.	47
9.15. ANEXO XV – EL TIEMPO DE CARGA Y DESCARGA	47

1. IDENTIFICACIÓN

Nombre del proyecto:	:	BESS Uribe Solar
Numero Único de Proyecto (NUP):	:	3629
Empresa propietaria del proyecto:	:	Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Potencia Máxima para el funcionamiento del modo solo BESS (carga y descarga), y el funcionamiento del modo parque más BESS (carga y descarga), propiedad de Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA, 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

Actualmente Fotovoltaica Norte Grande 5 SpA se encuentra desarrollando el proyecto BESS Uribe Solar (NUP 3629) el cual posee una fecha de puesta en servicio de diciembre de 2023. Este proyecto consiste en la ampliación del switchgear de 33 kV en la subestación existente Uribe Solar, junto con la integración de una nueva celda de marca Schneider serie CBGS-0 clase 36 kV, corriente nominal de 1250 A, interruptor tipo SF1G de 2500 A y una capacidad de cortocircuito de 25 kA por 3 segundos, que conectará al banco de baterías BESS a través de cables de media tensión (clase 36 kV, mono conductor de aluminio, aislación tipo XLPE de sección 4/0 AWG). El banco de baterías BESS tendrá una capacidad instalada de 2,5 MW de potencia instalada, con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 5 MWh de energía.

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 BESS Uribe Solar, el cual tiene por objetivo determinar la potencia máxima que puede generar el parque con el funcionamiento en modo parque más BESS y en modalidad solo BESS. Es necesario comentar que, el PPC del parque (power plant controller) posee una naturaleza de operación híbrida comprendiendo los modos de operación del funcionamiento individual del BESS y el funcionamiento parque más BESS.

En la Figura 3-1 se muestra un diagrama unilineal de la zona de influencia, destacando en un recuadro rojo el proyecto BESS Uribe Solar.

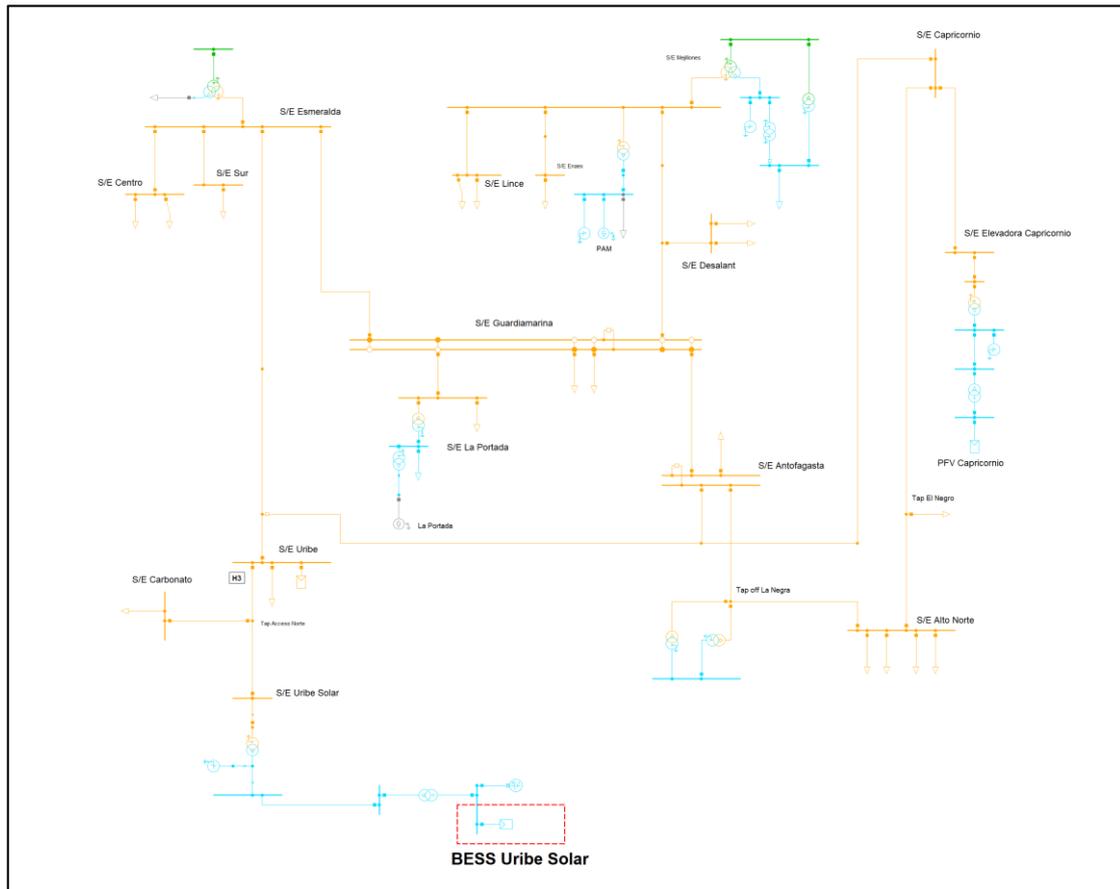


Figura 3-1: Diagrama unilineal de la zona de influencia

4. REFERENCIAS

4.1. NORMAS, ESTÁNDARES Y BIBLIOGRAFÍA

Para la elaboración del presente documento fueron utilizadas como referencia las normas técnicas nacionales e internacionales indicadas a continuación:

- [I] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, versión septiembre 2020.
- [II] Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
- [III] Puesta en Servicio de Unidades Generadoras – Aplicación de Anexos Técnicos, CEN.
- [IV] Norma IEC 62933 Electrical energy storage (EES) systems, Unit parameters and testing methods.

4.2. DOCUMENTOS DEL PROYECTO

- [a] Documento: 22061-00-ES-IT-005 Rev 0_Estudio de Estabilidad Transitoria_BESS Uribe Solar.
- [b] Documento “PES-de-UUGG-Aplicación-de-Anexos-Técnicos”, Puesta en Servicio de Unidades Generadoras, realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- [c] Documento: “22061-00-ES-IT-007_R1”, Informe de Validación de Modelo Dinámico del proyecto BESS Uribe Solar.

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 BESS Uribe Solar.

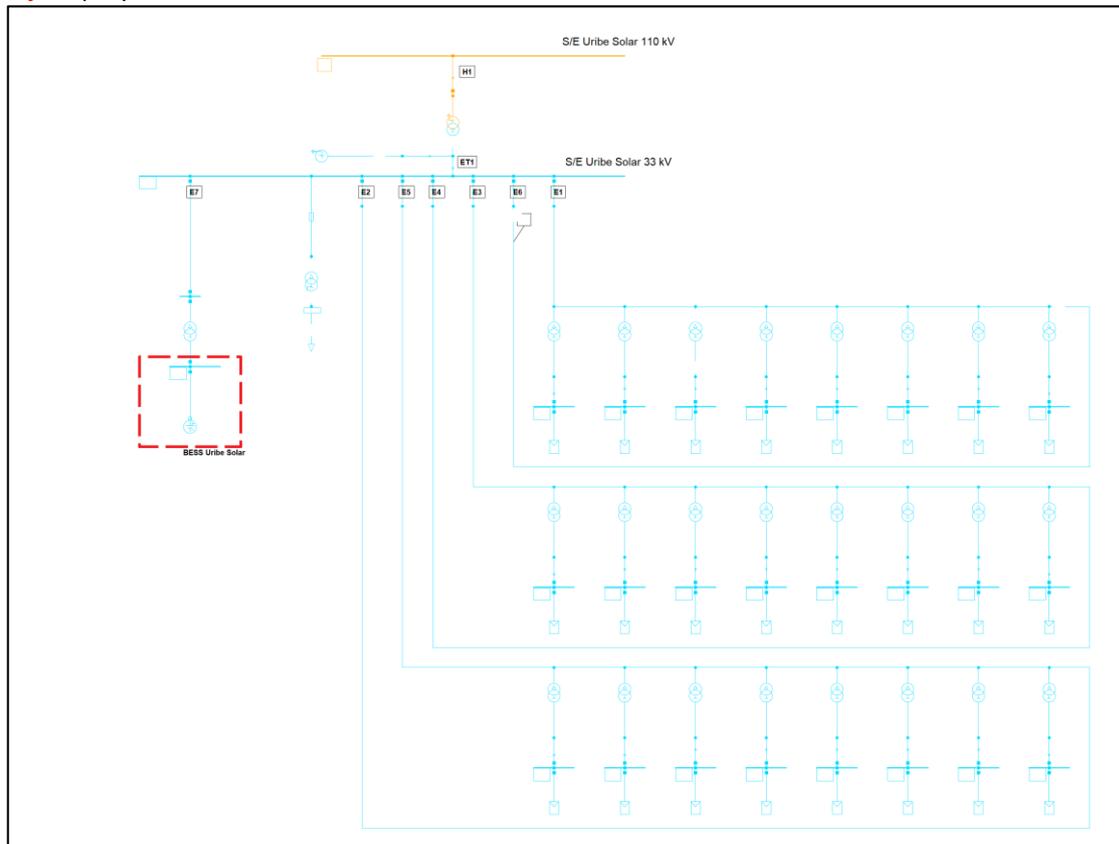


Figura 5-1: Diagrama de la red colectora perteneciente al parque BESS Uribe Solar y su BESS.

5.1. CONDUCTOR CONEXIÓN BESS

El sistema de almacenamiento se conectará a la ampliación del switchgear en 33 kV de la subestación, a través de un cable subterráneo de aluminio 4/0 AWG 107,2 mm².

5.1.1. CONFIGURACIÓN

La configuración del cable subterráneo se muestra en la Figura 5-2, la cual ha sido extraída del antecedente [a].

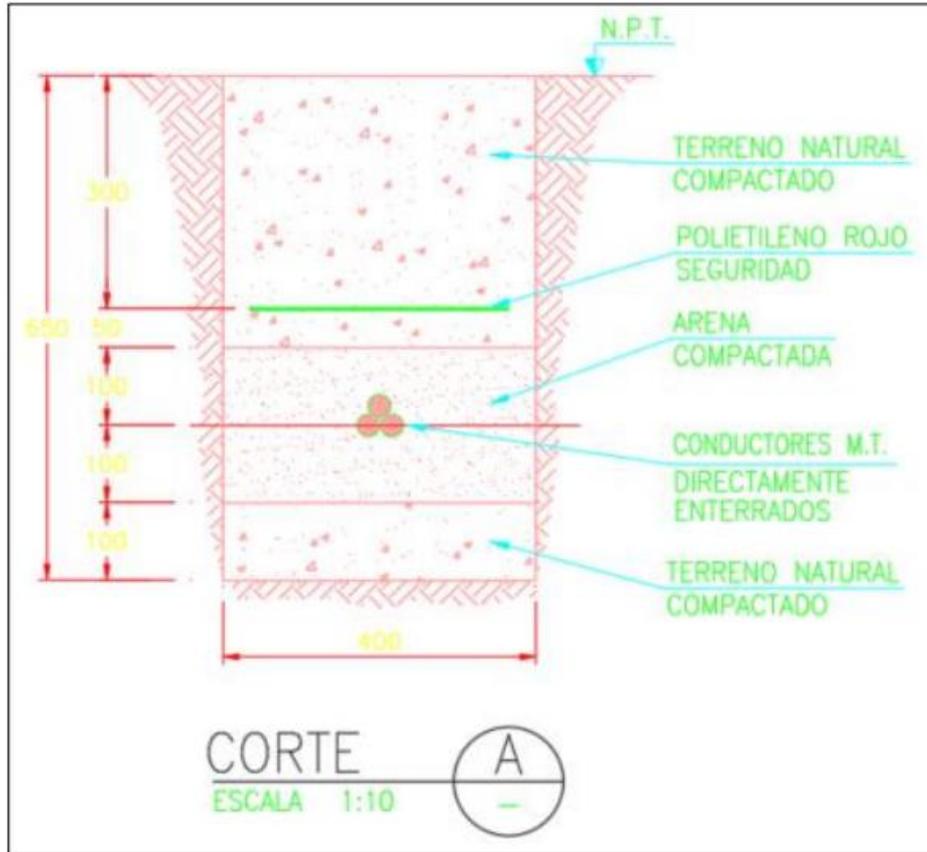


Figura 5-2: Disposición cable BESS.

A continuación, se muestra la representación del cable en DigSILENT:

Cable Definition - Equipment Type Library\Cable BESS Uribe Solar.TypCabsys

Basic Data Description

Load Flow

Short-Circuit VDE/IEC

Short-Circuit Complete

Short-Circuit ANSI

Short-Circuit IEC 61363

Short-Circuit DC

General Circuit Position Advanced

Coordinate of Line Circuits [m]:

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	0.019	0.	-0.019	0.45	0.417	0.45

Figura 5-3: Disposición cable BESS.

5.1.2. RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Las características del terreno donde se ubicará el conductor directamente enterrado se indican en la Tabla 5.1, extraído del antecedente [a].

Tabla 5.1 Características del terreno BESS Uribe Solar.

CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO	
Temperatura ambiente del suelo	35 °C
Resistividad térmica del suelo	2,5°C-m/W
Resistividad del terreno	2500 Ohm-m
Tipo de suelo considerado	Relleno compactado

5.1.3. CONDUCTOR DE FASE

A continuación, se indican las características técnicas del conductor de fase descritas en el antecedente [a].

Tabla 5.2 Características del conductor de fase.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Tipo de conductor	4/0 AWG ALUMINIO
Diámetro nominal	12,75 [mm]
Resistencia DC 20°C	0,2689 [Ω /km]
Aislamiento	XLPE
Pantalla metálica	Alambres de cobre
Diámetro total aproximado	36,8 [mm]
Cubierta exterior	PVC

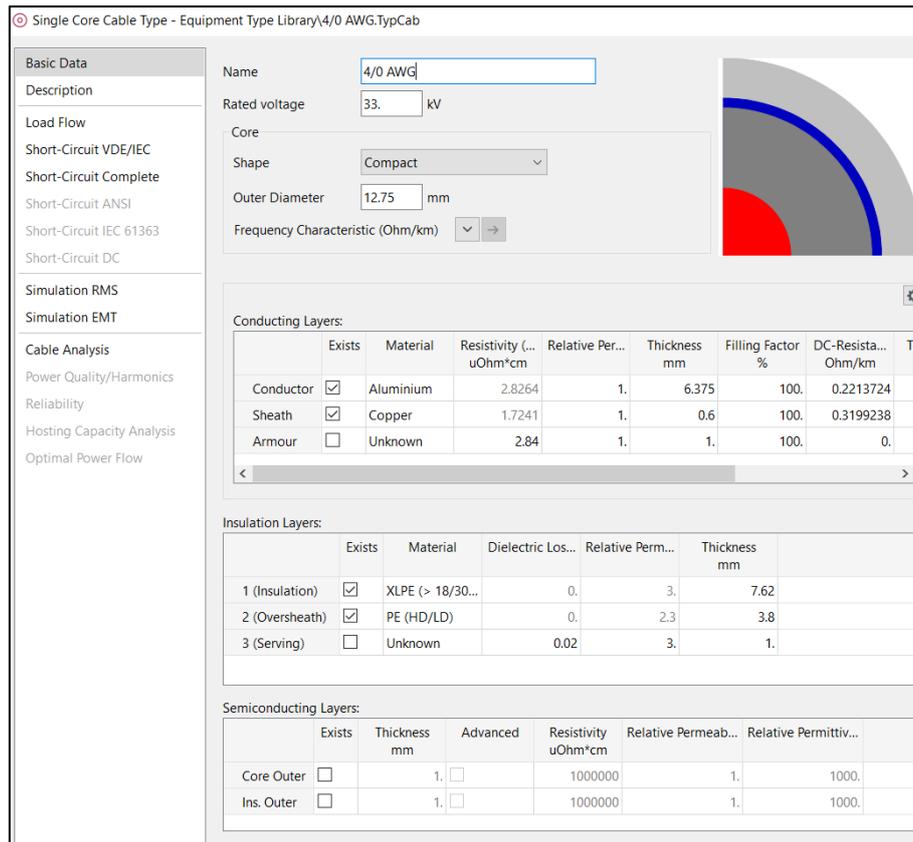


Figura 5-4: Modelación del conductor de fase en DigSILENT.

5.1.4. RESUMEN PARÁMETROS ELÉCTRICOS

El resumen de los parámetros eléctricos del cable a una temperatura de 20 °C se muestra a continuación:

Tabla 5.3 Parámetros eléctricos Cable 4/0 AWG.

LONGITUD [km]	R1 [OHM]	X1 [OHM]	B1 [μS]	R0 [OHM]	X0 [OHM]	B0 [μS]
0,035	0,0082	0,0044	2,3338	0,0187	0,0038	2,3338

5.2. TRANSFORMADOR BESS 33/0,69 KV

Para la conexión del sistema BESS se utilizará un transformador de poder trifásico Dy11 33/0,69 kV. A continuación, se muestra el modelo resultante en DigSILENT, obtenido a partir de la hoja de datos del transformador del antecedente [a].

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\TRF BESS.TypeTr2

Basic Data	Name	TRF BESS
Description	Technology	Three Phase Transformer
Version	Rated Power	3.29 MVA
Load Flow	Nominal Frequency	50. Hz
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage	
Short-Circuit Complete	HV-Side	33. kV
Short-Circuit ANSI	LV-Side	0.69 kV
Short-Circuit IEC 61363	Vector Group	
Short-Circuit DC	HV-Side	D
Simulation RMS	LV-Side	Y
Simulation EMT	Phase Shift	11. *30deg
Protection	Name	Dy11
Power Quality/Harmonics	Positive Sequence Impedance	
Reliability	Short-Circuit Voltage uk	7.77 %
Hosting Capacity Analysis	Copper Losses	26.9 kW
Optimal Power Flow	Zero Sequence Impedance	
	Short-Circuit Voltage uk0	6.9 %
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\TRF BESS.TypeTr2

General | Tap Changer | Saturation | Advanced

Magnetising Impedance

No Load Current: 0.0865 %

No Load Losses: 2.9 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 5-5: Modelado del transformador 33/0,69 kV en DigSILENT.

5.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO BESS

El sistema de almacenamiento BESS se modela en DigSILENT empleando el modelo de la librería genérica, el cual corresponde a un elemento de generación estática configurado como almacenamiento. El aporte cortocircuito del BESS se obtuvo del antecedente [a].

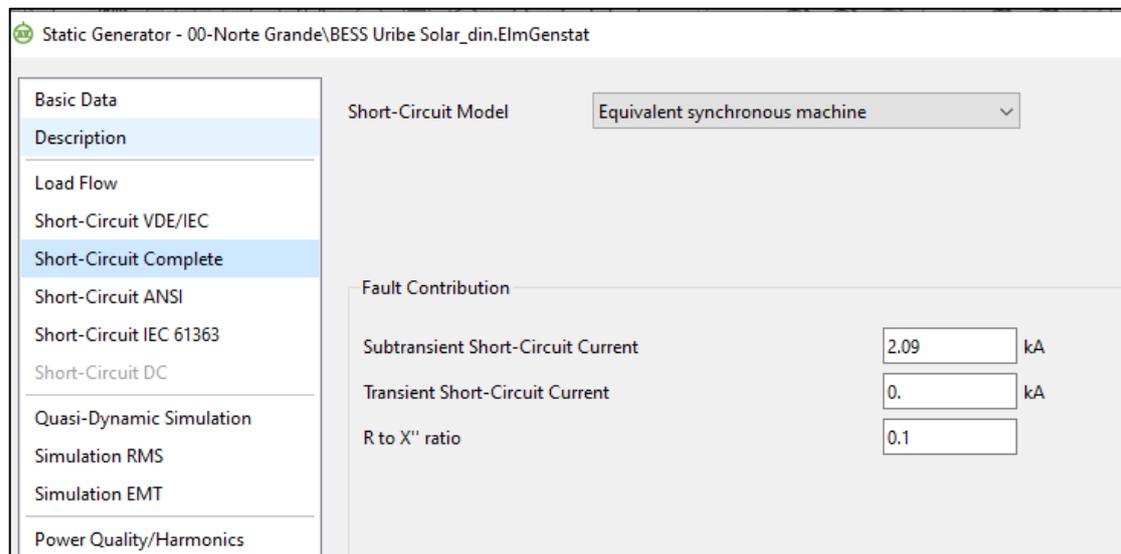
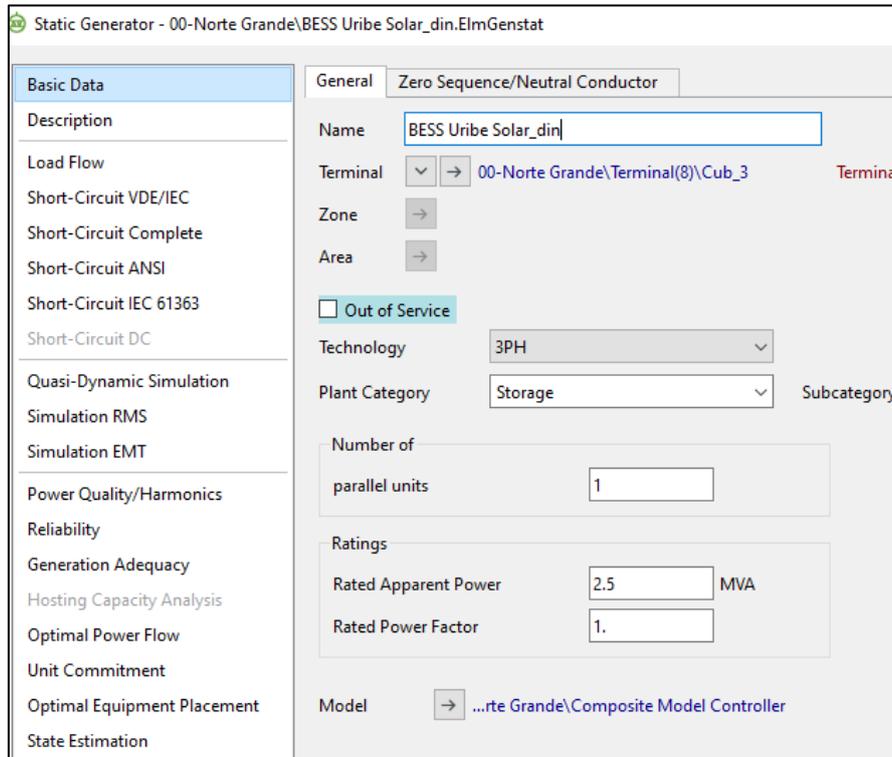


Figura 5-6: Modelación del BESS en DigSILENT.

5.4. Inversores del PFV

A continuación, se muestra a la hoja de datos perteneciente a los inversores que componen el PF Uribe Solar (Anexo VI).

440VAC - MPPT Window 623V-900V							
		FRAME 2	FRAME 3	FRAME 4	FRAME 4	FRAME 4	
NUMBER OF MODULES		5	6	7	8	9	10
REFERENCE		FS1112CH	FS1331CH	FS1550CH	FS1770CH	FS1991CH	FS2200CH
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	1110	1330	1550	1770	1990	2200
	AC Output Power(kVA/kW) @25°C ^[1]	1220	1460	1710	1950	2190	2440
	Max. AC Output Current (A) @25°C	1600	1920	2240	2560	2880	3200
	Operating Grid Voltage(VAC)	440Vac					
INPUT	Operating Range, Grid Frequency	50Hz/60Hz					
	Current Harmonic Distortion (THDI)	< 3% at any load condition					
	Power Factor (cosine phi) ^[2]	0.00 leading ... 0.00 lagging adjustable / Reactive Power Injection at night					
	Power Curtailment (kVA)	0...100%/0.1% Steps					
	MPPT Voltage Window (VDC) ^[1]	623V-900V					
	MPPT window @full power (VDC) ^[1]	642V-820V @50°C / 712V-820V @25°C					
	Maximum DC and Starting voltage	1000V					
	Max. DC continuous current (A)	1750	2100	2450	2800	3150	3500
	Max. DC short circuit current (A)	2275	2730	3185	3640	4095	4550
	Max. Efficiency PAC, nom (η)	98.6%		98.6%		98.6%	
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Euroeta (η)	98.3%		98.4%		98.4%	
	Max. Standby Consumption (Pnlight)	< approx. 40W/per module					
	Control Power Supply	400V/230VAC-1kVA user power supply available, Optional 6kVA					
	Max. Power Consumption	2300W	2760W	3220W	3680W	4140W	4600W
CABINET	Max. Apparent Power (VA)	4800VA	5600VA	6500VA	7300VA	8200VA	9000VA
	Dimensions [WxDxH] [mm]	3900x1050x2400		4900x1050x2400		5900x1050x2400	
	Weight (kg)	3540	3850	4590	4900	5640	5950
ENVIRONMENT	Air Flow	Intake through lower part blown out through upper side					
	Type of ventilation	Forced air cooling					
	Degree of protection	IP54					
	Permissible Ambient Temperature	-30°C ^[3] to +60°C / >50°C Active Power derating					
CONTROL INTERFACE	Relative Humidity	0% to 100% non condensing					
	Max. Altitude (above sea level)	4000m: >1000m power derating					
	Noise level ^[4]	< 79 dBA					
	Interface	Alphanumeric Display / Optional Freesun App					
PROTECTIONS	Communication	RS232 / RS485 / USB / Ethernet, (Modbus RTU Protocol, Modbus TCP/IP)					
	Analogue Inputs	1 programmable and differential Inputs: (0-20mA or ± 10mV to ± 10V) and PT100					
	String Supervisor Communication	RS485 / Modbus RTU					
	Plant Controller Communication	Ethernet / Modbus TCP/IP					
PROTECTIONS	Digital Outputs	1 electrically-isolated programmable switched relays (250VAC, 8A or 30VDC, 8A)					
	Ground Fault Protection	Floating PV array: Isolation Monitoring per MPP Grounded PV array (Positive pole and negative pole): GFDI protection PV Array transfer kit: GFDI and Isolation monitoring device (requires 1 Digital Output)					
	Humidity control	Active Heating					
	ON / OFF Pushbutton	Standard					
	General AC Protection & Disconn.	Circuit Breaker					
	General DC Protection & Disconn.	Optional External Disconnecting Unit Cabinet					
	Module AC Protection & Disconn.	AC contactor & fuses					
	Module DC Protection & Disconn.	DC contactor & DC fuses					
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2 - Internal Standard					
	DC Lightning Protections	Optional (integrated in the Inverter)					

NOTES [1] Values at 100-Vac nom and cos Φ= 1. Consult Power Electronics for derating curves.
 [2] Consult P-Q charts available: Q(kVAR)=(S(kVA)²-P(kW)²)^{1/2}
 [3] Below -20°C equipped with extended Active Heating + Heating Resistor.
 [4] Sound pressure level at a distance of 1m from the rear part.

Figura 5-7: Principales características del inversor POWER ELECTRONICS, modelo FS2200CH.

5.5. Inversor del BESS

A continuación, se muestra a la hoja de datos perteneciente al inversor asociado al BESS (Anexo VI).

Freemaq Multi PCSK GEN3 3290kVA			
INVERTER	Series	Freemaq PCSK GEN3	
	Model	FP3290K10H200011010000100010	
	Operating Temperature	-25°C to 60°C / Active power derating >50°C	
OUTPUT	Rated AC Output Power ≤40°C and ≤1000masi	3290kVA ^[1]	
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ± 10% ^[2]	
	Grid Frequency	50 Hz	
	THDi	<3% at any load condition	
	MPPT @full power (VDC) @35°C ^[3]	976 - 1500 V	
EFFICIENCY	MPPT @full power (VDC) @50°C ^[3]	976 - 1310 V	
	Max. Efficiency PCA, nom(η)	98.87%	
CABINET	Protection Degree	IP55 / NEMA 3R (Outdoor installation)	
	Color	RAL7035	
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2	
	Humidity Control	Yes, active heating	
PROTECTIONS	Overvoltage protection AC main	Type II	
	Overvoltage protection DC	Type II	
	AC Automatic circuit breaker	Included	
DC CONNECTION	Disconnection	DC Switch Disconnecter	Included
	Ground fault detection	Isolation monitoring (Floating system)	
	Separate DC bus inputs	1	
	DC Current Measure	Included	
COMMUNICATIONS		Modbus RTU (RS485) Modbus TCP/ IP (Ethernet)	
POWER CABLES INPUT		Bottom DC inputs (Blind Plates)	
POWER CABLES OUTPUT		Top side AC Output	
AUXILIARY SERVICES	User power supply options	5kVA at 400 V (3-phase), 50 Hz	
	User cabinet	Integrated in the inverter.	
	Cooling	Forced air	
	HW communication	Ethernet (RJ45)	

[1] Values at 1.00 Vac nom and cos Φ = 1. Consult Power Electronics for derating curves.
[2] Consult Power Electronics for other configurations.
[3] Consult Power Electronics for temperature derating curves.

Figura 5-8: Principales características del inversor POWER ELECTRONICS, modelo FP3290K10H200011010000100010.

5.6. Hoja de datos de las baterías

A continuación, se muestra a la hoja de datos perteneciente al BESS (Anexo 9.8), y el respaldo del Round Trip Efficiency para carga y descarga del mismo (Anexo 9.9).

Specifications	
Electrical	
Rated energy (C/5) ¹	2.3 MWh
Discharge duration range	1 – 4 hours
Voltage range	1040 V – 1400 V
Rated DC power	1.1 MW charge/discharge
Rated current	900 A charge/discharge
Maximum DC power	2.2 MW charge/discharge
Maximum current	1800 A charge/discharge
Mechanical	
Dimensions (L, H, W) without HVAC	6.1m, 2.9m, 2.4m / 20ft, 9ft 6in, 8ft
Dimensions (L, H, W) with HVAC	6.7m, 2.9m, 2.4m / 22ft, 9ft 6in, 8ft
Weight	< 30,500 kg / 60,000 lbs
Container protection class	IP 54 (operation)
Operating & storage conditions	
Ambient temperature	-25°C to +55°C
Design lifetime	≤ 20 years
Altitude above sea level	≤ 2000 m
Ambient relative humidity	Up to 100%
Storage temperature	-25°C to +55°C
Storage time	12 months (under conditions)
Saft CUBE platform	
Features	Local HMI and cloud interface
External controllers	Sunspec MESA, Modbus TCP/IP
Standards	
Safety	IEC 62619, IEC 62477 UL 1973, UL 9540, UL 9540A
Marking	CE, UL
Directives	REACH
Manufacturing hubs	ISO 9001, QS 9000, ISO 14000
Cybersecurity	IEC 62443-4-2
Transport (fully populated)	UN3536
¹ According to IEC 60620	

Figura 5-9: Hoja de datos del BESS.

Table 6: AC round-trip efficiency at Constant power at BESS POI (including BESS auxiliary power supply)

Guarantee Year (end of)	Performance Guaranteed Values (AC Round Trip efficiency) at BESS POI (%), 1 FEC
Y=0 (Acceptance Certificate Date)	86,9%
Y=1	86,9%
Y=2	86,9%
Y=3	86,8%
Y=4	86,8%
Y=5	86,8%
Y=6	86,8%
Y=7	86,8%
Y=8	86,8%
Y=9	86,8%
Y=10	86,8%
Y=11	86,8%
Y=12	86,8%
Y=13	86,7%
Y=14	86,7%
Y=15	86,7%

Figura 5-10: Round Trip Efficiency para carga y descarga del BESS.

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

7.1.1. MODO SOLO BESS

A continuación, se describe un sistema equivalente que presenta el BESS conectado a la barra de 33kV perteneciente a la SE Uribe Solar, con el cual se puede definir lo siguiente:

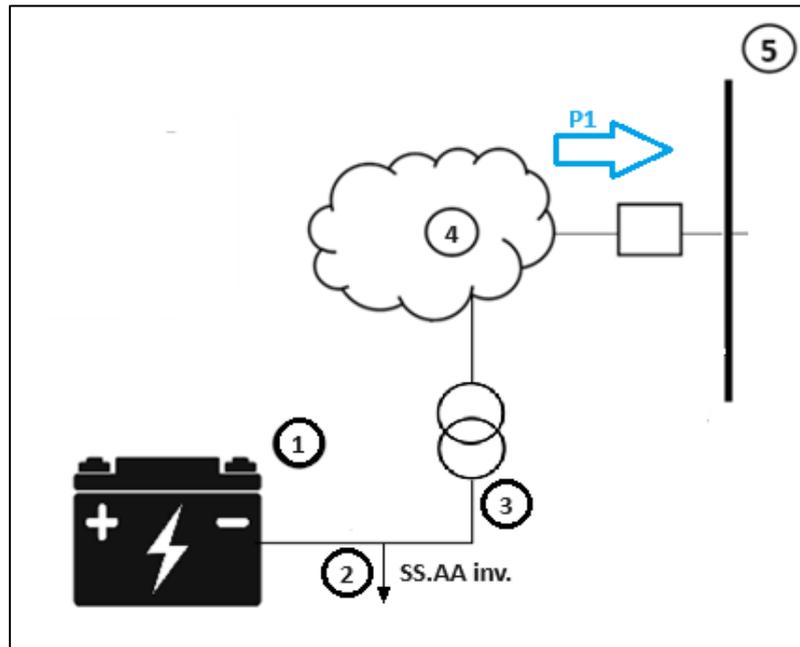


Figura 7-1. Diagrama de sistema equivalente modo solo BESS.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **BESS:** Sistema de almacenamiento de energía (Battery Energy Storage System).
2. **Servicios Auxiliares (SS.AA.) del inversor asociado al BESS:** Corresponde a la potencia requerida por los servicios auxiliares del inversor.
3. **Transformador de bloque asociado al BESS:** Equipo elevador presente en el paño F7 asociado al BESS.
4. **Pérdidas en sistema colector del BESS:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del BESS, principalmente en cables media tensión.
5. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la barra A de 33 kV de la SE Uribe Solar, en la cual se conecta el lado de baja tensión de los transformadores de poder del parque.
6. **P1:** Potencia medida en el paño F7, de la subestación Uribe Solar.

7.1.2. MODO BESS MÁS PARQUE

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:

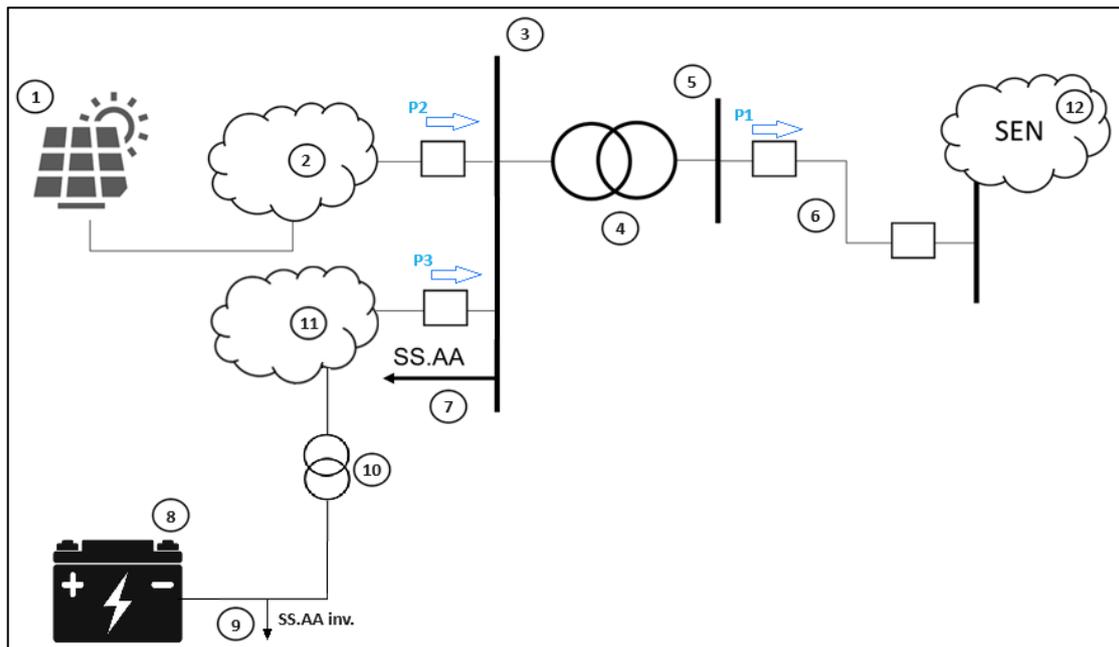


Figura 7-2. Diagrama de sistema equivalente modo BESS más parque.

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. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la barra A de 33 kV de la SE Uribe Solar, en la cual se conecta el lado de baja tensión de los transformadores de poder del parque.
 4. **Transformador de poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del PF Uribe Solar, corresponde a los transformadores de poder 1.
 5. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la barra principal de 110 kV de la SE Uribe Solar, en la cual se conecta el lado de alta tensión de los transformadores de poder del parque.
 6. **Línea dedicada de la central:** Línea de transmisión que vincula el parque con el sistema eléctrico.
 7. **Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central:** Corresponde a la potencia requerida por los servicios auxiliares de la SE.
 8. **BESS:** Sistema de almacenamiento de energía (Battery Energy Storage System)
 9. **Servicios Auxiliares (SS.AA.) del inversor asociado al BESS:** Corresponde a la potencia requerida por los servicios auxiliares del inversor.
 10. **Transformador de bloque asociado al BESS:** Equipo elevador presente en el paño F7 asociado al BESS.
 11. **Pérdidas en sistema colector del BESS:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del BESS, principalmente en cables media tensión.
 12. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
 13. **P1:** Potencia inyectada por el PF Uribe Solar más BESS, en la barra de 110 kV de la subestación Uribe Solar.
 14. **P2:** Potencia inyectada por el PF Uribe Solar, en la barra principal N°1 de 33 kV de la subestación Uribe Solar.
- P3:** Potencia inyectada por el BESS, en la barra de 33 kV de la subestación Uribe Solar.

7.1.3. MODO SOLO PARQUE

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:

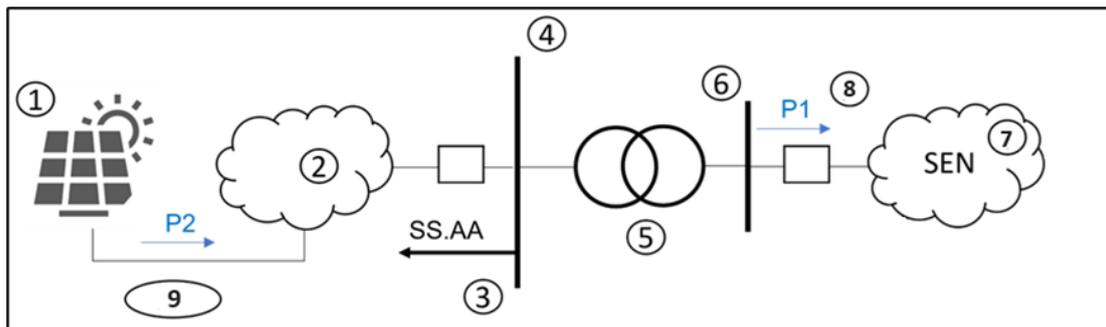


Figura 7-3: Diagrama de sistema equivalente.

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):** Corresponde a la barra A de 33 kV de la SE Uribe Solar, 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 SE Uribe Solar, corresponde al transformador de poder 1.
6. **Barra de alta tensión (AT):** Corresponde a la barra principal de 110 kV de la SE Uribe Solar, en la cual se conecta el lado de alta tensión del transformador de poder.
7. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
8. **P1:** Potencia neta inyectada por el PFV Uribe Solar al SEN.
9. **P2:** Potencia inyectada por los inversores del PFV Uribe Solar.

7.2. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN

7.2.1. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN MODO SOLO BESS EN DESCARGA

Para la determinación de la potencia máxima del modo solo BESS en descarga se han tomado los valores del equipo de medida del PPC propio del parque. El promedio de las lecturas presentadas en el Anexo II, corresponde a la potencia inyectada por el BESS en el punto **P1** (ver sección 7.1.1), entre las 09:22:09 y las 10:22:09 del día 09-05-2024, a la barra de 33kV de la SE Uribe Solar, y su valor es igual a **2500,07 kW (P1, descarga)**. En la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado.

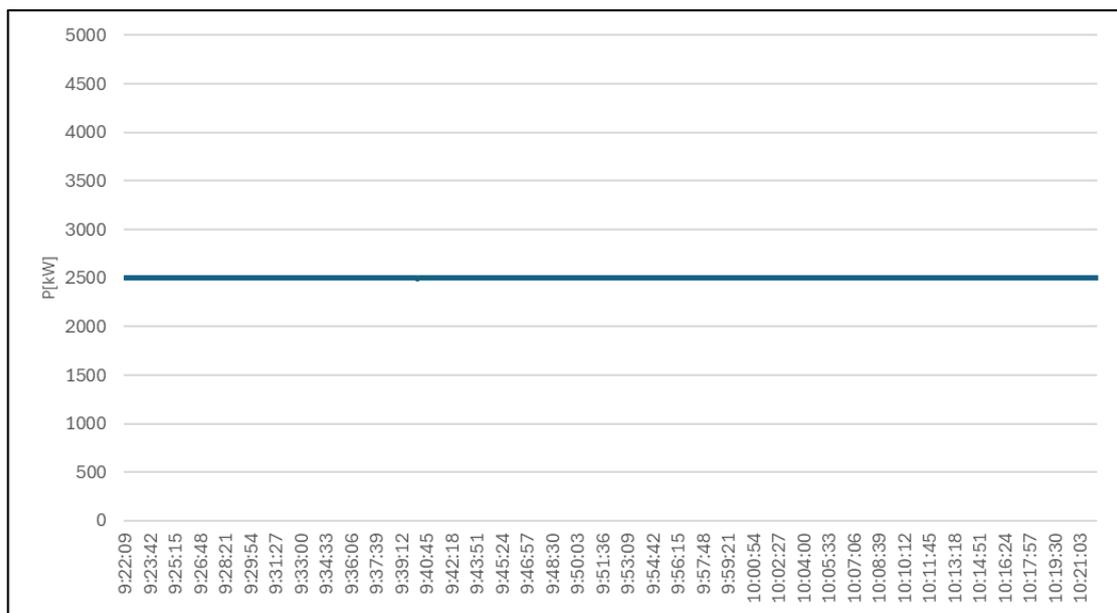


Figura 7-4: Curva de potencia activa, medición P1 dentro de la prueba de potencia máxima en modo solo BESS descarga.

Por otra parte, el consumo de SSAA propio del inversor asociado al BESS se determinan en función de los consumos propios indicados por el fabricante del respectivo inversor. De esta manera, el consumo de SSAA propio del inversor, es igual a 5,00 kW (ver Anexo VI).

$$P_{SSAA}^{invBESS} = 5,00 [kW]$$

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del Anexo III, pero reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de potencia promedio que entrega el BESS y el valor de potencia promedio obtenido en el punto de conexión del parque. Para ello, se replica esta potencia ajustando la potencia inyectada por el inversor del BESS, en

un valor de 2523,50 kW, obteniendo de esta forma un valor de potencia igual a 2500,07 kW (**P1**). Por otro lado, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS y las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS.

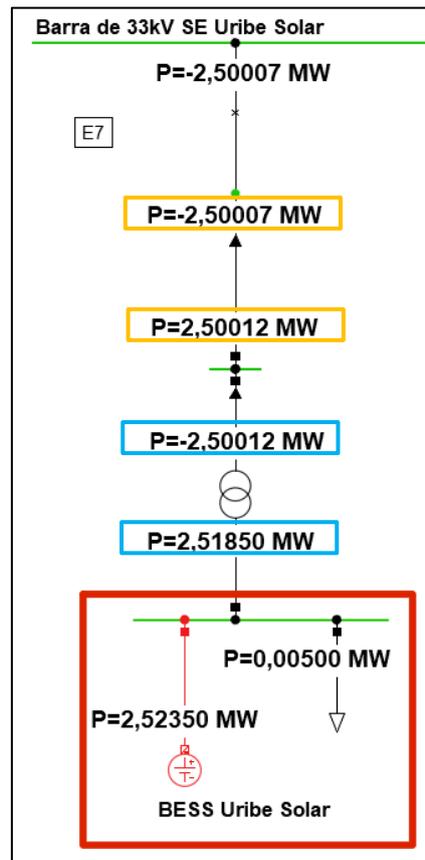


Figura 7-5: Flujo de potencia, en Power Factory, modo solo BESS en descarga.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del sistema colector asociado al BESS (en naranja), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida. Además, se pueden calcular las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS (en azul), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Perdidas del sistema colector asociado al BESS:

$$P_{sist. \text{ colectorBESS}} = 2500,12 - 2500,07 = 0,05 \text{ [kW]}$$

Perdidas del transformador de bloque asociado al BESS:

$$P_{trafoBESS} = 2518,50 - 2500,12 = 18,38 \text{ [kW]}$$

7.2.2. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA MODO SOLO BESS EN DESCARGA

Con las pérdidas obtenidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta y neta del modo solo BESS en descarga. Se destaca que la potencia neta inyectada por el BESS es registrada en **P1**, definido en la sección 7.1.1 del presente informe.

Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta del modo solo BESS en descarga es igual a:

$$P_{Max \text{ Bruta}} = P_1 + P_{trafoBESS} + P_{sist. \text{ colectorBESS}} + P_{SSAA}^{invBESS}$$

En donde:

P1: Es la potencia definida en la sección 7.1.1 y corresponde a la potencia máxima neta del modo solo BESS en descarga, que para el presente estudio equivale a 2500,07 kW.

$P_{trafoBESS}$: Corresponden a las pérdidas del transformador conectado al BESS 18,38 kW.

$P_{sist. colectorBESS}$: corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS 0,05 kW.

$P_{SSAA}^{invBESS}$: consumo de SSAA propio del inversor asociado al BESS 5,00 kW.

Así, se tiene que la potencia máxima del modo solo BESS en descarga es igual a:

Tabla 7.1 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del modo solo BESS en descarga.

MODO	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [kW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL BESS [kW]	CONSUMOS SS.AA. INVERSOR DEL BESS [kW]
Solo BESS en descarga	2523,50	2500,07	18,38	0,05	5,00

Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador del BESS + Sistema colector del BESS) + consumos de SS.AA. inversor del BESS

7.2.3. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN MODO SOLO BESS EN CARGA

Según el Anexo XI, el BESS Uribe Solar no está autorizado por el coordinador para retirar energía desde la red, como se describe en la plataforma de acceso abierto. Por esta razón, esta prueba no se considera dentro del presente informe dado que, en operación normal del parque, el BESS solo será cargado por el PFV Uribe Solar

7.2.4. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN MODO PARQUE MÁS BESS EN DESCARGA

Para la determinación de la potencia máxima del modo parque más BESS descarga, se han tomado los valores del equipo de medida PPC propio del parque. El promedio de las lecturas presentadas en el Anexo II, corresponden a las potencias inyectadas por el BESS (**P3**) en la barra de 33kV de la SE Uribe Solar, y la potencia total inyectada en la barra de 110kV de la SE Uribe Solar **P1** (ver sección 7.1.1) entre las 11:07:30 y las 12:07:30 del día 12-05-2024. La potencia promedio **P1** es igual a 41007,08kW, y la potencia promedio **P3** tiene un valor de 2500,00kW, en la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado.

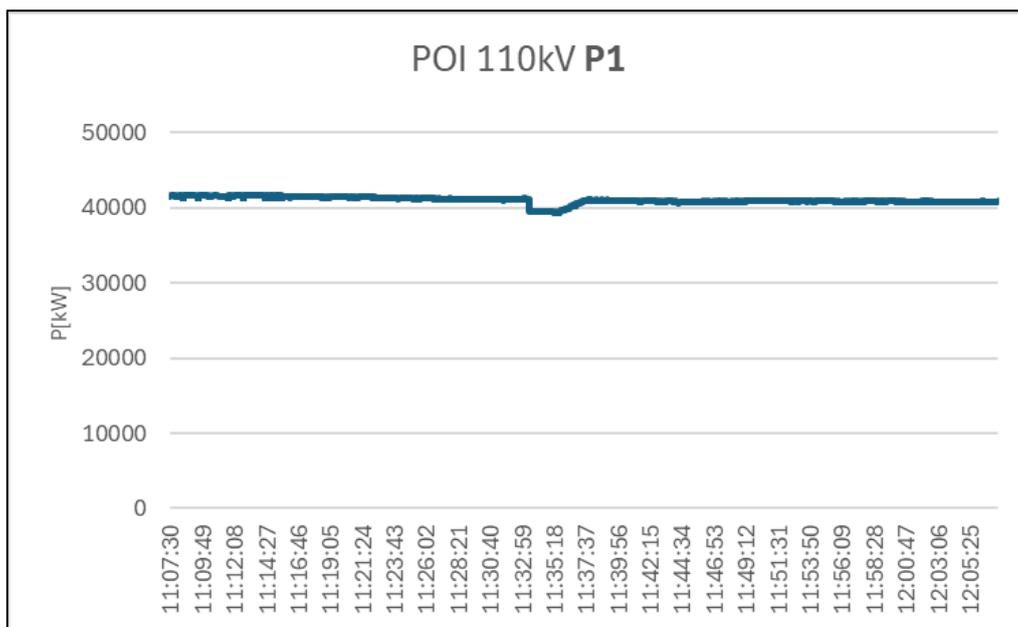


Figura 7-6: Curva de potencia activa, medición P1 dentro de la prueba de potencia máxima en modo parque más BESS en descarga.

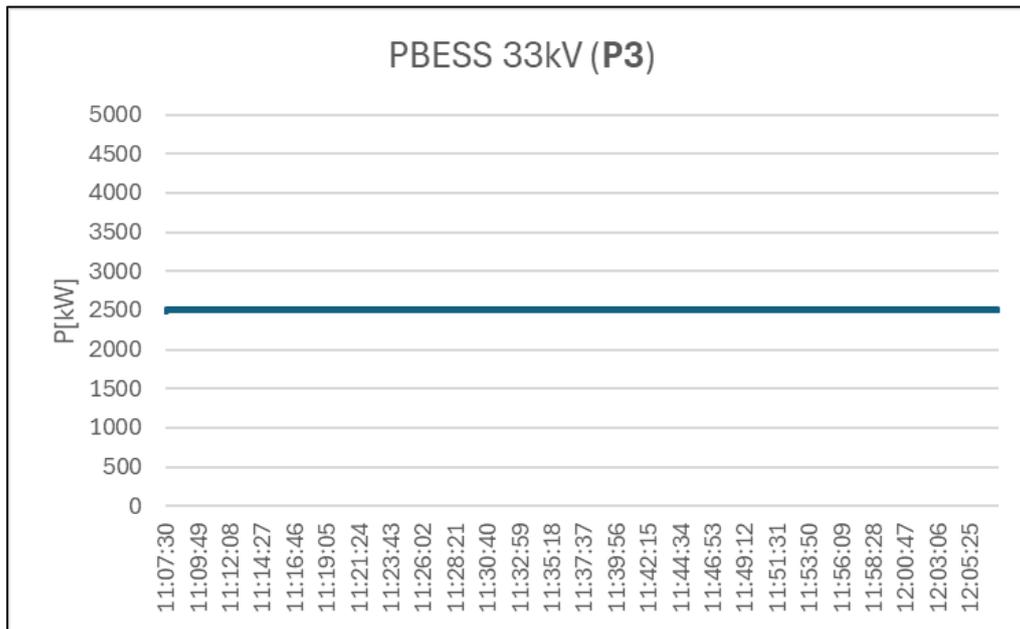


Figura 7-7: Curva de potencia activa, medición P3 dentro de la prueba de potencia máxima en modo parque más BESS en descarga.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el Anexo I, el promedio de los consumos de servicios auxiliares en el lapso de las 11:07:30 y las 12:07:30 del día 12-05-2024 son de 13,05 kW.

Por otra parte, el consumo de SSAA propio del inversor asociado al BESS y los demás inversores del parque, se determinan en función de los consumos propios indicados por el fabricante de los respectivos inversores (ver Anexo VI para el inversor del BESS, y del parque). De esta manera, los consumos de SSAA propios de los inversores, son iguales a.

$$P_{SSAA}^{invBESS} = 5,00 [kW]$$

$$P_{SSAA}^{invParque} = 110,40 [kW]$$

Sumando las pérdidas de SSAA propias de los inversores, se tiene:

$$P_{SSAA}^{inv} = P_{SSAA}^{invBESS} + P_{SSAA}^{invParque} = 115,40 [kW]$$

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del Anexo III, reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de potencia

promedio en el punto de inyección del parque (**P1**, ver apartado 7.1.2), se replica esta potencia ajustando la potencia inyectada por el inversor del BESS y los demás inversores del parque, en un valor de 2523,54 kW y 1627,08 kW respectivamente, obteniendo de esta forma un valor de potencia igual a 41007,08 kW (**P1**).

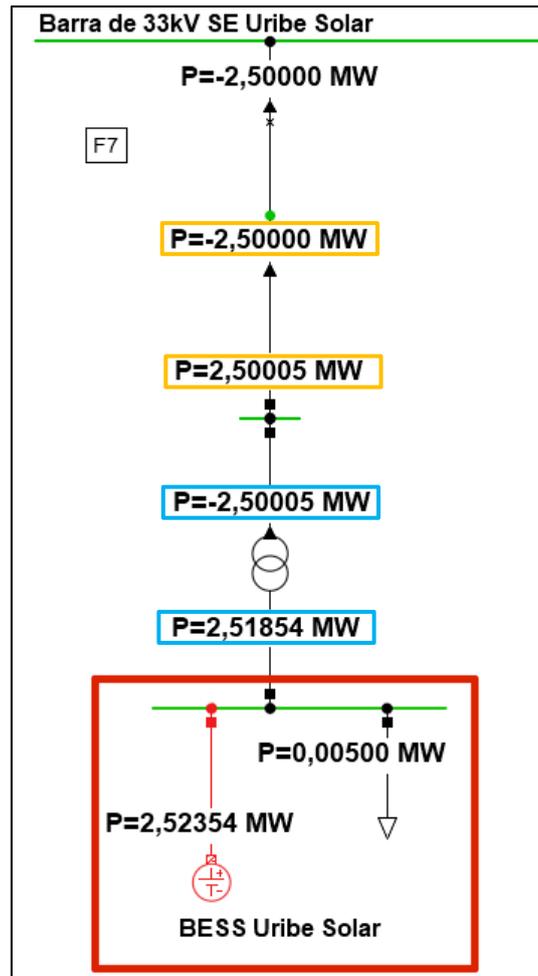


Figura 7-8: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, Paño F7 del BESS.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del sistema colector asociado al BESS (en naranja), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida. Además, se pueden calcular las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS (en azul), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Perdidas del sistema colector asociado al BESS:

$$P_{sist. \text{ colectorBESS}} = 2500,05 - 2500,00 = 0,05 \text{ [kW]}$$

Perdidas del transformador de bloque asociado al BESS:

$$P_{trafoBESS} = 2518,54 - 2500,05 = 18,49 \text{ [kW]}$$

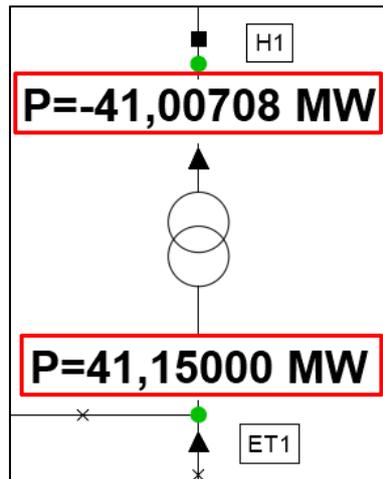


Figura 7-9: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, transformador de poder.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del transformador T1 de poder (perteneciente a la SE Uribe Solar), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Pérdidas del transformador de poder:

$$P_{trafoCentral} = 41150,00 - 41007,08 = 142,92 [kW]$$

Por otro lado, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS, las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS, la suma de las pérdidas del sistema colector del parque y las pérdidas del transformador de poder perteneciente al parque.

Grid: Pmax_BESS mas parque System Stage: Pmax_BESS mas p Study Case: Study Case				Annex:	/ 1
Grid: Pmax_BESS mas parque_Descarga					
No. of Substations	0	No. of Busbars	28	No. of Terminals	60
No. of 2-w Trfs.	27	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	2	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0
Generation	= 41,57 MW	-0,00 Mvar		41,57 MVA	
External Infeed	= -41,01 MW	2,77 Mvar		41,10 MVA	
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Load P(U)	= 0,02 MW	-0,00 Mvar		0,02 MVA	
Load P(Un)	= 0,02 MW	0,00 Mvar		0,02 MVA	
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA	
Grid Losses	= 0,55 MW				
Line Charging	=	-2,57 Mvar			
Compensation ind.	=	0,00 Mvar			
Compensation cap.	=	0,00 Mvar			
Installed Capacity	= 62,50 MW				
Spinning Reserve	= 0,00 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1,00 [-]				
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]				

Figura 7-10: Flujo de potencia, en Power Factory, modo parque más BESS en descarga.

De la figura anterior se puede desprender entonces.

$$P_{perdidas\ de\ la\ red} = P_{trafoCentral} + P_{trafoBESS} + P_{sist.\ colectorBESS} + P_{sist.\ colectorParque}$$

Por lo tanto, las pérdidas del sistema colector del parque son se pueden calcular como.

$$P_{sist.\ colectorParque} = P_{perdidas\ de\ la\ red} - P_{trafoCentral} - P_{trafoBESS} - P_{sist.\ colectorBESS}$$

$$P_{sist.\ colectorParque} = 550,00 - 142,92 - 18,49 - 0,05 = 388,54 kW$$

7.2.5. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA MODO PARQUE MÁS BESS EN DESCARGA

Con las pérdidas obtenidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta y neta del modo parque más BESS en descarga. Se destaca que la potencia neta inyectada por el BESS más el parque es registrado en **P₁**, definido en la sección 7.1.2 del presente informe.

Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en descarga es igual a:

$$P_{Max\ Bruta} = P_1 + P_{trafoBESS} + P_{sist.\ colectorBESS} + P_{SSAA}^{inv} + P_{trafoCentral} + P_{sist.colectorParque} + P_{SSAA}$$

En donde:

P₁: Es la potencia definida en la sección 7.1.2 y corresponde a la potencia máxima neta del modo parque más BESS en descarga, que para el presente estudio equivale a 41007,08 kW.

P_{trafoBESS}: Corresponden a las pérdidas del transformador conectado al BESS 18,49 kW.

P_{sist.colectorBESS}: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS 0,05 kW.

P_{SSAA}^{inv}: Consumo de SSAA propios del inversor asociado al BESS, más los consumo de SSAA propios del inversor los inversores asociados al parque 115,40 kW.

P_{trafoCentral}: Corresponden a las pérdidas del transformador de poder de la central 142,92 kW.

P_{sist.colectorParque}: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al parque 388,54 kW.

P_{SSAA}: Corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, iguales a 13,05 kW

Así, se tiene que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en descarga es igual a:

Tabla 7.2 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del modo parque más BESS en descarga.

MODO	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [kW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL PARQUE [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL PARQUE [kW]	CONSUMOS SS.AA. INVERSOR DEL BESS [kW]	CONSUMOS SS.AA. DE LA SUBESTACIÓN [kW]
parque más BESS en descarga	41685,53	41007,08	18,49	142,92	0,05	388,54	115,40	13,05
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador del BESS + Sistema colector del BESS + Transformador del parque + sistema colector del parque) + consumos de SS.AA. inversores + consumos de SS.AA.								

7.2.6. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN MODO PARQUE MÁS BESS EN CARGA

Para la determinación de la potencia máxima del modo parque más BESS en carga, se han tomado los valores del equipo de medida PPC propio del parque. El promedio de las lecturas presentadas en el Anexo II, corresponde a la potencia absorbida por el BESS (**P3**) desde la barra de 33kV de la SE Uribe Solar, y la potencia total inyectada en la barra de 110kV de la SE Uribe Solar **P1** (ver sección 7.1.1) entre las 15:05:02 y las 16:05:02 del día 12-05-2024. La potencia promedio **P1** es igual a 37590,74kW, y la potencia promedio **P3** tiene un valor de -2500,02kW, en la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado.

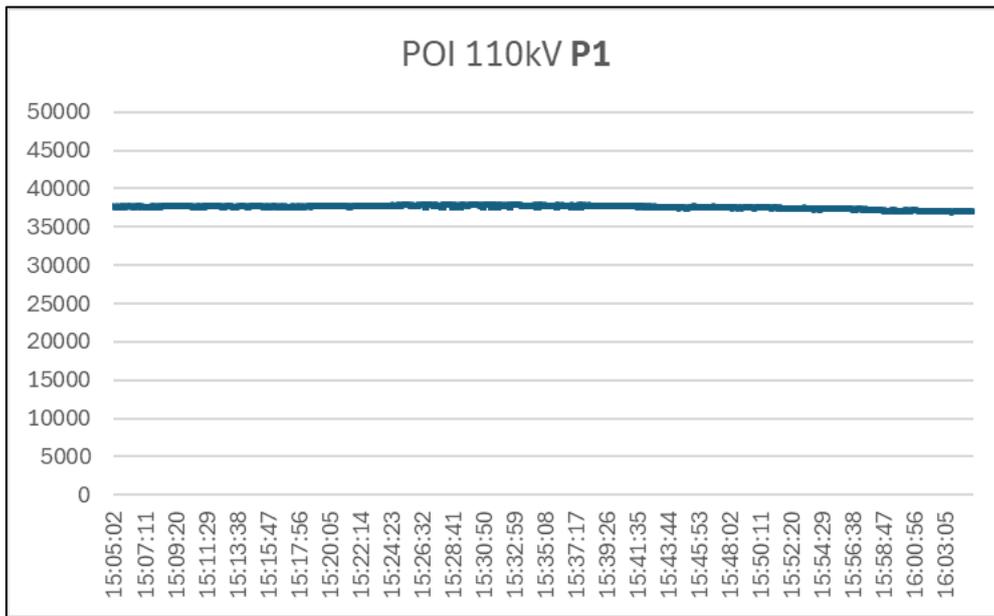


Figura 7-11: Curva de potencia activa, medición P1 dentro de la prueba de potencia máxima en modo parque más BESS en carga.

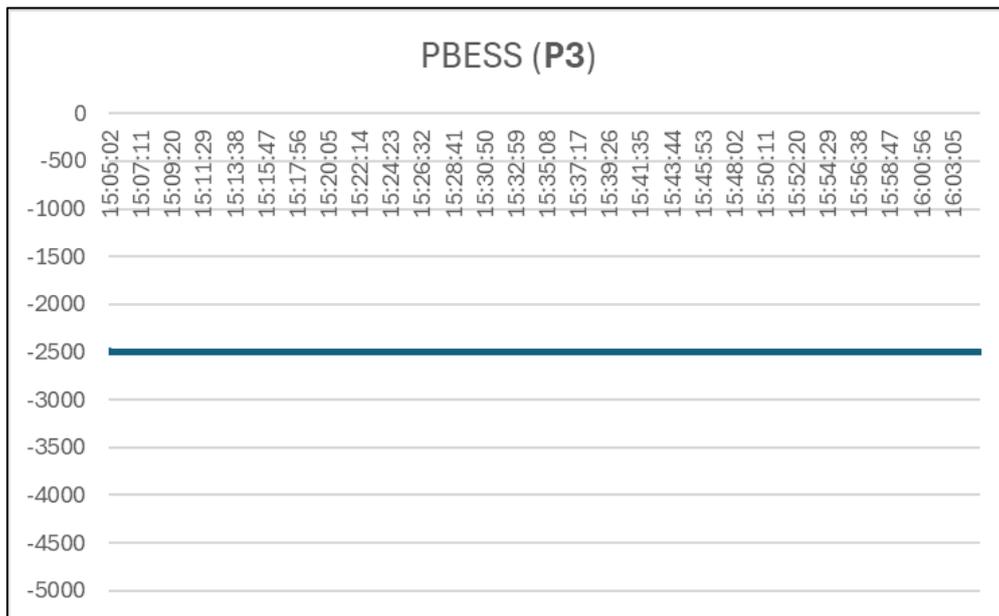


Figura 7-12: Curva de potencia activa, medición P3 dentro de la prueba de potencia máxima en modo parque más BESS en carga.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el Anexo I, el promedio de los consumos de servicios auxiliares en el lapso de las 15:05:02 y las 12:07:30 del día 12-05-2024 son de 20,11kW.

Por otra parte, el consumo de SSAA propio del inversor asociado al BESS y los demás inversores del parque, se determinan en función de los consumos propios indicados por el fabricante de los respectivos inversores (ver Anexo VI para el inversor del BESS, y del parque). De esta manera, los consumos de SSAA propios de los inversores, son iguales a.

$$P_{SSAA}^{invBESS} = 5,00 [kW]$$

$$P_{SSAA}^{invParque} = 110,40 [kW]$$

Sumando las pérdidas de SSAA propias de los inversores, se tiene:

$$P_{SSAA}^{inv} = P_{SSAA}^{invBESS} + P_{SSAA}^{invParque} = 115,40 [kW]$$

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del Anexo III, reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de potencia. Promedio en el punto de inyección del parque (P1, ver apartado 7.1.2), se replica esta potencia ajustando la potencia inyectada por el inversor del BESS y los demás inversores del parque, en un valor de -2476,55kW y 1693,58 kW respectivamente, obteniendo de esta forma un valor de potencia igual a 37590,74kW (P1).

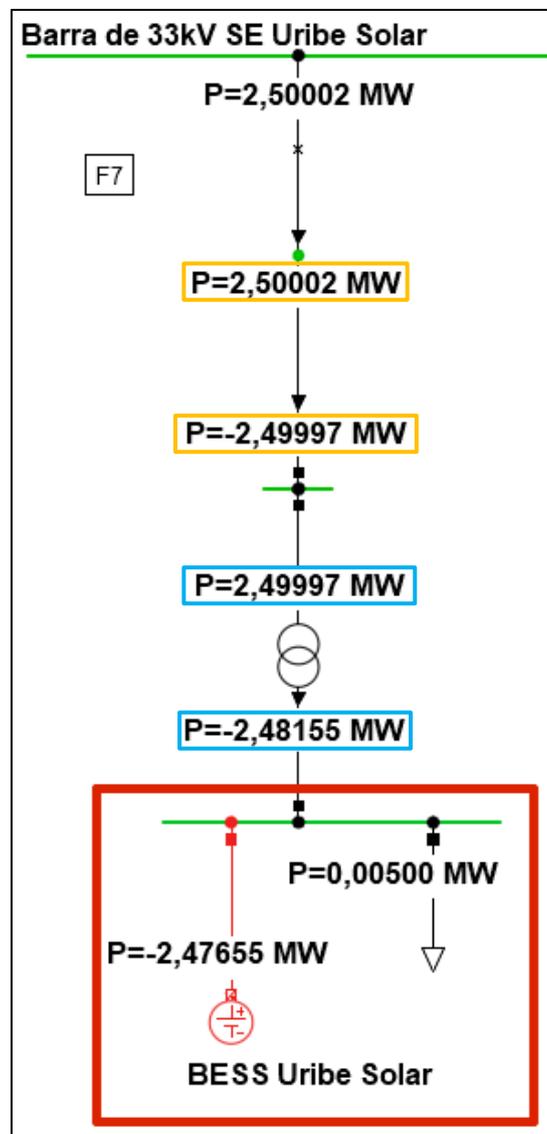


Figura 7-13: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, Paño F7 del BESS.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del sistema colector asociado al BESS (en naranja), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida. Además, se pueden calcular las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS (en azul), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Perdidas del sistema colector asociado al BESS:

$$P_{sist. colectorBESS} = 2500,05 - 2500,00 = 0,05 [kW]$$

Perdidas del transformador de bloque asociado al BESS:

$$P_{trafoBESS} = 2499,97 - 2481,55 = 18,42 [kW]$$

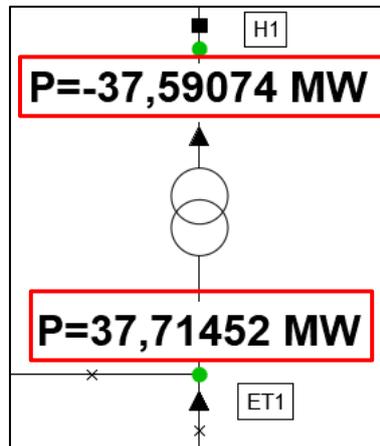


Figura 7-14: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, transformador de poder.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del transformador T1 de poder (perteneciente a la SE Uribe Solar), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Perdidas del transformador de poder:

$$P_{trafoCentral} = 37714,52 - 37590,74 = 123,78 [kW]$$

Por otro lado, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS, las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS, la suma de las pérdidas del sistema colector del parque y las pérdidas del transformador de poder perteneciente al parque.

Grid: Pmax_BESS mas parque System Stage: Pmax_BESS mas p Study Case: Study Case Annex: / 1							
Grid: Pmax_BESS mas parque_Cargary							
No. of Substations	0	No. of Busbars	28	No. of Terminals	60	No. of Lines	28
No. of 2-w Trfs.	27	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	2	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	=	38,17 MW	0,00 Mvar	38,17 MVA			
External Infeed	=	-37,59 MW	2,33 Mvar	37,66 MVA			
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Load P(U)	=	0,03 MW	-0,00 Mvar	0,03 MVA			
Load P(Un)	=	0,03 MW	0,00 Mvar	0,03 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	0,55 MW	2,33 Mvar				
Line Charging	=		-2,58 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	62,50 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1,00 [-]					
Load/Motor	=	1,00 / 0,00 [-]					

Figura 7-15: Flujo de potencia, en Power Factory, modo parque más BESS en carga.

De la figura anterior se puede desprender entonces.

$$Perdidas\ de\ la\ red = P_{trafoCentral} + P_{trafoBESS} + P_{sist. colectorBESS} + P_{sist. colectorParque}$$

Por lo tanto, las pérdidas del sistema colector del parque son se pueden calcular como.

$$P_{sist.colectorParque} = \text{Perdidas de la red} - P_{trafoCentral} - P_{trafoBESS} - P_{sist.colectorBESS}$$

$$P_{sist.colectorParque} = 550,00 - 123,78 - 18,42 - 0,05 = 407,75 \text{ kW}$$

7.2.7. CÁLCULO DE POTENCIA MÁXIMA MODO PARQUE MÁS BESS EN CARGA

Con las perdidas obtenidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta y neta del modo parque más BESS en carga. Se destaca que la potencia neta inyectada por el BESS más el parque es registrado en **P1**, definido en la sección 7.1.2 del presente informe.

Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en carga es igual a:

$$P_{Max Bruta} = P_1 + P_{trafoBESS} + P_{sist.colectorBESS} + P_{SSAA}^{inv} + P_{trafoCentral} + P_{sist.colectorParque} + P_{SSAA}$$

En donde:

P1: Es la potencia definida en la sección 7.1.2 y corresponde a la potencia máxima neta del modo parque más BESS en carga, que para el presente estudio equivale a 37590,74 kW.

P_{trafoBESS}: Corresponden a las pérdidas del transformador conectado al BESS 18,42 kW.

P_{sist.colectorBESS}: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS 0,05 kW.

P_{SSAA}^{inv}: Consumo de SSAA propios del inversor asociado al BESS, más los consumo de SSAA propios del inversor los inversores asociados al parque 115,40 kW.

P_{trafoCentral}: Corresponden a las pérdidas del transformador de poder de la central 123,78 kW.

P_{sist.colectorParque}: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al parque 407,75 kW.

P_{SSAA}: Corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, iguales a 20,11 kW

Así, se tiene que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en carga es igual a:

Tabla 7.3 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del modo parque más BESS en carga.

MODO	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [kW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL PARQUE [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL PARQUE [kW]	CONSUMOS SS.AA. INVERSOR DEL BESS [kW]	CONSUMOS SS.AA. DE LA SUBESTACIÓN [kW]
parque más BESS en carga	38276,25	37590,74	18,42	123,78	0,05	407,75	115,40	20,11
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador del BESS + Sistema colector del BESS + Transformador del parque + sistema colector del parque) + consumos de SS.AA. inversores + consumos de SS.AA.								

7.2.8. ANTECEDENTES DE OPERACIÓN MODO SOLO PFV

Para la determinación de la potencia máxima del PFV se han tomado los registros históricos de operación de la central. El promedio de las lecturas presentadas en el Anexo XII, corresponde a la potencia inyectada por PFV en el punto **P1** (ver sección 7.1.3), entre las 14:22:00 y las 14:38:00 del día 09-02-2022, a la barra de 110kV de la SE Uribe Solar, y su valor es igual a **50609,90 kW (P1)**. En la siguiente Figura se presentan las mediciones realizadas durante el periodo anteriormente mencionado.

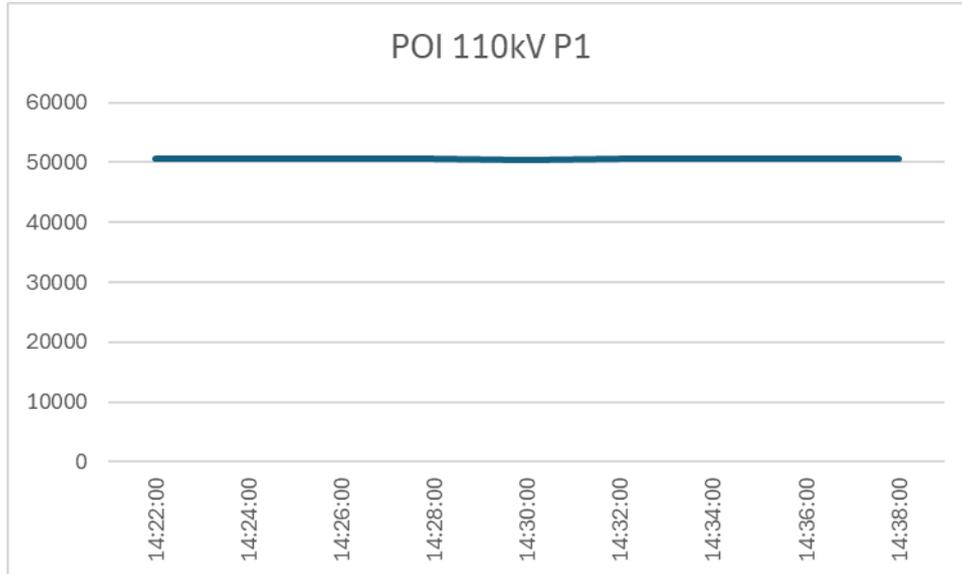


Figura 7-16: Curva de potencia activa, medición P1 dentro de la prueba de potencia máxima modo solo PFV.

$$P_{Neta} = P_1 = 50609,90 [kW]$$

Por otra parte, el consumo de SSAA se determinan en función de mediciones realizadas en el parque dentro del mismo horario. De esta manera, el consumo de SSAA propio del PFV, es igual a 5,80 kW (ver Anexo XIII).

$$P_{ssaa} = 5,80 [kW]$$

Luego, se presentan la suma de las mediciones de potencia en los bornes AC de los inversores con la finalidad de medir la potencia bruta inyectada entre las 14:22:00 y las 14:38:00 del día 09-02-2022. El valor promedio es igual a 51268,90 [kW] (P2, ver Anexo XIV).

$$P_{Max Bruta} = P_2 = 51268,90 [kW]$$

7.2.8.1. CÁLCULO DE las pérdidas de la central

Con las mediciones obtenidas, se procede a calcular las pérdidas de la central.

$$P_{Max Bruta} = P_2 = P_1 + P_{SSAA} + P_{en la central}$$

En donde:

$P_{Max Bruta}$: Corresponden a la potencia medida en los inversores del PFV Uribe Solar 51268,90 kW.

P_1 : Es la potencia definida en la sección 7.1.3 y corresponde a la potencia máxima neta del PFV Uribe Solar en el POI de 110 kV, que para el presente estudio equivale a 50609,90 kW.

P_{SSAA} : Corresponden a las pérdidas de los servicios auxiliares 5,80 kW.

$P_{Central}$: Corresponden a las pérdidas de la central en kW.

Finalmente se obtiene que, las pérdidas asociadas a la central son:

$P_{Central}$: 653,20 kW.

Así, se tiene que la potencia máxima del PFV Uribe Solar es igual a:

Tabla 7-4 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del PFV Uribe Solar

CENTRAL	CONFIGURACIÓN	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [KW]	SS.AA. [KW]	PÉRDIDAS EN LA CENTRAL [KW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [KW]
PFV Uribe Soalr	PFV	51268,90	5,80	653,20	50609,90
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la central+ SS. AA					

7.2.8.2. Desglose Pérdidas de la Central

Del capítulo anterior se obtiene que las pérdidas de la central alcanzan un valor de 653,20 kW.

Estas pérdidas consideran las pérdidas asociadas al sistema colector y al transformador de poder del proyecto.

Determinación de pérdidas asociadas al transformador de Poder

Las pérdidas del transformador de poder se componen de las pérdidas en vacío y en carga. Es decir:

$$P_{tr poder} = P_{tr poder_carga} + P_{tr poder_vacio}$$

Las pérdidas del transformador de poder, en vacío, fueron extraídas desde la plataforma de <https://infotecnica.coordinador.cl/> perteneciente al CEN las cuales poseen un valor de 23,46 [KW]:

$$P_{tr poder_vacio} = 23,46 [kW]$$

Luego, las pérdidas en carga del transformador de poder serán estimadas utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{tr poder_carga} [kW] = P_{tr poder_carga}^{nominal} \cdot \left(\frac{P_{medida}}{S_{tr poder}^{nominal}} \right)^2$$

Donde:

- ◆ **$P_{tr poder_carga}^{nominal}$** : Pérdidas en carga del transformador de poder a potencia nominal [kW].
- ◆ **$S_{tr poder}^{nominal}$** : Potencia nominal del transformador de poder [MVA].
- ◆ **P_{medida}** : P Potencia de operación del transformador de poder durante el ensayo [MVA].

Con respecto a las pérdidas en carga a potencia nominal, como la potencia nominal del transformador de poder, fueron extraídas desde la plataforma de <https://infotecnica.coordinador.cl/> perteneciente al CEN. Los valores de estas son 178,20 [kW] y 50 [MVA] respectivamente.

Por otro lado, con respecto al valor de potencia de operación a utilizar será el valor medido de la potencia neta registrado durante el ensayo. Reemplazando estos valores en la ecuación anterior se obtiene lo siguiente:

$$P_{tr\ poder\ carga} [kW] = 178,20 \cdot \left(\frac{50609,90}{50000,00}\right)^2 = 182,57 [kW]$$

Entonces las pérdidas totales del transformador de poder resultan de:

$$P_{tr\ poder} = P_{tr\ poder\ carga} + P_{tr\ poder\ vacio} = 182,57 [kW] + 23,46 [kW] = 206,03 [kW]$$

Finalmente se determinan las pérdidas asociadas al transformador de poder las cuales corresponden a 206,03 [kW]

Determinación de pérdidas asociadas al sistema colector

Dado el cálculo presentado en el capítulo anterior, se procede a continuación a determinar las pérdidas asociadas al sistema colector:

$$Pérdidas_{Central} [kW] = Pérdidas_{Transformador\ de\ Poder} + Pérdidas_{Sistema\ colector}$$

De la ecuación anterior se tiene la siguiente información:

$$Pérdidas_{Transformador\ de\ poder} = 206,03 [kW]$$

$$Pérdidas_{Central} = 653,20 [kW]$$

Finalmente, se reemplazan los valores en la ecuación:

$$653,20 = 206,03 + Pérdidas_{Sistema\ colector}$$

Por lo tanto, las pérdidas asociadas al sistema colector corresponden a 447,17 [kW].

A continuación, se presenta un resumen de las pérdidas:

Tabla 7-5 Desglose pérdidas.

CENTRAL	CONFIGURACIÓN	PÉRDIDAS EN LA CENTRAL [KW]	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADOR DE PODER [KW]	PÉRDIDAS EN SISTEMA COLECTOR [KW]
PFV Uribe Solar	PFV	653,20	206,01	447,17
Pérdidas en la central = Pérdidas transformador de poder + pérdidas en sistema colector				

7.3. CORRECCIÓN DE RESULTADOS

7.3.1. MODO PARQUE MÁS BESS EN DESCARGA

En este apartado se realizará la corrección para los valores de potencia. Los cálculos se desarrollan considerando los valores medios en cada variable durante el período de medición entre las 11:07:00 y las 12:07:00 del día 12-05-2024 (ver Anexo IIX), los cuáles se presentan en las siguientes figuras.

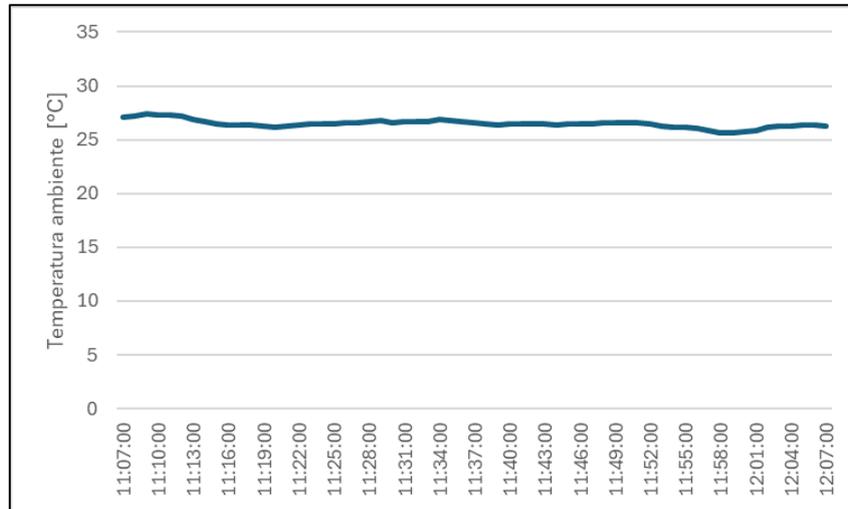


Figura 7-17: Mediciones de temperatura ambiente día 12-05-2024.

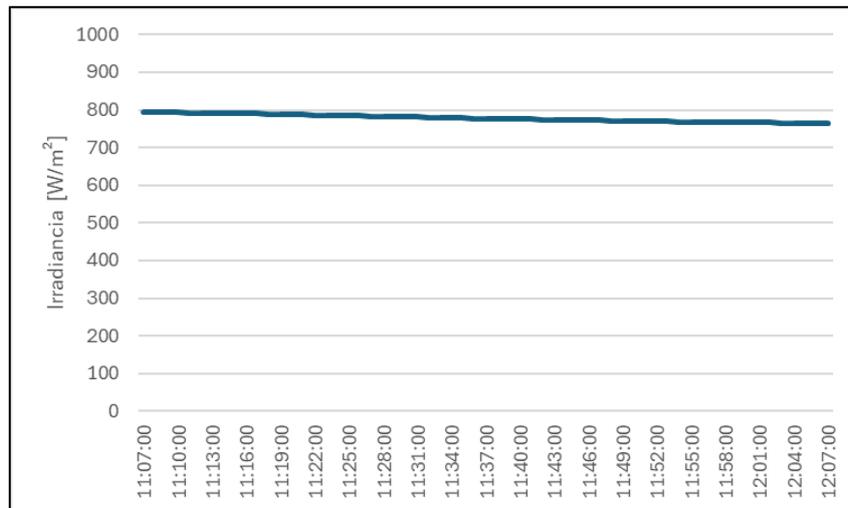


Figura 7-18: Mediciones de irradiancia día 12-05-2024.

El valor promedio de la temperatura ambiente medida (en la ventana de tiempo de interés) es igual a 26,48°C, mientras que el valor promedio de la irradiancia es igual a 778,23 W/m².

Se ejecuta la corrección de la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en descarga, ante una condición ideal. Para verificar que en la zona del parque existirá una radiación superior o igual a 1000 W/m². se utilizan los registros mensuales disponibles en la página <https://solar.minenergia.cl/>. A continuación, las figuras detallan la temperatura ambiente y la irradiancia de la zona donde se emplaza el parque.

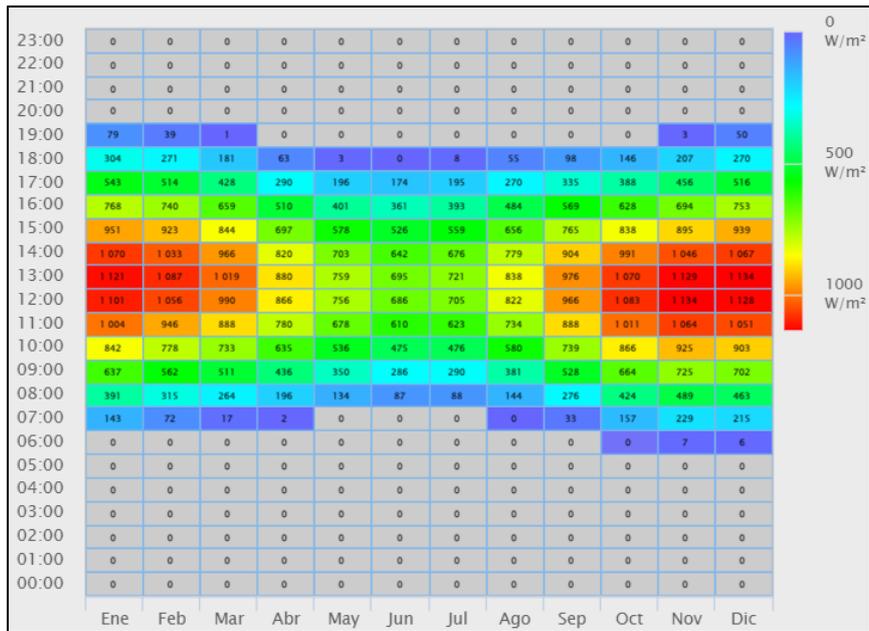


Figura 7-19: Registro de ciclo diario mensual de irradiancia en PFV Uribe Solar.

De la figura anterior se desprende que la irradiancia en algunos meses supera los 1000 W/m², por lo tanto, el presente análisis considerara un valor de 1000 W/m² en la irradiancia de sitio para la corrección de la potencia bruta máxima.

Por otra parte, la siguiente figura señala el registro histórico de temperaturas en el sitio del proyecto. Las mediciones de temperatura ambiente tomadas en el mismo sitio indican que entre las 11:00 y las 12:00 suelen tener valores 22°C.

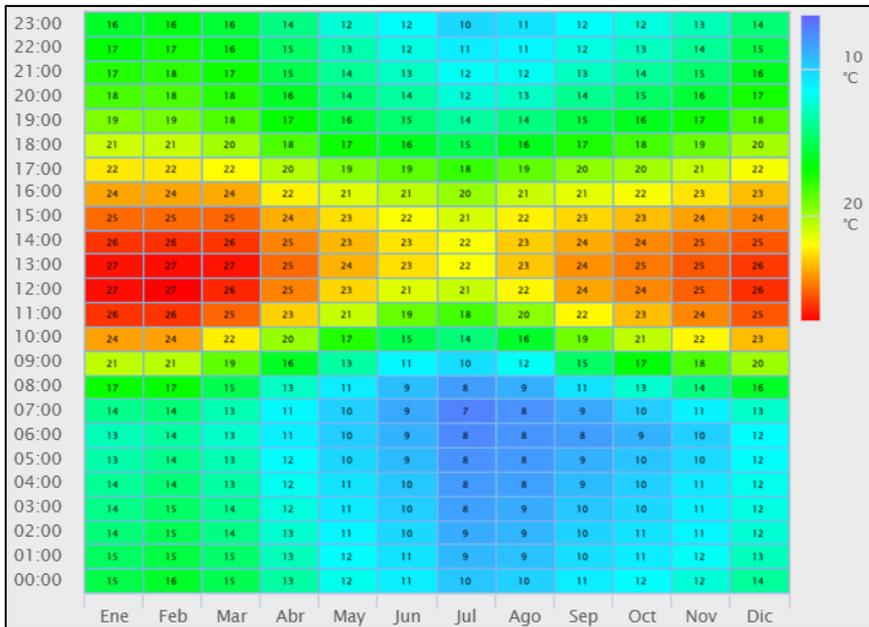


Figura 7-20: Registro de ciclo diario mensual de temperatura ambiente en PFV Uribe Solar.

Dicho lo anterior, se dará uso a una irradiancia de sitio (*Irsitio*) igual a 1000 W/m², en tanto para la temperatura ambiente de sitio (*Tambsitio*) se ha determinado un valor de 22 °C.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia neta máxima** durante el ensayo.

$$P_{Max\ neta} = 41007,08kW$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entre la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede ser observado en los registros y en la documentación de los paneles presente en el Anexo VII.

El resultado se muestra a continuación.

$$P_{Max\ neta,ir} = P_{Max\ neta} \cdot \frac{I_{r_{sitio}}}{I_{r_{med}}}$$

$$P_{Max\ neta,ir} = 41007,08 \cdot \frac{1000}{778,23} = 52692,75\ kW$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la medida de temperatura de operación del panel fotovoltaico ($T_{p_{med}}$). La temperatura del panel se obtiene de los registros del día 12-05-2024 entre las 11:07:30 y las 12:07:30 (ver Anexo VII). La temperatura promedio medida del panel tiene un valor de 43,16°C.

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

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

$$T_{p_{sitio}} = 22 + (44 - 25) \cdot \frac{1000}{1000} = 41^{\circ}C$$

En donde:

$T_{p_{sitio}}$: Es la temperatura del panel, considerando las condiciones del sitio.

$T_{amb_{sitio}}$: Corresponde a la temperatura ambiente del sitio, igual a 22°C.

$NOCT$: Corresponden a la temperatura de la celda en operación normal (“Normal Operation Cell Temperature”), igual a 44°C ver Anexo IV.

T_{NOCT} : Es la temperatura ambiente óptima de operación de las celdas, igual a 25°C ver Anexo IV.

$I_{r_{NOCT}}$: Es la irradiancia de la celda de la celda en operación normal, igual a 1000 W/m² ver Anexo IV.

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

$$\Delta T = T_{p_{med}} - T_{p_{sitio}} = 43,16 - 41 = 2,16^{\circ}C$$

Utilizando el coeficiente de temperatura para potencia dado por el fabricante de los paneles $K_{power\ temperature} = -0,42\%[1/^{\circ}C]$ (Ver Anexo IV), se hace el ajuste por temperatura de operación de los paneles y se obtiene la Potencia corregida inyectada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{Max\ neta\ corregida} = \frac{P_{Max\ neta,ir}}{1 + \Delta T \cdot t_{power\ temperature}}$$

$$P_{Max\ neta\ corregida} = \frac{52692,75}{1 - 0,0042 \cdot 2,16} = 53175,16[kW]$$

Con este valor se procede a calcular el máximo valor de inyección del modo parque más BESS en descarga 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:

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del Anexo III, reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de potencia máxima neta corregido (**P1**, ver apartado 7.1.2), se replica esta potencia ajustando la potencia inyectada por el inversor del BESS y los demás inversores del parque, en un valor de 2523,66 kW y 2146,80 kW respectivamente, obteniendo de esta forma un valor de potencia igual a 53175,16 kW (**P1**).

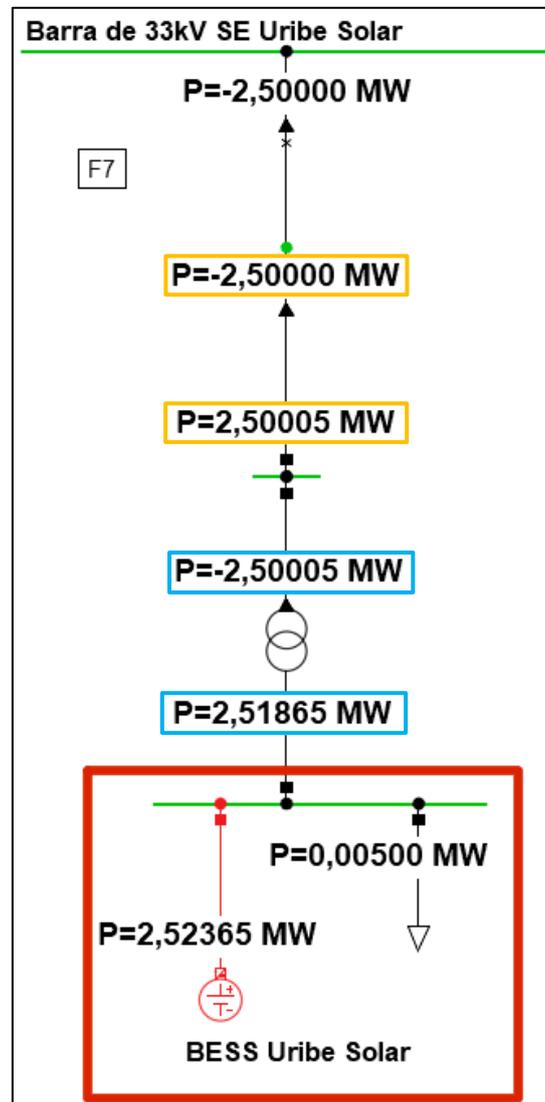


Figura 7-21: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, Paño F7 del BESS.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del sistema colector asociado al BESS (en naranja), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida. Además, se pueden calcular las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS (en azul), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Pérdidas del sistema colector asociado al BESS:

$$P_{\text{sist. colectorBESS}} = 2500,05 - 2500,00 = 0,05 \text{ [kW]}$$

Pérdidas del transformador de bloque asociado al BESS:

$$P_{\text{trafoBESS}} = 2518,65 - 2500,05 = 18,60 \text{ [kW]}$$

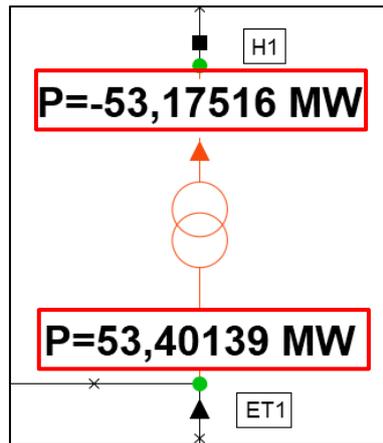


Figura 7-22: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, transformador de poder.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del transformador T1 de poder (perteneciente a la SE Uribe Solar), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Perdidas del transformador de poder:

$$P_{trafoCentral} = 53401,39 - 53175,16 = 226,23 \text{ [kW]}$$

Por otro lado, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS, las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS, la suma de las pérdidas del sistema colector del parque y las pérdidas del transformador de poder perteneciente al parque.

Grid: Pmax_BESS mas parque System Stage: Pmax_BESS mas p Study Case: Study Case				Annex:	/ 2
Grid: Pmax_BESS mas parque_Descarga_C					
No. of Substations	0	No. of Busbars	28	No. of Terminals	60
No. of 2-w Trfs.	27	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0
No. of Loads	2	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0
Generation	= 54,05 MW	-0,00 Mvar		54,05 MVA	
External Infeed	= -53,18 MW	6,47 Mvar		53,57 MVA	
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar			
Load P(U)	= 0,02 MW	-0,00 Mvar		0,02 MVA	
Load P(Un)	= 0,02 MW	0,00 Mvar		0,02 MVA	
Load P(Un-U)	= -0,00 MW	0,00 Mvar			
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA	
Grid Losses	= 0,85 MW				
Line Charging	=	-2,55 Mvar			
Compensation ind.	=	0,00 Mvar			
Compensation cap.	=	0,00 Mvar			
Installed Capacity	= 62,50 MW				
Spinning Reserve	= 0,00 MW				
Total Power Factor:					
Generation	= 1,00 [-]				
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]				

Figura 7-23: Flujo de potencia, en Power Factory, modo parque más BESS en descarga corregido.

De la figura anterior se puede desprender entonces.

$$Perdidas\ de\ la\ red = P_{trafoCentral} + P_{trafoBESS} + P_{sist.\ colectorBESS} + P_{sist.colectorParque}$$

Por lo tanto, las pérdidas del sistema colector del parque se pueden calcular como.

$$P_{sist.colectorParque} = Perdidas\ de\ la\ red - P_{trafoCentral} - P_{trafoBESS} - P_{sist.\ colectorBESS}$$

$$P_{sist.colectorParque} = 850,00 - 226,23 - 18,60 - 0,05 = 605,12 \text{ kW}$$

Con las pérdidas obtenidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en descarga y corregido. Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en descarga y corregida, es igual a:

$$P_{Max Bruta}^{corregida} = P_{1\text{ corregida}} + P_{trafoBESS} + P_{sist. colectorBESS} + P_{SSAA}^{inv} + P_{trafoCentral} + P_{sist.colectorParque} + P_{SSAA}$$

En donde:

$P_{1\text{ corregida}}$: Es la potencia definida en la sección 7.1.2 y corresponde a la potencia máxima neta del modo parque más BESS en descarga y corregida, que para el presente estudio equivale a 53175,16 kW.

$P_{trafoBESS}$: Corresponden a las pérdidas del transformador conectado al BESS 18,60 kW.

$P_{sist.colectorBESS}$: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS 0,05 kW.

P_{SSAA}^{inv} : Consumo de SSAA propios del inversor asociado al BESS, más los consumo de SSAA propios del inversor los inversores asociados al parque 115,40 kW (ver apartado 7.2.4).

$P_{trafoCentral}$: Corresponden a las pérdidas del transformador de poder de la central 226,23 kW.

$P_{sist.colectorParque}$: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al parque 605,12 kW.

P_{SSAA} : Corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, iguales a 13,05 kW (ver apartado 7.2.4).

Así, se tiene que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en descarga y corregida es igual a:

Tabla 7.6 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del modo parque más BESS en descarga y corregidas.

MODO	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [kW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL PARQUE [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL PARQUE [kW]	CONSUMOS SS.AA. INVERSOR DEL BESS [kW]	CONSUMOS SS.AA. DE LA SUBESTACIÓN [kW]
parque más BESS en descarga y corregido	54153,61	53175,16	18,60	226,23	0,05	605,12	115,40	13,05
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador del BESS + Sistema colector del BESS + Transformador del parque + sistema colector del parque) + consumos de SS.AA. inversores + consumos de SS.AA.								

7.3.2. MODO PARQUE MÁS BESS EN CARGA

En este apartado se realizará la corrección para los valores de potencia. Los cálculos se desarrollan considerando los valores medios en cada variable durante el período de medición entre las 15:05:02 y las 16:05:02 del día 12-05-2024 (Anexo VII), los cuáles se presentan en las siguientes figuras.

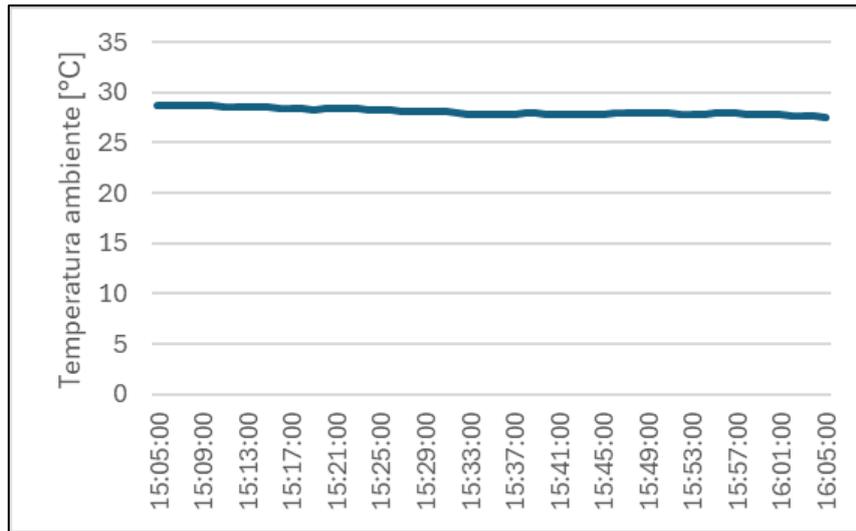


Figura 7-24: Mediciones de temperatura ambiente día 12-05-2024.

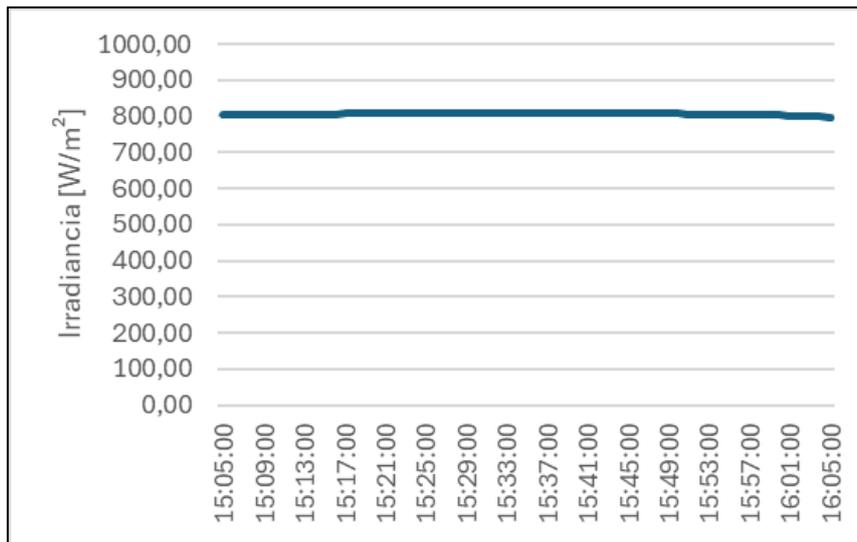


Figura 7-25: Mediciones de irradiancia día 12-05-2024.

El valor promedio de la temperatura ambiente medida (en la ventana de tiempo de interés) es igual a 28,09°C, mientras que el valor promedio de la irradiancia es igual a 806,10 W/m².

Se ejecuta la corrección de la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en carga, ante una condición ideal. Para verificar que en la zona del parque existirá una radiación superior o igual a 1000 W/m², se utilizan los registros mensuales disponibles en la página <https://solar.minenergia.cl/>. A continuación, las figuras detallan la temperatura ambiente y la irradiancia de la zona donde se emplaza el parque.

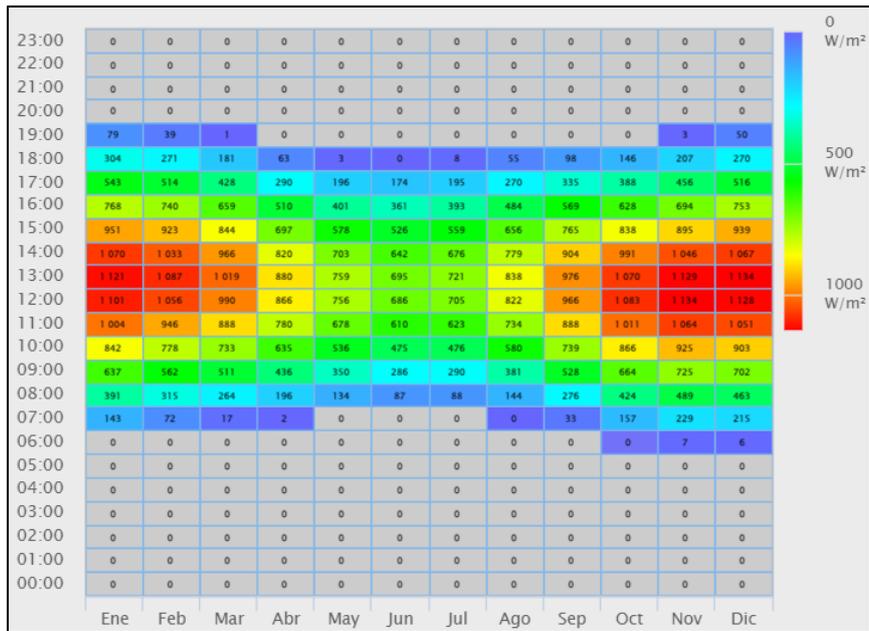


Figura 7-26: Registro de ciclo diario mensual de irradiancia en PFV Uribe Solar.

De la figura anterior se desprende que la irradiancia en algunos meses supera los 1000 W/m², por lo tanto, el presente análisis considerara un valor de 1000 W/m² en la irradiancia de sitio para la corrección de la potencia bruta máxima.

Por otra parte, la siguiente figura señala el registro histórico de temperaturas en el sitio del proyecto. Las mediciones de temperatura ambiente tomadas en el mismo sitio indican que entre las 15:00 y las 16:00 suelen tener valores 23°C.

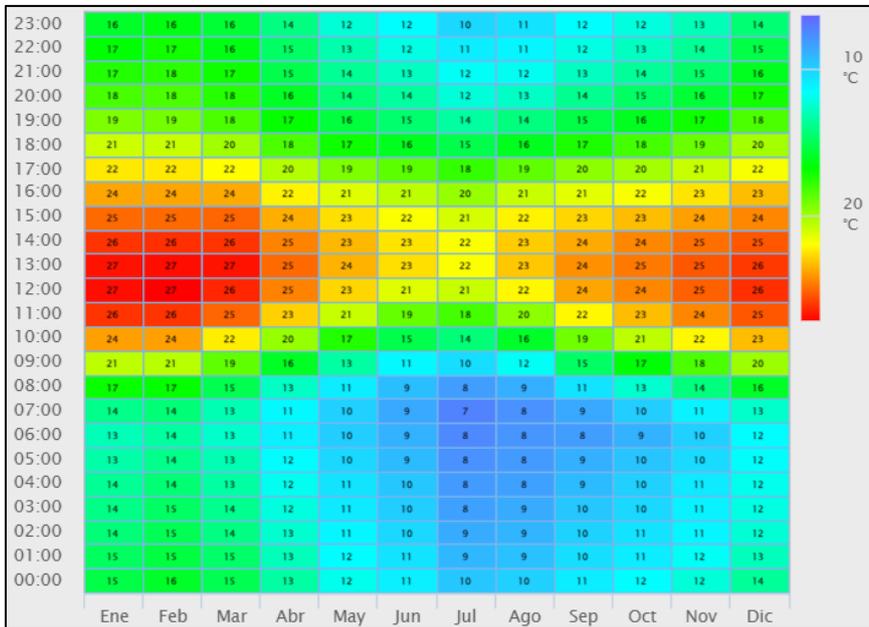


Figura 7-27: Registro de ciclo diario mensual de temperatura ambiente en PFV Uribe Solar.

Dicho lo anterior, se dará uso a una irradiancia de sitio (*Irsitio*) igual a 1000 W/m², en tanto para la temperatura ambiente de sitio (*Tambsitio*) se ha determinado un valor de 23 °C.

En primer lugar, se realiza la determinación de la **Potencia máxima neta** durante el ensayo.

$$P_{Max\ neta} = 37590,74\ kW$$

La corrección por irradiancia se realiza a partir de considerar una dependencia lineal entra la potencia y dicha magnitud, lo cual es una aproximación aceptable en función de lo que puede ser observado en los registros y en la documentación de los paneles presente (ver Anexo IV).

El resultado se muestra a continuación.

$$P_{Max\ neta,ir} = P_{Max\ neta} \cdot \frac{I_{rsitio}}{I_{rmed}}$$

$$P_{Max\ neta,ir} = 37590,74 \cdot \frac{1000}{806,10} = 46632,85\ kW$$

Para la corrección por temperatura, se debe determinar en primer lugar la temperatura de operación del panel fotovoltaico medida (T_{pmed}). La temperatura del panel se obtiene de los registros del día 12-05-2024 entre las 15:05:00 y las 16:05:00 (ver Anexo VII). La temperatura promedio medida del panel tiene un valor de 43,67°C.

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

$$T_{psitio} = T_{amb\ sitio} + (NOCT - T_{NOCT}) \cdot \frac{I_{rsitio}}{I_{rNOCT}}$$

$$T_{psitio} = 23 + (44 - 25) \cdot \frac{1000}{1000} = 42\ ^\circ C$$

En donde:

T_{psitio} : Es la temperatura del panel, considerando las condiciones del sitio.

$T_{amb\ sitio}$: Corresponde a la temperatura ambiente del sitio, igual a 23°C.

NOCT: Corresponden a la temperatura de la celda en operación normal (“Normal Operation Cell Temperature”), igual a 44°C ver antecedente (ver Anexo IV).

T_{NOCT} : Es la temperatura ambiente optima de operación de las celdas, igual a 25°C ver antecedente (ver Anexo IV).

I_{rNOCT} : Es la irradiancia de la celda de la celda en operación normal, igual a 1000 W/m² ver antecedente (ver Anexo IV).

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

$$\Delta T = T_{pmed} - T_{psitio} = 43,67 - 42 = 1,67^\circ C$$

Utilizando el coeficiente de temperatura para potencia dado por el fabricante de los paneles $K_{power\ temperature} = -0,42\% [1/^\circ C]$ (ver Anexo IV), se hace el ajuste por temperatura de operación de los paneles y se obtiene la Potencia corregida inyectada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{Max\ neta\ corregida} = \frac{P_{Max\ neta,ir}}{1 + \Delta T \cdot t_{power\ temperature}}$$

$$P_{Max\ neta\ corregida} = \frac{46632,85}{1 - 0,0042 \cdot 1,67} = 46962,24 [kW]$$

Con este valor se procede a calcular el máximo valor de inyección del modo parque más BESS en carga 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:

A continuación, se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos del Anexo III, reemplazando el SEN por una red equivalente, y tomando en consideración el valor de potencia máxima neta corregido (**P1**, ver apartado 7.1.2), se replica esta potencia ajustando la potencia absorbida por el inversor el BESS y los demás inversores del parque, en un valor de -2476,47 kW y 2093,58 kW respectivamente, obteniendo de esta forma un valor de potencia igual a 46962,24 kW (**P1**).

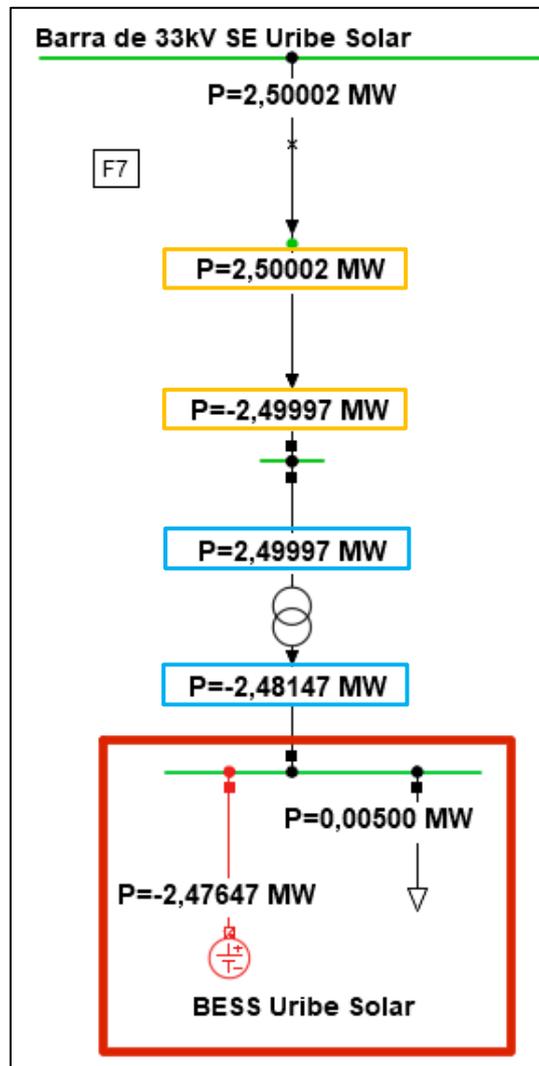


Figura 7-28: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, Paño F7 del BESS.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del sistema colector asociado al BESS (en naranja), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida. Además, se pueden calcular las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS (en azul), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Pérdidas del sistema colector asociado al BESS:

$$P_{sist. \text{ colectorBESS}} = 2500,02 - 2499,97 = 0,05 [kW]$$

Pérdidas del transformador de bloque asociado al BESS:

$$P_{trafoBESS} = 2499,97 - 2481,47 = 18,50 [kW]$$

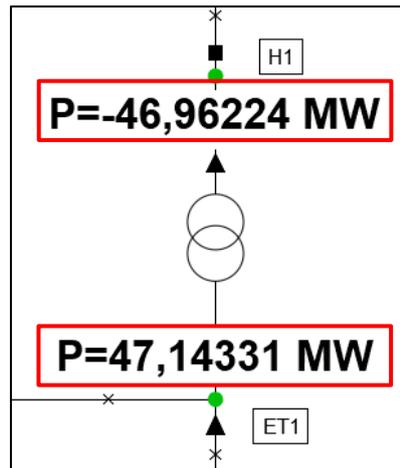


Figura 7-29: Extracto del Flujo de potencia, en Power Factory, transformador de poder.

De la figura anterior se pueden desprender las pérdidas del transformador T1 de poder (perteneciente a la SE Uribe Solar), calculando la suma entre la potencia de entrada y salida.

Perdidas del transformador de poder:

$$P_{trafoCentral} = 47143,31 - 46962,24 = 181,07 [kW]$$

Por otro lado, se obtienen las pérdidas de la red, que corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS, las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS, la suma de las pérdidas del sistema colector del parque y las pérdidas del transformador de poder perteneciente al parque.

Grid: Pmax_BESS mas parque System Stage: Pmax_BESS mas p Study Case: Study Case Annex: / 1							
Grid: Pmax_BESS mas parque_Carga_C							
No. of Substations	0	No. of Busbars	28	No. of Terminals	60	No. of Lines	28
No. of 2-w Trfs.	27	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	2	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	= 47,77 MW	0,00 Mvar		47,77 MVA			
External Infeed	= -46,96 MW	4,97 Mvar		47,22 MVA			
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Load P(U)	= 0,03 MW	-0,00 Mvar		0,03 MVA			
Load P(Un)	= 0,03 MW	0,00 Mvar		0,03 MVA			
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA			
Grid Losses	= 0,78 MW	4,97 Mvar					
Line Charging	=	-2,56 Mvar					
Compensation ind.	=	0,00 Mvar					
Compensation cap.	=	0,00 Mvar					
Installed Capacity	= 62,50 MW						
Spinning Reserve	= 0,00 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1,00 [-]						
Load/Motor	= 1,00 / 0,00 [-]						

Figura 7-30: Flujo de potencia, en Power Factory, modo parque más BESS en carga corregido.

De la figura anterior se puede desprender entonces.

$$Perdidas\ de\ la\ red = P_{trafoCentral} + P_{trafoBESS} + P_{sist.\ colectorBESS} + P_{sist.colectorParque}$$

Por lo tanto, las pérdidas del sistema colector del parque se pueden calcular como.

$$P_{sist.colectorParque} = Perdidas\ de\ la\ red - P_{trafoCentral} - P_{trafoBESS} - P_{sist.\ colectorBESS}$$

$$P_{sist.colectorParque} = 780,00 - 181,07 - 18,50 - 0,05 = 580,38\ kW$$

Con las pérdidas obtenidas, se procede a calcular la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en carga y corregido. Se define, por lo tanto, que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en carga y corregida, es igual a:

$$P_{Max Bruta}^{corregida} = P_{1\ corregida} + P_{trafoBESS} + P_{sist. colectorBESS} + P_{SSAA}^{inv} + P_{trafoCentral} + P_{sist.colectorParque} + P_{SSAA}$$

En donde:

$P_{1\ corregida}$: Es la potencia definida en la sección 7.1.2 y corresponde a la potencia máxima neta del modo parque más BESS en carga y corregida, que para el presente estudio equivale a 46962,24 kW.

$P_{trafoBESS}$: Corresponden a las pérdidas del transformador conectado al BESS 18,50 kW.

$P_{sist.colectorBESS}$: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al BESS 0,05 kW.

P_{SSAA}^{inv} : Consumo de SSAA propios del inversor asociado al BESS, más los consumo de SSAA propios del inversor los inversores asociados al parque 115,40 kW (ver apartado 7.2.6).

$P_{trafoCentral}$: Corresponden a las pérdidas del transformador de poder de la central 181,07 kW.

$P_{sist.colectorParque}$: Corresponden a las pérdidas del sistema colector asociado al parque 580,38 kW.

P_{SSAA} : Corresponde a la potencia consumida por los servicios auxiliares de la subestación, iguales a 20,11 kW (ver apartado 7.2.6).

Así, se tiene que la potencia máxima bruta del modo parque más BESS en carga y corregida es igual a:

Tabla 7.7 Resumen de potencias máxima bruta, neta y consumos del modo parque más BESS en carga y corregidas.

MODO	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [kW]	POTENCIA MÁXIMA NETA [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS TRANSFORMADOR DEL PARQUE [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL BESS [kW]	PÉRDIDAS SISTEMA COLECTOR DEL PARQUE [kW]	CONSUMOS SS.AA. INVERSOR DEL BESS [kW]	CONSUMOS SS.AA. DE LA SUBESTACIÓN [kW]
parque más BESS en carga y corregido	47877,75	46962,24	18,50	181,07	0,05	580,38	115,40	20,11
Potencia máxima bruta = Potencia máxima neta + Pérdidas de la red (Transformador del BESS + Sistema colector del BESS + Transformador del parque + sistema colector del parque) + consumos de SS.AA. inversores + consumos de SS.AA.								

8. CONCLUSIONES

En el presente informe se obtienen los parámetros de potencia máxima neta y bruta del PFV Uribe Solar más BESS, en el modo de operación solo BESS (en carga y descarga), de acuerdo con las indicaciones del fabricante, así como la potencia registrada en el paño del BESS (33kV), considerando el consumo de los servicios auxiliares del inversor, las pérdidas del sistema colector asociado al BESS y las pérdidas del transformador de bloque conectado al BESS. Además, también se obtienen los parámetros de potencia máxima neta y bruta para el PFV Uribe Solar más BESS, en el modo de operación parque más BESS con corrección de potencia por irradiancia y temperatura (en carga y descarga del BESS), 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 informe precedente, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 8.1: Parámetros de Potencia Máxima de la Central PFV + BESS Uribe Solar

CENTRAL	MODO DE OPERACIÓN	TIEMPO CARGA/DESCARGA [hr] ¹	POTENCIA MÁXIMA BRUTA [MW]	SS/AA [MW]	PÉRDIDAS EN LA CENTRAL (1) [MW]	POTENCIA MÁXIMA NETA (2) [MW]
Uribe Solar	PFV	No Aplica	51,2689	0,0058	0,6532	50,6099
	BESS (Modo Carga)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
	BESS (Modo Descarga)	1,7698	2,5235	0,0050	0,0184	2,5001
	PFV + BESS (Modo Carga)	1,9403	38,2763	0,1355	0,5500	37,5907
	PFV + BESS (Modo Descarga)	1,7698	41,6855	0,1285	0,5500	41,0071
(1): Este valor incluye las pérdidas del sistema colector en media tensión [MW] y del transformador de poder [MW].						
(2): Inyectada en la barra de alta tensión (110 kV) del transformador de potencia de la S/E Uribe Solar.						

De la tabla anterior se destaca que, la prueba en modo Solo BESS Carga no se incluye dentro del documento dado que esta condición de operación no se encuentra autorizada por el Coordinador. En operación normal la central (PFV Uribe Solar) será utilizada para cargar al BESS e inyectar el excedente al sistema.

¹ Para las pruebas de carga y descarga del sistema BESS, se emplea una potencia nominal de 2,5MW, y los tiempos de carga y descarga se extraen desde el antecedente [c], para más detalle ver Anexo XVI.

9. ANEXOS

9.1. ANEXO I – Mediciones obtenidas del medidor de servicios auxiliares de la subestación

Mediciones obtenidas en las pruebas del día del día 09/05/2024 y el día 12/05/2024 (Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo).

9.2. ANEXO II – Registro de las mediciones de potencia activa

Mediciones obtenidas en las pruebas del día 09/05/2024 y el día 12/05/2024 (Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo).

9.3. ANEXO III – Base de datos

Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo.

9.4. ANEXO IV – Hoja de datos de los módulos

Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo.

9.5. ANEXO V – Diagrama PQ de los inversores

Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo.

9.6. ANEXO VI – Hoja de datos de los inversores

Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo.

9.7. ANEXO VII – Registros de meteorológicos

Obtenidos en las pruebas del día 09/05/2023 y el día 12/05/2023 (Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo).

9.8. ANEXO VIII – Hoja de datos de las baterías

Se adjuntan en la carpeta de envió los documentos de respaldo.

9.9. ANEXO IX – Round Trip Efficiency

Se adjuntan en la carpeta de envió los documentos de respaldo.

9.10. ANEXO X – Estado de los inversores durante las pruebas

Se adjuntan en la carpeta de envió los documentos de respaldo.

9.11. ANEXO XI – Carta de X-ELIO sobre el control de la Pmax y Absorción desde la Red

Se adjunta carta de X-ELIO en referencia al control de potencia máxima inyectada y limitante para que el BESS no se cargue desde la red

9.12. ANEXO XII – REGISTROS HISTÓRICOS DE OPERACIÓN DE LA CENTRAL

Mediciones históricas de la central POI 110kV (potencia neta), referentes al día 09-02-2022 (Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo).

9.13. ANEXO XIII – REGISTROS HISTÓRICOS DEL MEDIDOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA SUBESTACIÓN

Mediciones históricas de la central Pssaa (potencia de servicios auxiliares), referentes al día 09-02-2022 (Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo).

9.14. ANEXO XIV – REGISTROS POTENCIA EN LOS BORNES AC DE CADA INVERSOR ASOCIADO AL PFV URIBE SOLAR.

Mediciones históricas de la potencia AC en bornes de los inversores pertenecientes a la central (potencia bruta), referentes al día 09-02-2022 (Se adjunta en la carpeta de envió el documento de respaldo).

9.15. ANEXO XV – EL TIEMPO DE CARGA Y DESCARGA

El Anexo XV – contiene la información del tiempo de carga y descarga (se encuentra adjunto a la carpeta de envió).