

**Empresa**  
**País**  
**Proyecto**  
**Descripción**

AES Andes  
Chile  
BESS Alfalfal VR2  
Informe de Potencia Máxima

**aes** Chile

CÓDIGO DE PROYECTO EE-2023-111  
CÓDIGO DE INFORME EE-EN-2023-1459  
REVISIÓN A

**14 nov. 23**



Este documento **EE-EN-2023-1459-RA** fue preparado para AES Andes por el Grupo Estudios Eléctricos.

Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

**Ing. Andrés Capalbo**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[andres.capalbo@estudios-electricos.com](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

**Ing. Claudio Celman**  
Sub-Gerente Dpto. Ensayos  
[claudio.celman@estudios-electricos.com](mailto:claudio.celman@estudios-electricos.com)

**Ing. Pablo Rifrani**  
Gerente Dpto. Ensayos  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto:pablo.rifrani@estudios-electricos.com)

Informe realizado en colaboración con todas las empresas del grupo: **Estudios Eléctricos S.A., Estudios Eléctricos Chile, Estudios Eléctricos Colombia y Electrical Studies Corp.**

Este documento contiene 43 páginas y ha sido guardado por última vez el 14/11/2023 por César Colignon; sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

<b>Revisión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Realizó</b>	<b>Revisó</b>	<b>Aprobó</b>
A	14.11.2023	Para presentar	FM/CiC	CiC	AC

Todas las firmas digitales pueden ser validadas y autenticadas a través de la web de Estudios Eléctricos; <http://www.estudios-electricos.com/certificados>.



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>Introducción</b> .....	<b>4</b>
	1.1 Fecha ensayo y personal auditor .....	5
	1.2 Medidores utilizados .....	5
	1.3 Nomenclatura utilizada .....	5
<b>2</b>	<b>ASPECTOS NORMATIVOS</b> .....	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PARQUE</b> .....	<b>8</b>
	3.1 Unifilar de planta .....	9
	3.2 Datos de los inversores .....	11
	3.3 Datos del transformador principal .....	13
	3.4 Datos de los transformadores de bloque.....	14
	3.5 Determinación de consumos de SSAA de planta .....	15
<b>4</b>	<b>DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA</b> .....	<b>16</b>
	4.1 Ciclo de carga – Operación nominal .....	18
	4.1.1 Potencia Bruta .....	21
	4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares .....	21
	4.1.3 Potencia de Pérdidas en la central.....	21
	4.1.4 Potencia Neta .....	23
	4.1.5 Resultados.....	23
	4.2 Ciclo de descarga – Operación nominal.....	24
	4.2.1 Potencia Bruta .....	27
	4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares .....	27
	4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central.....	27
	4.2.4 Potencia Neta .....	29
	4.2.5 Resultados.....	29
	4.3 Ciclo de carga – Anexo técnico.....	30
	4.3.1 Potencia Bruta .....	33
	4.3.2 Potencia de Servicios Auxiliares .....	33
	4.3.3 Potencia de Pérdidas en la central.....	33
	4.3.4 Potencia Neta .....	35
	4.3.5 Resultados.....	35
	4.4 Ciclo de descarga – Anexo Técnico.....	36
	4.4.1 Potencia Bruta .....	39
	4.4.2 Potencia de Servicios Auxiliares .....	39
	4.4.3 Potencia de Pérdidas en la central.....	39
	4.4.4 Potencia Neta .....	41
	4.4.5 Resultados.....	41
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>42</b>
<b>6</b>	<b>ANEXOS</b> .....	<b>43</b>
	6.1 Consumo de SSAA en planta .....	43



# 1 Introducción

El presente Informe Técnico documenta el procedimiento y los resultados obtenidos al determinar la Potencia Máxima en las distintas condiciones operativas del BESS Alfalfal VR2 de acuerdo con la metodología mostrada en el procedimiento de ensayos, documento: “*EE-EN-2023-1225-RA- Procedimiento\_Ensayos\_PPOO\_VR2\_Alfafal*”.

Las pruebas descritas han sido acordadas con el Coordinar Eléctrico Nacional y se basan en la versión preliminar de la “Guía de Verificación de Equipos BESS” emitida por el CEN y las características nominales del proyecto.

El BESS Alfalfal VR2 tiene una capacidad instalada en AC de 53.4 MW y está constituido por 15 inversores marca Power Electronics modelo FP3670K, de 3.67/3.80 MVA (@50/40°C) de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal. Cuenta con 4 transformadores de bloque de tres devanados de relación 0.69 kV / 0.69 kV / 34.5 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) y 7.6 MVA de potencia aparente nominal y 7 transformadores de bloque de dos devanados de relación 0.69 kV / 34.5 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) y 3.8 MVA de potencia aparente nominal.

A cada uno de 8 inversores de la planta se conectan 18 cubos de baterías, en tanto, en los 7 inversores restantes se conectan 16 cubos de baterías, totalizando 256 cubos de baterías. Cada cubo de baterías se compone de 3 *string* compuesto por 15 módulos cada uno. Finalmente, cada módulo contiene 48 baterías de 406.6 Wh cada una, en un arreglo de 24 baterías en serie por 2 en paralelo. Entonces, la instalación cuenta con 552,960 baterías que totalizan los 224.8 MWh mencionados anteriormente.

Por lo tanto, por el lado DC el BESS Alfalfal VR2 cuenta con una capacidad instalada de 224.8 MWh con el propósito de exportar 197 MWh en la barra principal de 33 kV de la instalación.

El BESS Alfalfal VR2 cuenta con un transformador de poder de relación 33 kV / 230 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) de 45/64 MVA (ONAN/ONAF) de potencia aparente nominal. El lado de alta del transformador de poder se conecta a los paños JT1 y JT2, correspondientes al lado de 220 kV de los transformadores elevadores de las unidades 1 y 2 de la central hidroeléctrica Alfalfal, siendo este el punto de interconexión (POI) del BESS con el SEN.

La descarga se realiza en dos modos de operación según el diseño presentado por el fabricante:

- Escenario 1: Carga/Descarga a 49.25 MW en barra de 33 kV durante 4 horas
- Escenario 2: Carga/Descarga a 39.4 MW en barra de 33 kV durante 5 horas



## 1.1 Fecha ensayo y personal auditor

Personal de Estudios Eléctricos ha prestado soporte de forma remota para las pruebas según se presenta en la Tabla 1.1.

Personal	Fecha de ensayo
Ing. César Colignon Ing. Fernando Montecinos Ing. Nicolás Silva	2 y 3 de noviembre 2023

Tabla 1.1 – Personal participante

## 1.2 Medidores utilizados

La totalidad de las mediciones han sido entregadas por AES Andes y se consideran las variables mostradas en la sección 2.3 del procedimiento de ensayos.

Se han compartido las principales variables a nivel de POI, para todos los inversores y para todas las baterías de la instalación. Todos los registros han sido adquiridos con una muestra cada 2 segundos.

## 1.3 Nomenclatura utilizada

La Figura 1.1 muestra un sistema equivalente genérico de conexión de un sistema de almacenamiento, el cual nos permite identificar y definir los siguientes elementos:

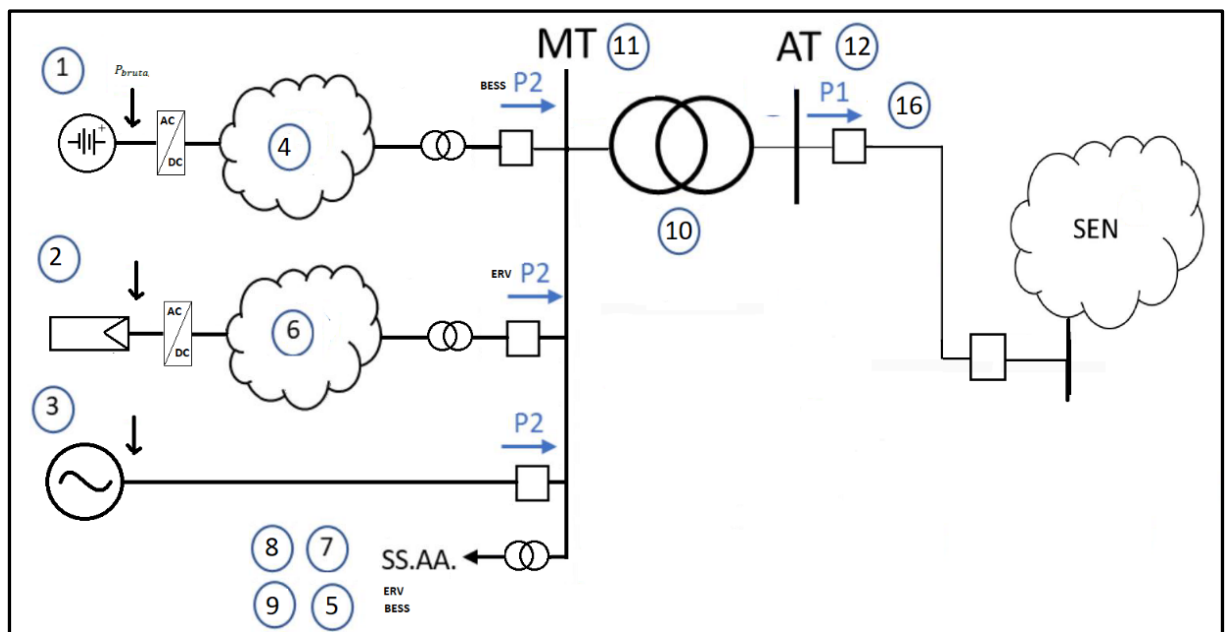


Figura 1.1 – Sistema equivalente de conexión de BESS



- 1 Generador equivalente BESS
- 2 Generador equivalente ERV (fotovoltaica o eólica)
- 3 Generador equivalente sincrónico
- 4 Sistema colector equivalente BESS: Pérdidas del sistema colector del sistema BESS
- 5 Servicios auxiliares BESS: Cargas asociadas con la operación de un BESS
- 6 Sistema colector ERV: Pérdidas del sistema colector del sistema ERV.
- 7 Servicios auxiliares ERV.
- 8 Servicios auxiliares Generador síncrono
- 9 SSAA generales
- 10 Transformador de poder de salida de Alta tensión (Pérdidas del transformador).
- 11 Barra media tensión
- 12 Barra de alta tensión
- 13 Medido en 1: Potencia bruta del Bess. (generador o ERV)
- 14 P1 potencia Neta de la central medida en el lado de Alta tensión de su transformador de salida.
- 15 P2: Potencia inyectada (absorbida) por el BESS. o conjunto central generadora, inyectada en su barra de media tensión.
- 16 Punto de conexión: Se define el punto de conexión para un BESS o conjunto central generadora el correspondiente a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder.



## 2 ASPECTOS NORMATIVOS

El “**Anexo Técnico**: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras” establece las metodologías y procesos para efectuar los ensayos de verificación del máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación.

Tal como se ha mencionado anteriormente, se ha desarrollado un procedimiento de ensayos específico considerando lo mencionado en el Anexo Técnico y lo presentado en la versión preliminar del documento “Guía de Verificación de Equipos BESS” emitida por el CEN, junto a las características nominales del proyecto.



### 3 DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El BESS Alfalfal VR2 tiene una capacidad instalada en AC de 53.4 MW y está constituido por 15 inversores marca Power Electronics modelo FP3670K, de 3.67/3.80 MVA (@50/40°C) de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal. Cuenta con 4 transformadores de bloque de tres devanados de relación 0.69 kV / 0.69 kV / 34.5 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) y 7.6 MVA de potencia aparente nominal y 7 transformadores de bloque de dos devanados de relación 0.69 kV / 34.5 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) y 3.8 MVA de potencia aparente nominal.

En 8 inversores de la planta se conectan 18 cubos de baterías, en tanto, en los 7 inversores restantes se conectan 16 cubos de baterías, totalizando 256 cubos de baterías. Cada cubo de baterías se compone de 3 *string* compuesto por 15 módulos cada uno. Finalmente, cada módulo contiene 48 baterías de 406.6 Wh cada una, en un arreglo de 24 baterías en serie por 2 en paralelo. Entonces, la instalación cuenta con 552,960 baterías que totalizan los 224.8 MWh mencionados anteriormente.

Por lo tanto, por el lado DC el BESS Alfalfal VR2 cuenta con una capacidad instalada de 224.8 MWh con el propósito de exportar 197 MWh en la barra principal de 33 kV de la instalación.

El BESS Alfalfal VR2 cuenta con un transformador de poder de relación 33 kV / 230 kV ( $\pm 2 \times 2.5\%$ ) de 45/64 MVA (ONAN/ONAF) de potencia aparente nominal. El lado de alta del transformador de poder se conecta a los paños JT1 y JT2, correspondientes al lado de 220 kV de los transformadores elevadores de las unidades 1 y 2 de la central hidroeléctrica Alfalfal, siendo este el punto de interconexión (POI) del BESS con el SEN.

Cabe destacar que el sistema de control de la instalación realiza la regulación en la barra principal de 33 kV y es en dicho punto donde se han definido las especificaciones de operación del BESS relacionadas con los ciclos de carga y descarga.

La descarga se realiza en dos modos de operación según el diseño presentado por el fabricante:

- Escenario 1: Carga/Descarga a 49.25 MW en la barra principal de 33 kV, durante 4 horas
- Escenario 2: Carga/Descarga a 39.4 MW en la barra principal de 33 kV, durante 5 horas





### 3.1 Unifilar de planta

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama unifilar del punto de interconexión (POI). En tanto, en la Figura 3.2 se presenta la distribución de los equipos en la red interna de la instalación.

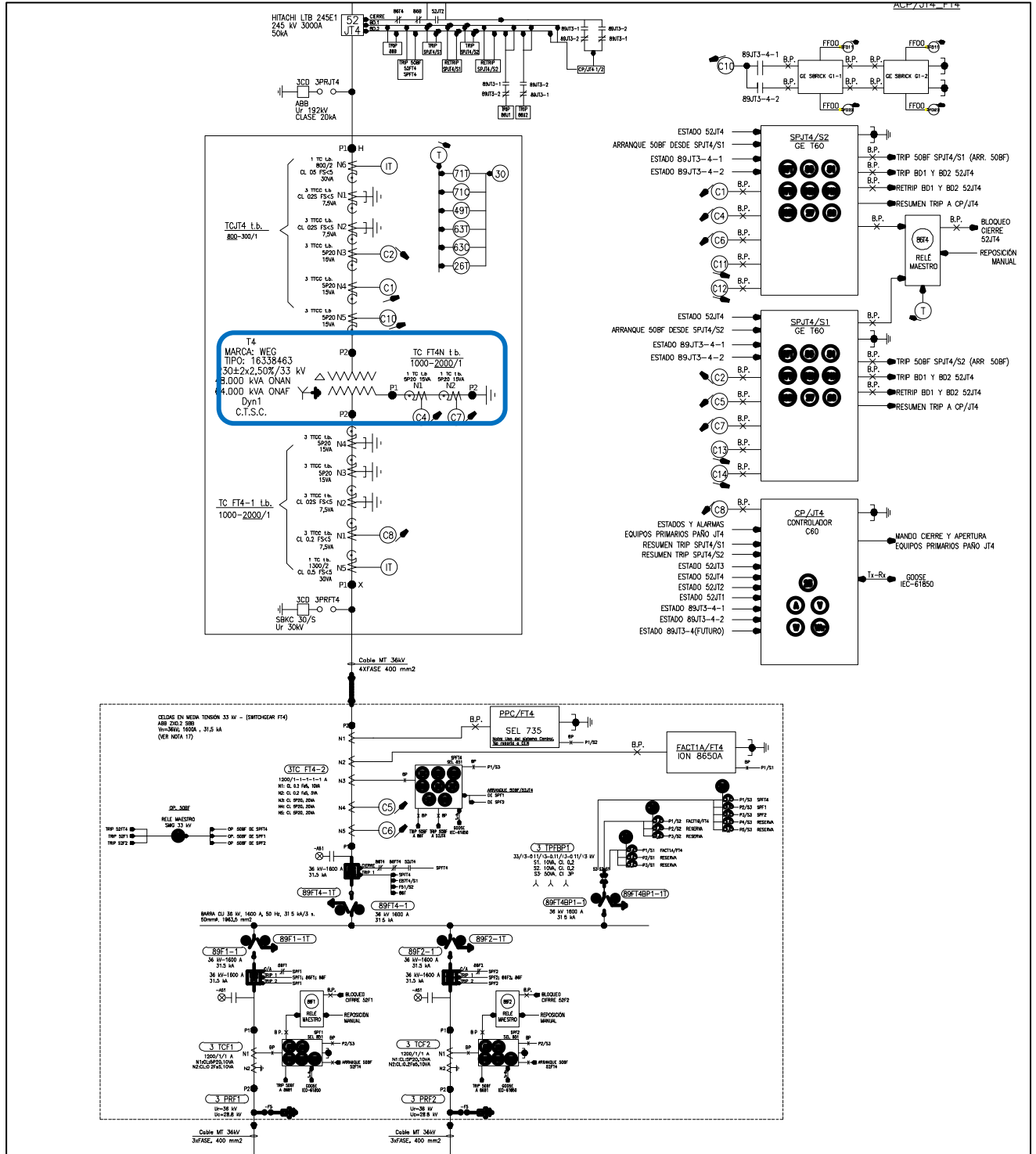


Figura 3.1 – Diagrama unifilar punto de interconexión BESS Alfalfal VR2

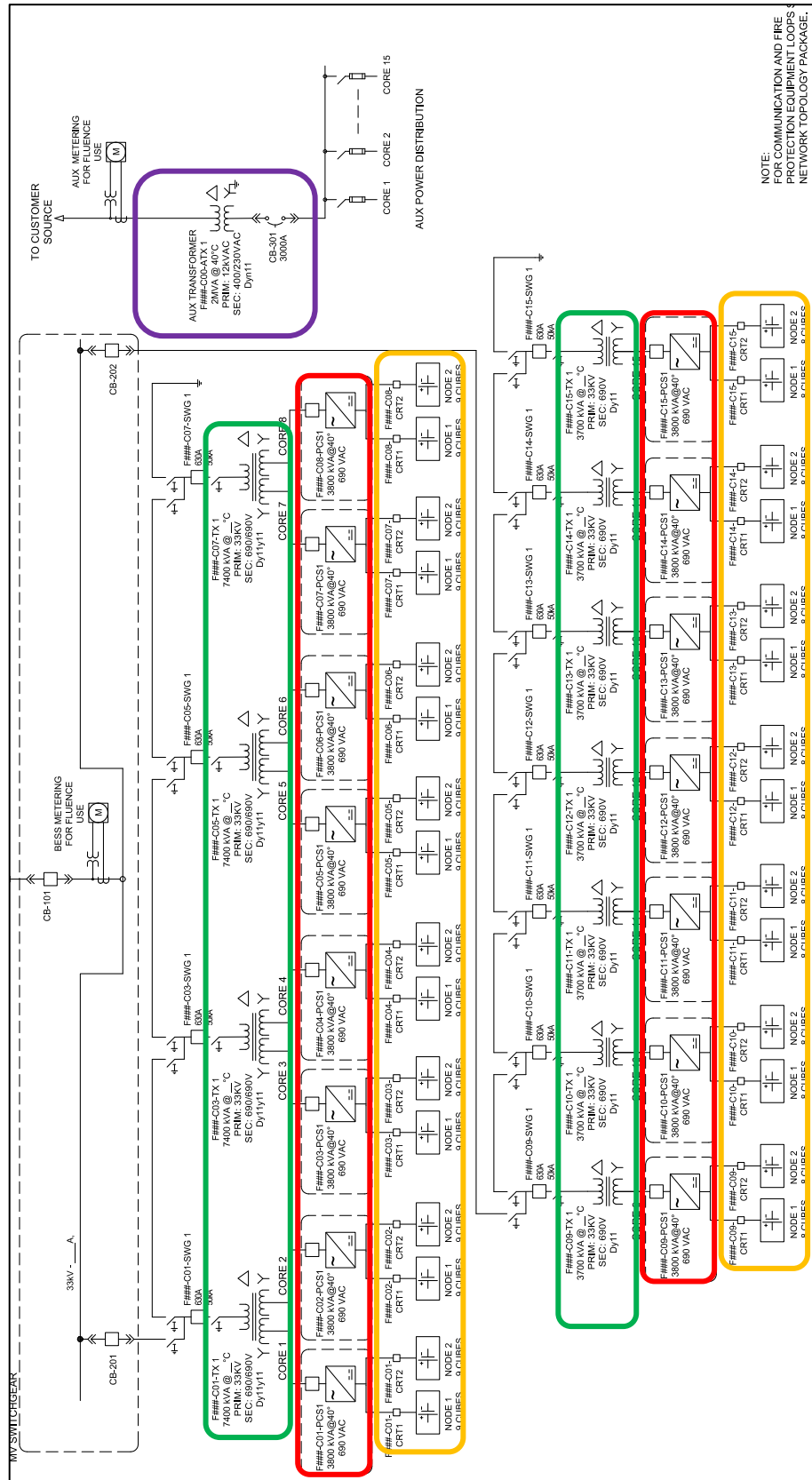


Figura 3.2 – Diagrama unilínea red de media tensión BESS Alfalfal VR2



Con el objetivo de describir correctamente la operación de la instalación en cada uno de los ensayos propuestos, se presenta en la Figura 3.2 el detalle de la red interna del BESS Alfalfal VR2.

En el recuadro **naranja** se muestran los módulos de baterías y el recuadro **rojo** presenta los inversores en cuya salida AC se realiza la medición de potencia bruta.

En el recuadro **verde** se muestran los transformadores de bloque y en el recuadro **azul** de la Figura 3.2 el transformador principal, equipos que concentrarán las pérdidas. La medición de potencia neta se realiza en el lado de media tensión del transformador principal.

Finalmente, en el recuadro **morado** de la Figura 3.2 se muestra el transformador de servicios auxiliares, donde se miden los consumos propios de la instalación, los cuáles junto a los consumos propios de los inversores representan los consumos auxiliares de la instalación en su totalidad.

### 3.2 Datos de los inversores

El BESS Alfalfal VR2 está constituido por quince (15) inversores Power Electronics modelo FP3670K, de 3.67/3.80 MVA (@50/40°C) de capacidad nominal y 690 V de tensión nominal. Los parámetros nominales del inversor se presentan en la Figura 3.3.

		FRAME 1	FRAME 2
NUMBER OF MODULES		4	6
REFERENCES		FP2445K	FP3670K
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C <sup>[1]</sup>	2445	3670
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C <sup>[1]</sup>	2530	3800
	Max. AC Output Current (A) @50°C	2047	3070
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117	3179
	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%	
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60 Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) <sup>[2]</sup>	0.5 leading...0.5 lagging	
	Reactive power compensation	Four quadrant operation	
	DC	DC Voltage Range (full power)	976V-1310V
Maximum DC voltage		1500V	
DC Voltage Ripple		< 3%	
Max. DC continuous current (A)		2646	3969
Max. DC short circuit current (A)		180kA / 5ms	
Battery Technology		All type of batteries (BMS required)	
Battery Connections		Up to 18 positive and 18 negative connections	

Figura 3.3 – Datos de inversor Power Electronics FP3670K



Se aprecia en la Figura 3.4 , que el máximo consumo de potencia en operación es de 10 kW en máxima carga y se considerará dicho valor en el cálculo de consumos de Servicios Auxiliares del parque.

EFFICIENCY & AUX. SUPPLY	Efficiency (Max) ( $\eta$ )	98.87%	98.93%
	Euroeta ( $\eta$ )	98.48%	98.65%
	Max. Power Consumption (kVA)	8	10

Figura 3.4 - Detalle de consumos propios de los inversores.

La curva de capacidad de los inversores cumple con la forma mostrada en la Figura 3.5.

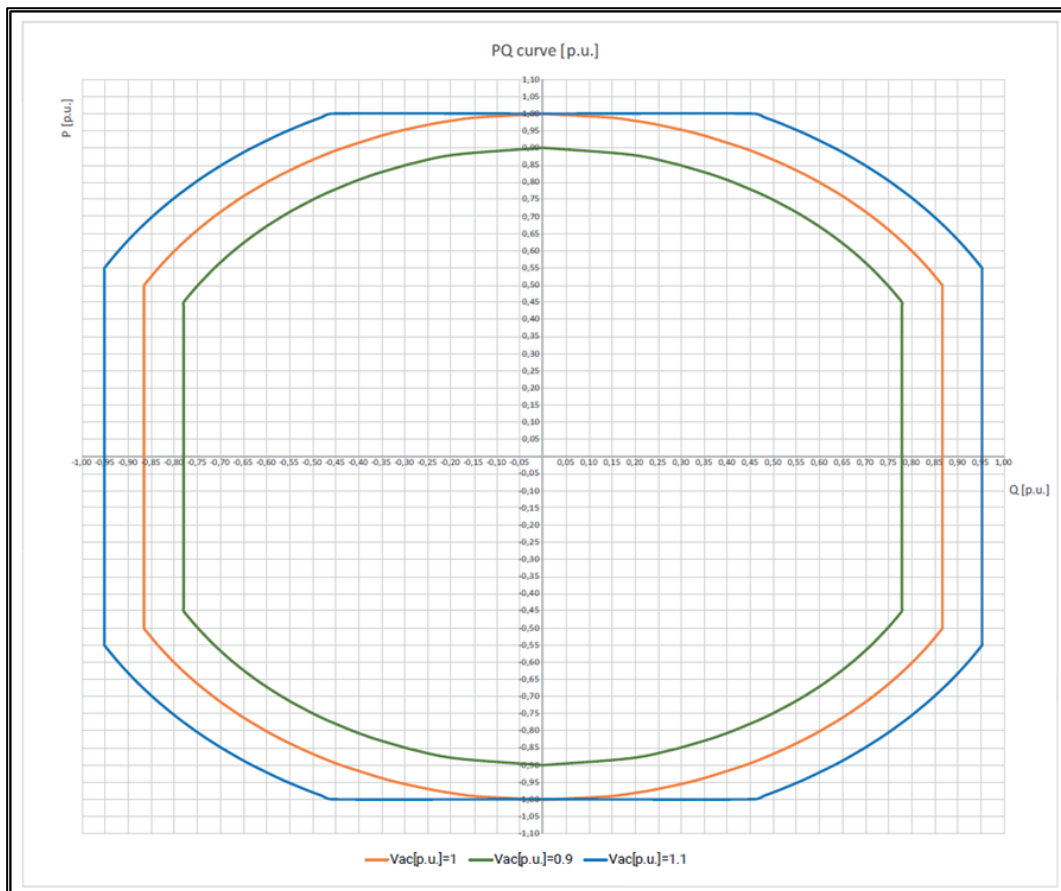


Figura 3.5 – Curva de capacidad del inversor



### 3.3 Datos del transformador principal

El BESS Alfalfal VR2 se interconecta al SEN por medio de un transformador elevador de dos devanados de relación 33 kV / (230 kV  $\pm$  2 x 2.5%) y de capacidad 48/64 MVA (ONAN/ONAF) de potencia aparente nominal. El lado de alta del transformador se conecta a los paños JT1 y JT2, correspondientes al lado de 220 kV de los transformadores elevadores de las unidades 1 y 2 de la central hidroeléctrica Alfalfal. El transformador cuenta con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

A continuación, se presentan en la Tabla 3.1 los parámetros más relevantes para el modelado del transformador.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	48/64MVA
Refrigeración	ONAN/ONAF
Tensión nominal lado HV	230 kV
Tensión nominal lado LV	33 kV
Grupo de conexión	Dyn1
Impedancia	14.63 %
Pérdidas en carga	216.631 kW
Pérdidas en vacío	39.778 kW
Posiciones de TAP	$\pm$ 2 x 2.5%

Tabla 3.1 – Datos del transformador principal



### 3.4 Datos de los transformadores de bloque

El BESS Alfalfal VR2 cuenta con once (11) transformadores de bloque, cuatro (4) de ellos corresponden a transformadores de 3 devanados de 7.6 MVA de potencia aparente nominal cada uno. Los siete (7) restantes corresponden a transformadores de 2 devanados de 3.8 MVA de potencia aparente nominal cada uno.

En ambos casos, el devanado de baja tensión permite la interconexión de los inversores en 690 V y los devanados de media tensión permiten la inyección de potencia en la red de 34.5 kV. Los transformadores cuentan con cambiador de tomas el cual no puede ser operado bajo carga.

A continuación, se presenta en la Tabla 3.2 y Tabla 3.3 los parámetros más relevantes para el modelado de los transformadores.

Parámetro	Valor
Potencia nominal	7600 kVA
Tensión nominal lado HV	34500 V
Tensión nominal lado LV	690 V
Grupo de conexión	Dy11y11
Impedancia	8.0 %
Pérdidas en carga	52 kW
Pérdidas en vacío	6.1 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.2 - Datos de los transformadores de bloque de 3 devanados

Parámetro	Valor
Potencia nominal	3800 kVA
Tensión nominal lado HV	34500 V
Tensión nominal lado LV	690 V
Grupo de conexión	Dy11
Impedancia	7.77 %
Pérdidas en carga	33.2 kW
Pérdidas en vacío	3.27 kW
Posiciones de TAP	$\pm 2 \times 2.5\%$

Tabla 3.3 - Datos de los transformadores de bloque de 2 devanados



### 3.5 Determinación de consumos de SSAA de planta

A través de los ensayos realizados en la planta BESS Alfalfal VR2, se detalla a continuación el dimensionamiento de las cargas esenciales y no esenciales de los servicios auxiliares derivado de las mediciones.

Estos consumos corresponden a consumo de cargas esenciales:

$$P_{SSAA,ESENCIALES} = 0.080 \text{ kW}$$

Consumo de cargas no esenciales:

$$P_{SSAA,NO_ESENCIALES} = 0.0886 \text{ kW}$$

Estos valores han sido verificados en terreno y se presentan fotografías de los medidores en el anexo 6.1. El valor total de cargas, considerando consumos esenciales y no esenciales, es inferior a 1 kW y, por lo tanto, no será considerado en la determinación de los valores de Potencia Máxima.

Cabe destacar que los consumos principales de la subestación vienen alimentados en 12 kV desde la S/E Ex Los Maitenes, tal como se presenta en la Figura 3.6

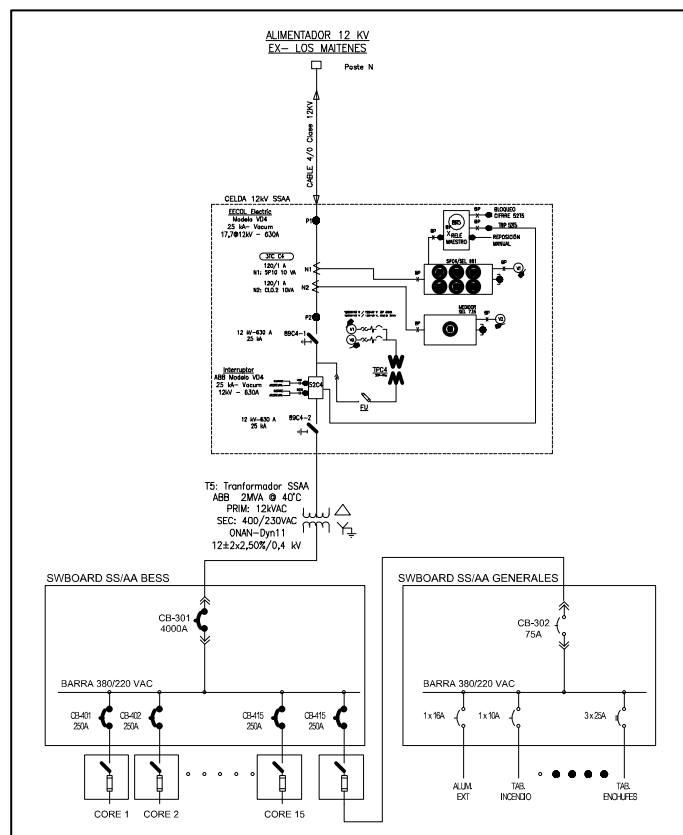


Figura 3.6 – Alimentación de SSAA de la instalación



## 4 DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

La Potencia Máxima corresponde al máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener un sistema de generación y deberá ser obtenido a partir de registros de operación para las distintas condiciones definidas para la instalación.

Tal como se ha informado previamente, se ha considerado la realización de pruebas de potencia máxima en condición de inyección y absorción de potencia, tanto para la operación nominal de la instalación (49.25 MW en barra de 33 kV) como para un valor que permita realizar pruebas de al menos 5 horas de operación (39.40 MW en barra de 33 kV), en línea a los requerimientos actuales para unidades sincrónicas con capacidad de regulación.

Para el caso del BESS Alfalfal VR2 se cuenta con mediciones de la potencia inyectada/absorbida proveniente de todos los inversores y de la potencia registrada en la salida de la instalación en 33 kV. A partir de estas mediciones, se determinarán los valores de Potencia Bruta y Potencia Neta de la instalación.

Para la prueba de Potencia Máxima realizada, se reportan los valores de potencia según se desglosan en la siguiente tabla de resultados, las definiciones se encuentran a continuación.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [kW]	Pérdidas en la central [kW]	Potencia Neta [MW]
BESS Alfalfal VR2	(1)	(2)	(3)	(4)

Tabla 4.1 – Tabla resumen de valores a presentar

- (1) **Potencia Bruta del Parque:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del BESS Alfalfal VR2.
- (2) **Potencia de SS.AA.:** Corresponde a la suma de los consumos propios promedio de cada inversor estimados en kW x Cantidad de inversores (considerando todos los inversores en servicio), más los SS.AA. de la central
- (3) **Pérdidas en la central:** Corresponde a la suma de las pérdidas en el transformador de poder de la central (kW) y de las pérdidas en el sistema colector de media tensión.
- (4) **Potencia Neta del parque:** Potencia inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal de la instalación.





Cabe mencionar que los valores resumidos en la Tabla 4.1 serán presentados para 4 escenarios de operación en línea con las pruebas realizadas según el procedimiento de ensayos aprobado por el Coordinador, basado en la normativa indicada en el capítulo 2.

Los escenarios operativos para considerar son:

- Ciclo de carga a 49.25 MW en la barra principal de 33 kV – Operación nominal
- Ciclo de descarga a 49.25 MW en la barra principal de 33 kV – Operación nominal
- Ciclo de carga a 39.4 MW en la barra principal de 33 kV – En condiciones de Anexo Técnico
- Ciclo de descarga a 39.4 MW en la barra principal de 33 kV – En condiciones de Anexo Técnico



## 4.1 Ciclo de carga – Operación nominal

El día 2 de noviembre de 2023 se realiza el ensayo de Potencia Máxima considerando la instalación completamente operativa y en la condición nominal de 49.25 MW de absorción de potencia desde el sistema.

En la Figura 4.1 se presenta la potencia absorbida en la barra principal de 33 kV ( $P_{33kV}$ ) de la instalación, se observa un valor medio de -49.25 MW durante todo el ciclo de carga. En la Figura 4.2 se muestra la suma de potencia medida en bornes de todos los inversores ( $P_{INV}$ ) registrada en los ensayos.

En las Figura 4.3 se muestra la evolución del estado de carga, el cual evoluciona desde su valor mínimo (cercano al 0%) hasta su valor máximo (cercano al 100%). En tanto, en la Figura 4.4 se presenta la tensión media registrada en los arreglos de baterías. Finalmente, la Figura 4.5 muestra la temperatura media de los arreglos de baterías.

Se han marcado los siguientes hitos durante el ciclo de carga:

- T1 [12:40:34 horas] – Inicio de rampa de potencia activa a -49.25 MW
- T2 [12:45:15 horas] – Inicio de operación estable a -49.25 MW
- T3 [17:16:43 horas] – Fin de operación estable a -49.25 MW
- T4 [17:37:43 horas] – Fin de carga, se alcanza SOC máximo

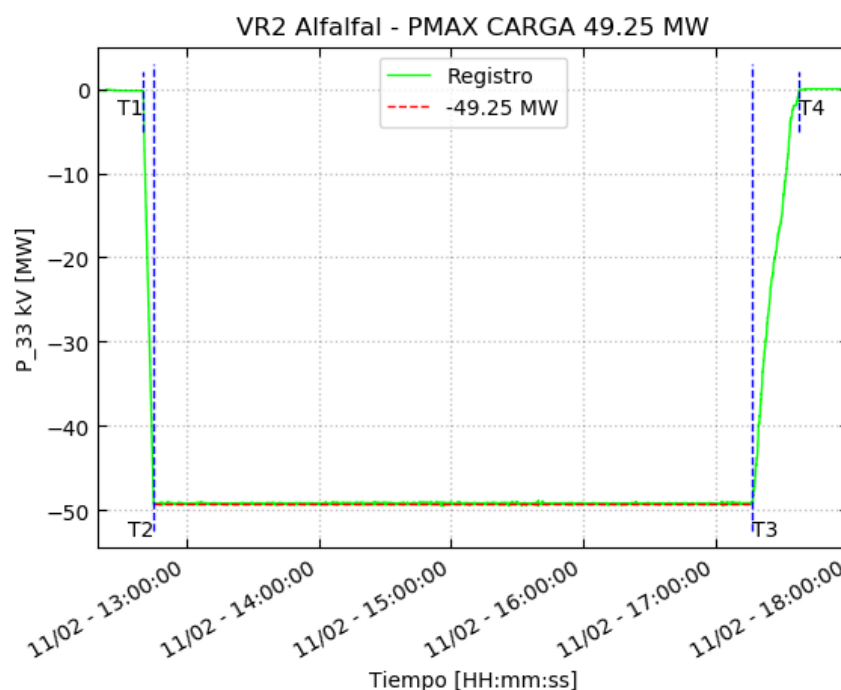


Figura 4.1 – Ciclo de carga – Operación nominal – Potencia en barra de 33 kV

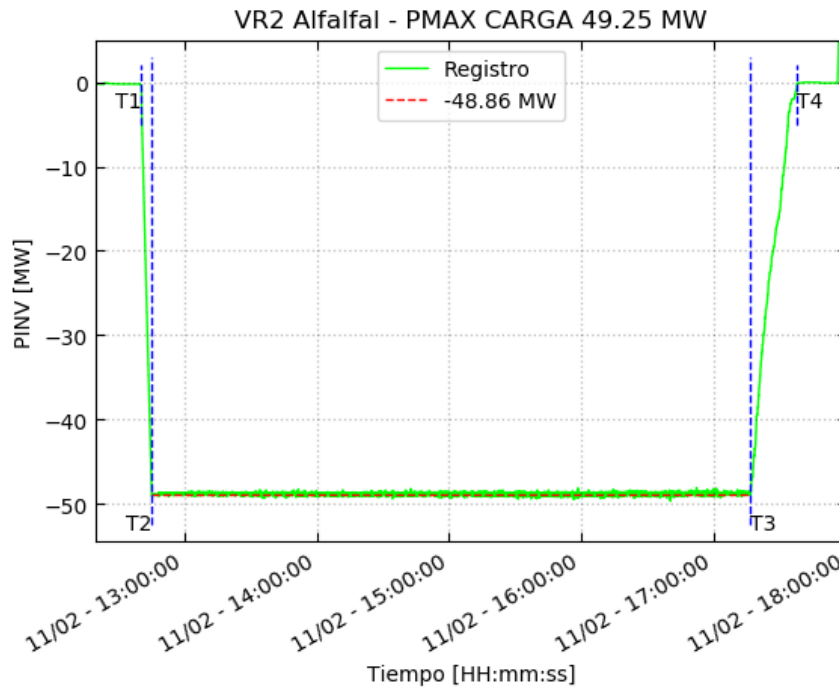


Figura 4.2 – Ciclo de carga – Operación nominal – Potencia inversores

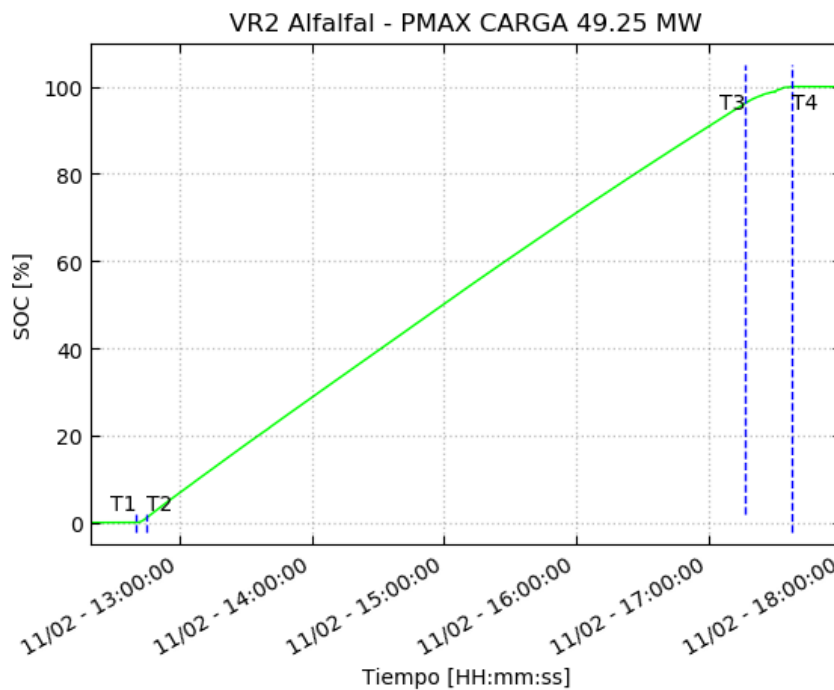


Figura 4.3 – Ciclo de carga – Operación nominal – Estado de carga de baterías

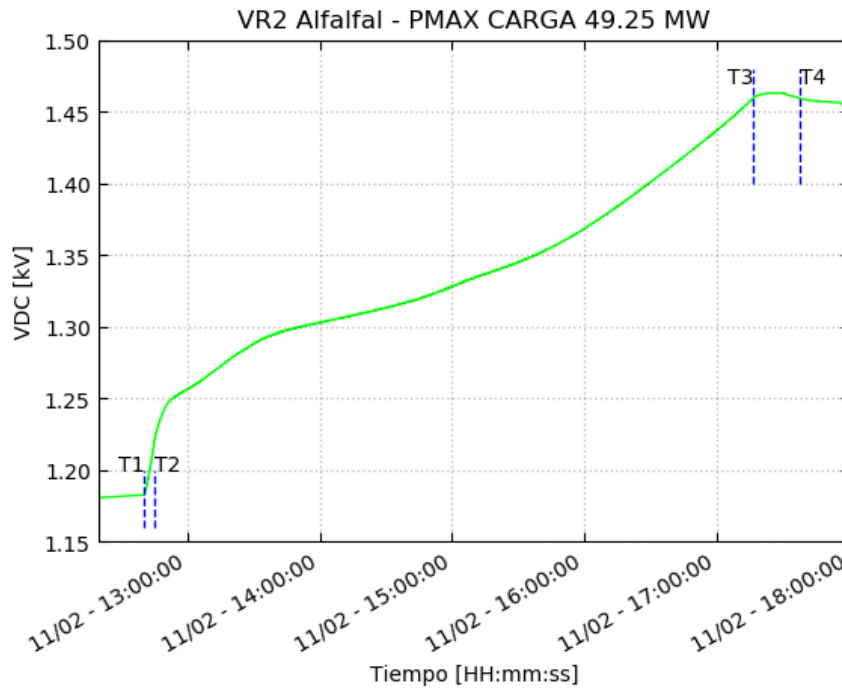


Figura 4.4 – Ciclo de carga – Operación nominal – Tensión de baterías

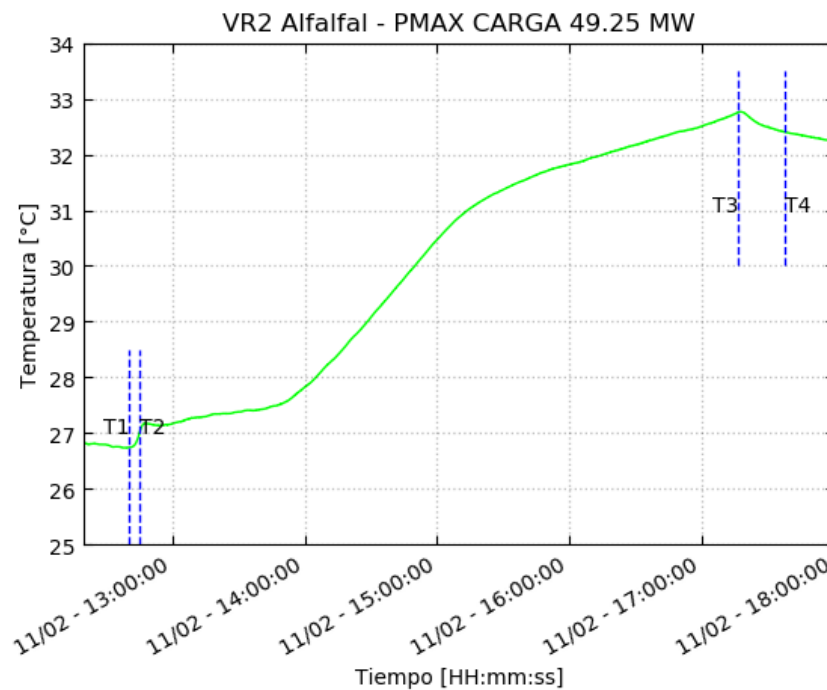


Figura 4.5 – Ciclo de carga – Operación nominal – Temperatura de baterías



#### 4.1.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de los inversores presentada en la Figura 4.2 se realiza en bornes de los equipos, para la determinación de **Potencia Bruta** ( $P_{bruta}$ ) se deben agregar los consumos propios de cada inversor.

En base a lo presentado en la Figura 3.4 se han estimado los consumos propios de cada inversor en 10 kW, por lo tanto, el valor de potencia bruta queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = \sum_i P_{INV_i} + \sum_i \text{Consumos propios}_i$$
$$P_{bruta} = -48.86 \text{ MW} + 15 \times 0.01 \text{ MW} = -48.71 \text{ MW}$$

#### 4.1.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** ( $P_{SSAA}$ ) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación.

Tal como se ha mencionado, los consumos propios de cada inversor se ha dimensionado en 10 kW. En tanto, la potencia de servicios auxiliares de la instalación no ha sido considerada por ser de una magnitud muy baja, según se muestra en la sección 3.5.

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = \sum_i \text{Consumos propios}_i$$
$$P_{SSAA} = 15 \times 0.01 \text{ MW} = 0.15 \text{ MW}$$

#### 4.1.3 Potencia de Pérdidas en la central

La **Potencia de Pérdidas en la central** ( $P_{perd,central}$ ) corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión y el transformador de principal de poder de la instalación.

En base a las mediciones obtenidas durante el ensayo de potencia máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la red de media tensión se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en bornes de los inversores y la potencia medida en la barra de 33 kV de la instalación.

A este valor hay que agregarle las pérdidas estimadas en el transformador principal para obtener las pérdidas totales de la instalación.



La expresión para el cálculo de Potencia de Pérdidas en la central en la red de media tensión ( $P_{perd,MT}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = -48.86 \text{ MW} - (-49.25 \text{ MW}) = 0.39 \text{ MW}$$

Este valor de potencia de pérdidas se asocia en su totalidad a los transformadores de bloque de los inversores. Cabe mencionar que los cables de media tensión que componen la red colectora son de reducidas dimensiones y han sido despreciados en el modelamiento de red.

Las pérdidas del transformador principal ( $P_{perd,tr_{ppal}}$ ) consideran el valor de pérdidas en vacío junto a las pérdidas en carga según la siguiente expresión.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,tr_{ppal}} + P_{perd,vacío,tr_{ppal}}$$

El valor de pérdidas en vacío es de 39.778 kW según lo mostrado en la Tabla 3.1, en tanto, las pérdidas en carga deben estimarse según la condición de operación del transformador.

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,nom,tr_{ppal}} \times \left( \frac{P_{33kV}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = 216.631 \text{ kW} \times \left( \frac{49.25 \text{ MW}}{64 \text{ MVA}} \right)^2 = 128.284 \text{ kW}$$

$$P_{perd,tr_{ppal}} = 128.284 \text{ kW} + 39.778 \text{ kW} = 0.1681 \text{ MW}$$

Entonces, el valor total de Potencia de Pérdidas en la central es el siguiente.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT} + P_{perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{perd,central} = 0.39 \text{ MW} + 0.1681 \text{ MW} = 0.5581 \text{ MW}$$



#### 4.1.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia absorbida en el lado de 220 kV del transformador principal de la instalación y se determina según la siguiente expresión.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd, tr_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = -49.25 \text{ MW} - 0.1681 \text{ MW} = -49.4181 \text{ MW}$$

#### 4.1.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS Alfalfal VR2	-48.7100	0.1500	0.5581	-49.4181

Tabla 4.2 – Potencia Máxima – Ciclo de carga – Operación nominal



## 4.2 Ciclo de descarga – Operación nominal

El día 2 de noviembre de 2023 se realiza el ensayo de Potencia Máxima considerando la instalación completamente operativa y en la condición nominal de 49.25 MW de inyección de potencia hacia el sistema.

En la Figura 4.6 se presenta la potencia absorbida en la barra principal de 33 kV ( $P_{33kV}$ ) de la instalación, se observa un valor medio de 49.25 MW durante todo el ciclo de descarga. En la Figura 4.7 se muestra la suma de potencia medida en bornes de todos los inversores ( $P_{INV}$ ) registrada en los ensayos.

En las Figura 4.8 se muestra la evolución del estado de carga, el cual evoluciona desde su valor máximo (cercano al 100%) hasta su valor mínimo (cercano al 0%). En tanto, en la Figura 4.9 se presenta la tensión media registrada en los arreglos de baterías. Finalmente, la Figura 4.10 muestra la temperatura media de los arreglos de baterías.

Se han marcado los siguientes hitos durante el ciclo de descarga:

- T1 [17:56:02 horas] – Inicio de rampa de potencia activa a 49.25 MW
- T2 [18:01:02 horas] – Inicio de operación estable a 49.25 MW
- T3 [22:05:01 horas] – Fin de operación estable a 49.25 MW
- T4 [22:49:00 horas] – Fin de descarga, se alcanza SOC mínimo

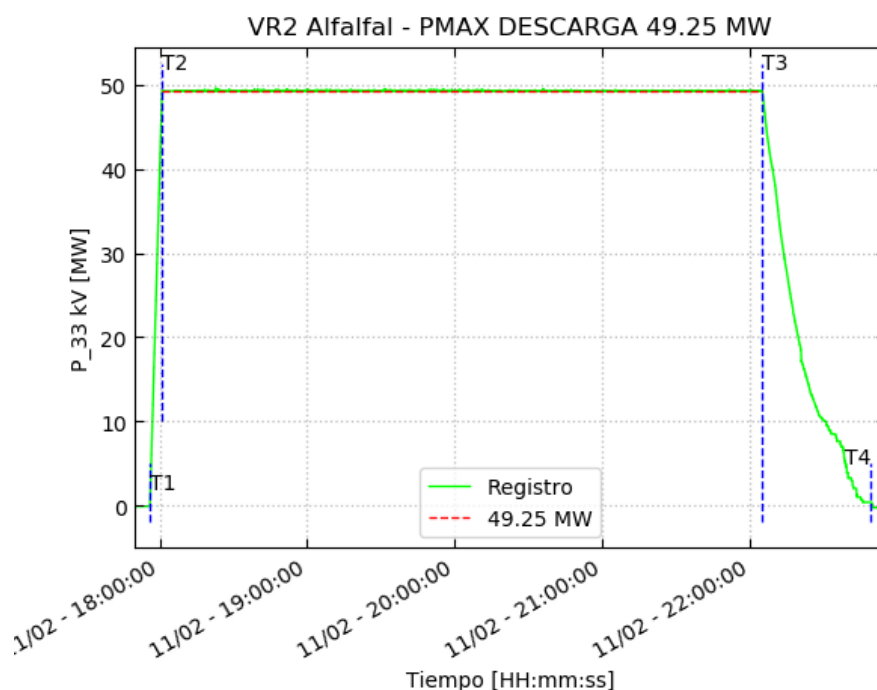


Figura 4.6 – Ciclo de descarga – Operación nominal – Potencia en barra de 33 kV



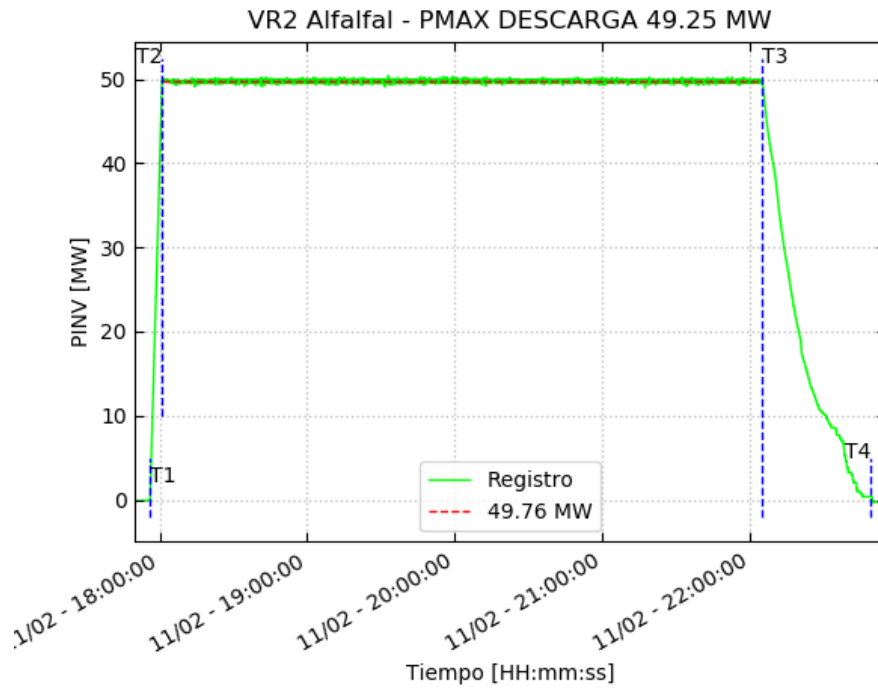


Figura 4.7 – Ciclo de descarga – Operación nominal – Potencia inversores

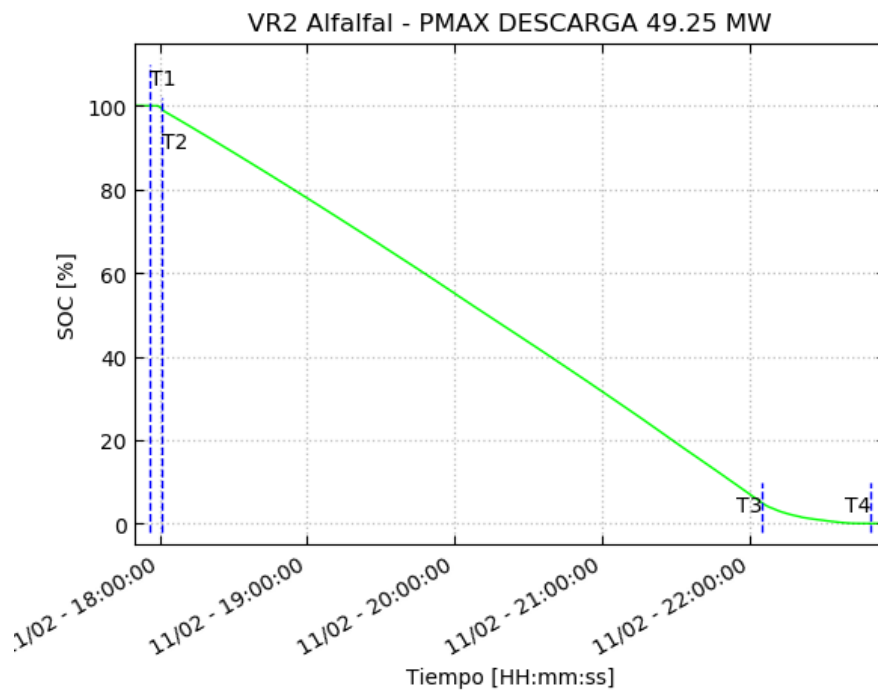


Figura 4.8 – Ciclo de descarga – Operación nominal – Estado de carga de baterías

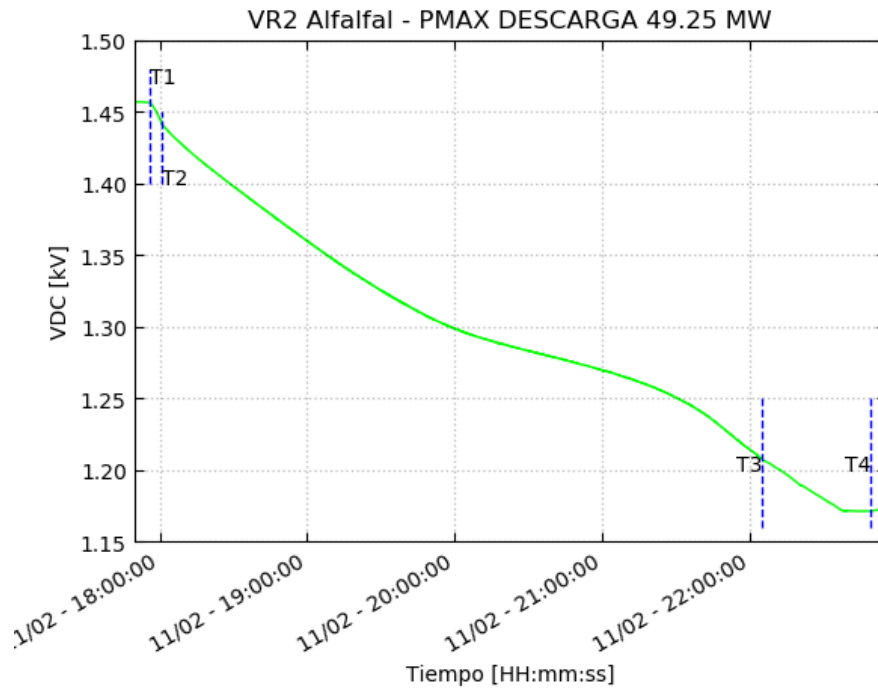


Figura 4.9 – Ciclo de descarga – Operación nominal – Tensión de baterías

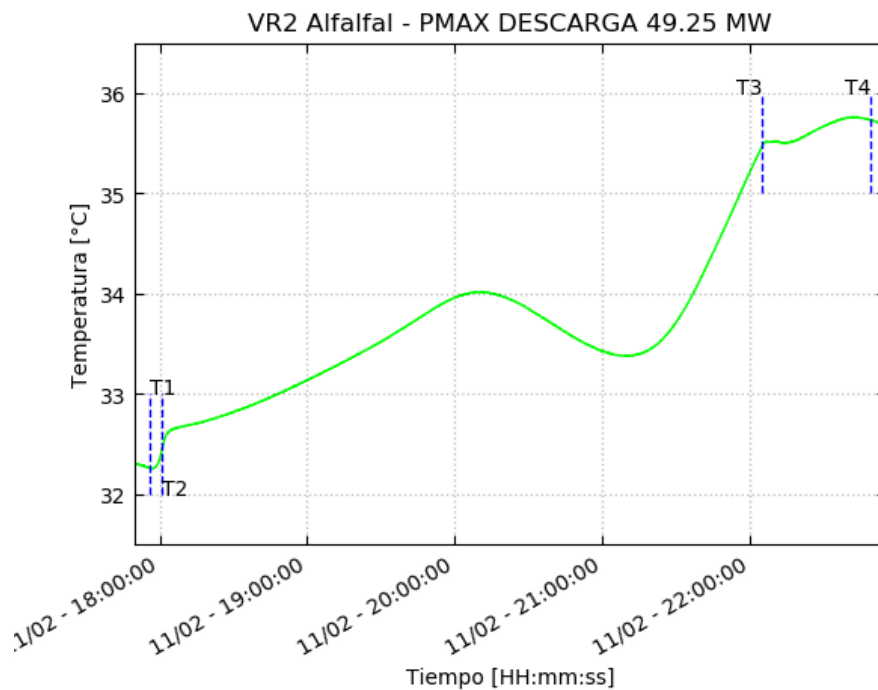


Figura 4.10 – Ciclo de descarga – Operación nominal – Temperatura de baterías



#### 4.2.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de los inversores presentada en la Figura 4.7 se realiza en bornes de los equipos, para la determinación de **Potencia Bruta** ( $P_{bruta}$ ) se deben agregar los consumos propios de cada inversor.

En base a lo presentado en la Figura 3.4 se han estimado los consumos propios de cada inversor en 10 kW, por lo tanto, el valor de potencia bruta queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = \sum_i P_{INV_i} + \sum_i Consumos\ propios_i$$
$$P_{bruta} = 49.76\ MW + 15 \times 0.01\ MW = 49.91\ MW$$

#### 4.2.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** ( $P_{SSAA}$ ) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación.

Tal como se ha mencionado, los consumos propios de cada inversor se ha dimensionado en 10 kW. En tanto, la potencia de servicios auxiliares de la instalación no ha sido considerada por ser de una magnitud muy baja, según se muestra en la sección 3.5.

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = \sum_i Consumos\ propios_i$$
$$P_{SSAA} = 15 \times 0.01\ MW = 0.15\ MW$$

#### 4.2.3 Potencia de Pérdidas en la central

La **Potencia de Pérdidas en la central** ( $P_{perd,central}$ ) corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión y el transformador de principal de poder de la instalación.

En base a las mediciones obtenidas durante el ensayo de potencia máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la red de media tensión se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en bornes de los inversores y la potencia medida en la barra de 33 kV de la instalación.

A este valor hay que agregarle las pérdidas estimadas en el transformador principal para obtener las pérdidas totales de la instalación.



La expresión para el cálculo de Potencia de Pérdidas en la central en la red de media tensión ( $P_{perd,MT}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = 49.76 \text{ MW} - 49.25 \text{ MW} = 0.51 \text{ MW}$$

Este valor de potencia de pérdidas se asocia en su totalidad a los transformadores de bloque de los inversores. Cabe mencionar que los cables de media tensión que componen la red colectora son de reducidas dimensiones y han sido despreciados en el modelamiento de red.

Las pérdidas del transformador principal ( $P_{perd,tr_{ppal}}$ ) consideran el valor de pérdidas en vacío junto a las pérdidas en carga según la siguiente expresión.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,tr_{ppal}} + P_{perd,vacío,tr_{ppal}}$$

El valor de pérdidas en vacío es de 39.778 kW según lo mostrado en la Tabla 3.1, en tanto, las pérdidas en carga deben estimarse según la condición de operación del transformador.

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,nom,tr_{ppal}} \times \left( \frac{P_{33kV}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = 216.631 \text{ kW} \times \left( \frac{49.25 \text{ MW}}{64 \text{ MVA}} \right)^2 = 128.284 \text{ kW}$$

$$P_{perd,tr_{ppal}} = 128.284 \text{ kW} + 39.778 \text{ kW} = 0.1681 \text{ MW}$$

Entonces, el valor total de Potencia de Pérdidas en la central es el siguiente.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT} + P_{perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{perd,central} = 0.51 \text{ MW} + 0.1681 \text{ MW} = 0.6781 \text{ MW}$$



#### 4.2.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia inyectada en el lado de 220 kV del transformador principal de la instalación y se determina según la siguiente expresión.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd, tr_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = 49.25 \text{ MW} - 0.1681 \text{ MW} = 49.0819 \text{ MW}$$

#### 4.2.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS Alfalfal VR2	49.9100	0.1500	0.6781	49.0819

Tabla 4.3 – Potencia Máxima – Ciclo de descarga – Operación nominal



### 4.3 Ciclo de carga – Anexo técnico

El día 3 de noviembre de 2023 se realiza el ensayo de Potencia Máxima considerando la instalación completamente operativa y en la condición 39.4 MW de absorción de potencia desde el sistema con tal de lograr la operación estable durante al menos 5 horas, en concordancia con los términos del Anexo Técnico de potencia máxima.

En la Figura 4.11 se presenta la potencia absorbida en la barra principal de 33 kV ( $P_{33kV}$ ) de la instalación, se observa un valor medio de -39.4 MW durante todo el ciclo de carga. En la Figura 4.12 se muestra la suma de potencia medida en bornes de todos los inversores ( $P_{INV}$ ) registrada en los ensayos.

En las Figura 4.13 se muestra la evolución del estado de carga, el cual evoluciona desde su valor mínimo (cercano al 0%) hasta su valor máximo (cercano al 100%). En tanto, en la Figura 4.14 se presenta la tensión media registrada en los arreglos de baterías. Finalmente, la Figura 4.15 muestra la temperatura media de los arreglos de baterías.

Se han marcado los siguientes hitos durante el ciclo de carga:

- T1 [6:11:57 horas] – Inicio de rampa de potencia activa a -39.4 MW
- T2 [6:15:40 horas] – Inicio de operación estable a -39.4 MW
- T3 [12:01:03 horas] – Fin de operación estable a -39.4 MW
- T4 [12:15:37 horas] – Fin de carga, se alcanza SOC máximo

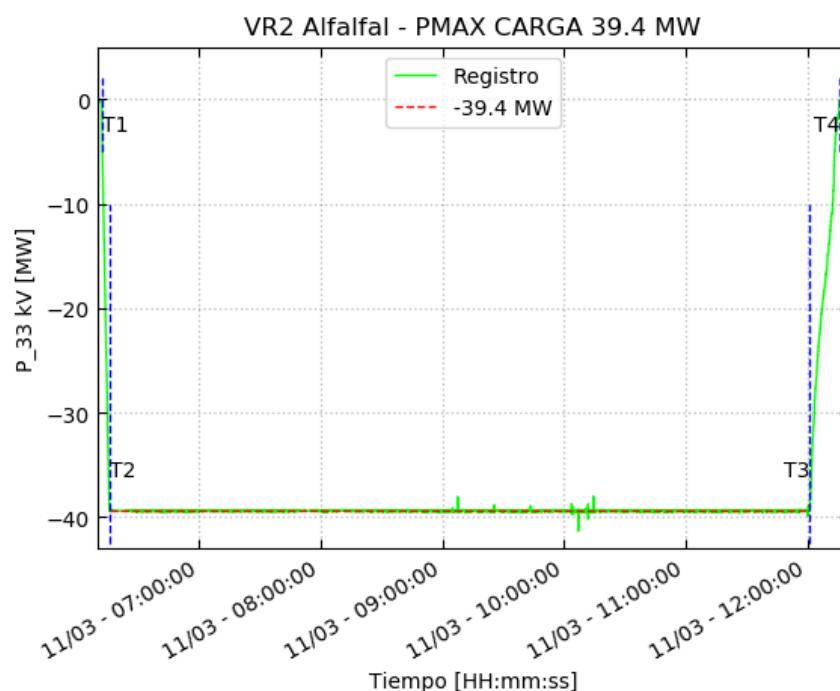


Figura 4.11 – Ciclo de carga – Anexo técnico – Potencia en barra de 33 kV

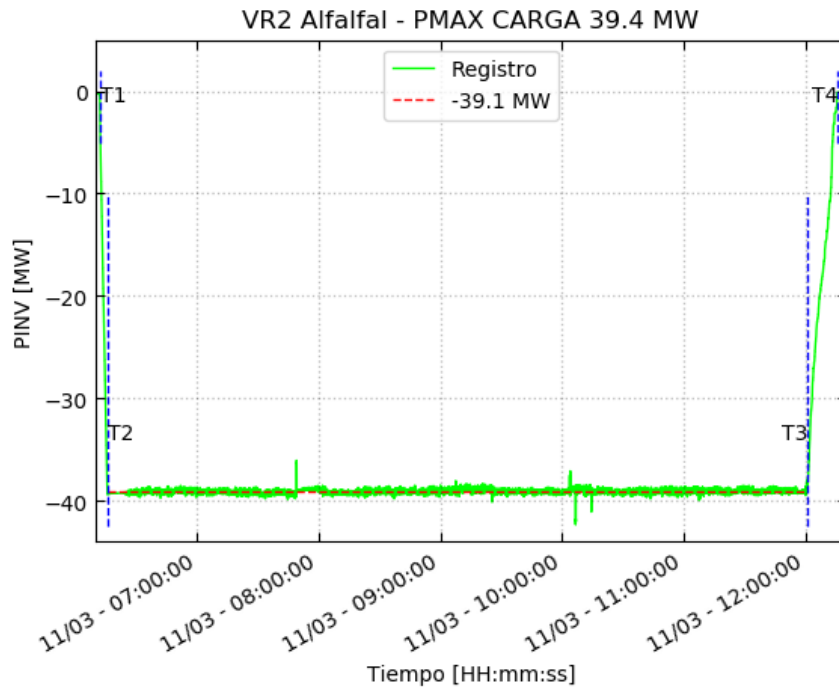


Figura 4.12 – Ciclo de carga – Anexo técnico – Potencia inversores

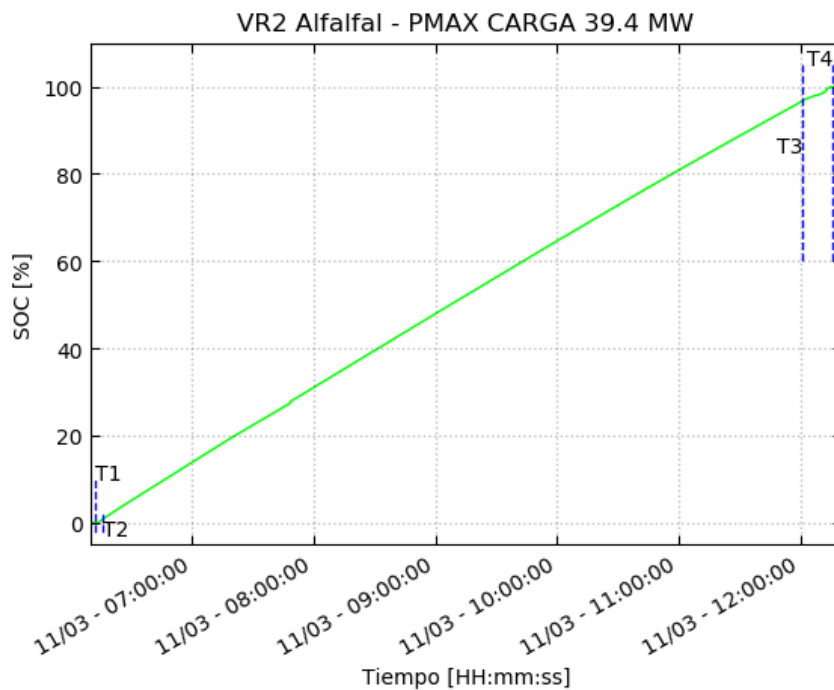


Figura 4.13 – Ciclo de carga – Anexo técnico – Estado de carga de baterías

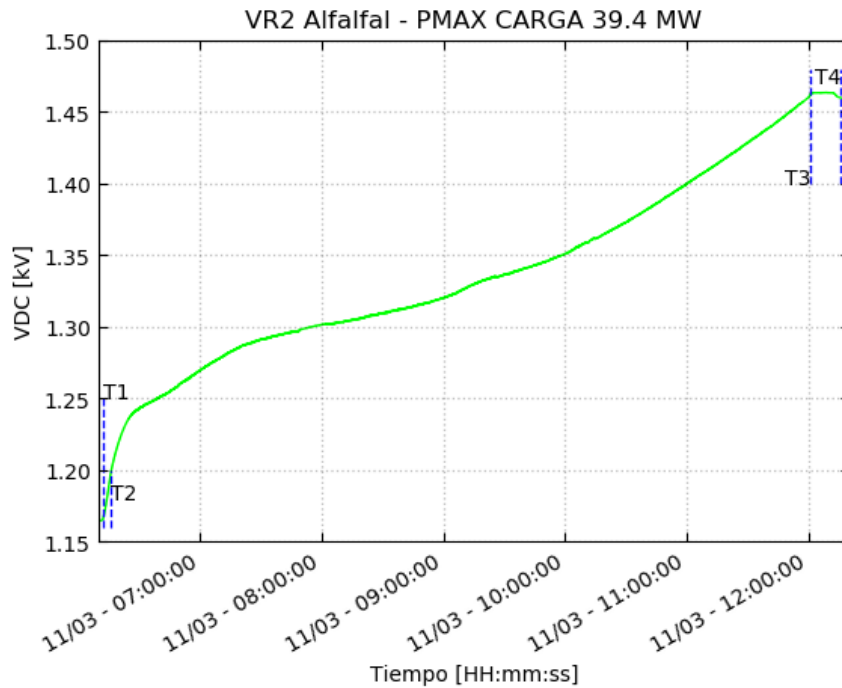


Figura 4.14 – Ciclo de carga – Anexo técnico – Tensión de baterías

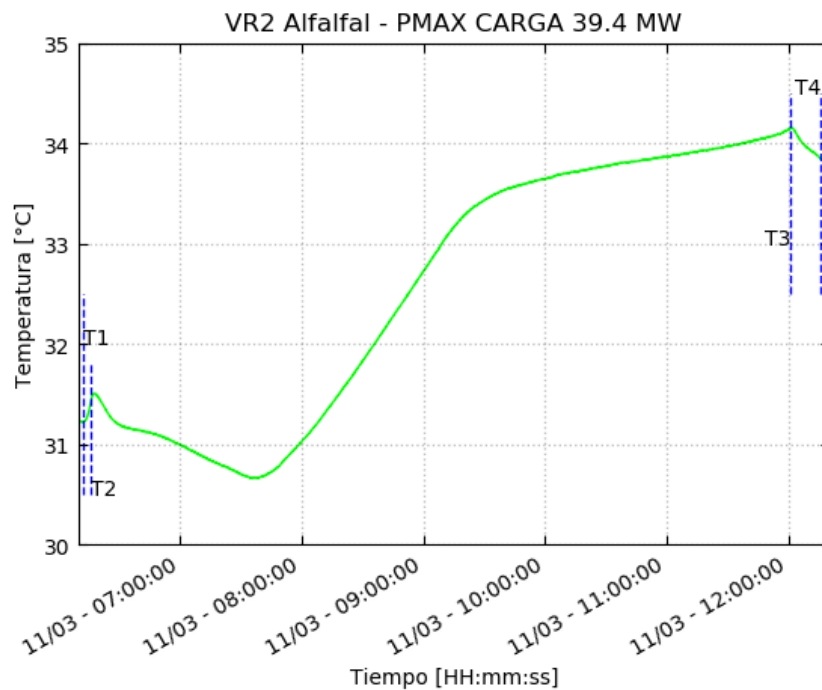


Figura 4.15 – Ciclo de carga – Anexo técnico – Temperatura de baterías





### 4.3.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de los inversores presentada en la Figura 4.12 se realiza en bornes de los equipos, para la determinación de **Potencia Bruta** ( $P_{bruta}$ ) se deben agregar los consumos propios de cada inversor.

En base a lo presentado en la Figura 3.4 se han estimado los consumos propios de cada inversor en 10 kW, por lo tanto, el valor de potencia bruta queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = \sum_i P_{INV_i} + \sum_i Consumos\ propios_i$$
$$P_{bruta} = -39.10\ MW + 15 \times 0.01\ MW = -38.95\ MW$$

### 4.3.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** ( $P_{SSAA}$ ) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación.

Tal como se ha mencionado, los consumos propios de cada inversor se ha dimensionado en 10 kW. En tanto, la potencia de servicios auxiliares de la instalación no ha sido considerada por ser de una magnitud muy baja, según se muestra en la sección 3.5.

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = \sum_i Consumos\ propios_i$$
$$P_{SSAA} = 15 \times 0.01\ MW = 0.15\ MW$$

### 4.3.3 Potencia de Pérdidas en la central

La **Potencia de Pérdidas en la central** ( $P_{perd,central}$ ) corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión y el transformador de principal de poder de la instalación.

En base a las mediciones obtenidas durante el ensayo de potencia máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la red de media tensión se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en bornes de los inversores y la potencia medida en la barra de 33 kV de la instalación.

A este valor hay que agregarle las pérdidas estimadas en el transformador principal para obtener las pérdidas totales de la instalación.



La expresión para el cálculo de Potencia de Pérdidas en la central en la red de media tensión ( $P_{perd,MT}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = -39.10 \text{ MW} - (-39.40 \text{ MW}) = 0.30 \text{ MW}$$

Este valor de potencia de pérdidas se asocia en su totalidad a los transformadores de bloque de los inversores. Cabe mencionar que los cables de media tensión que componen la red colectora son de reducidas dimensiones y han sido despreciados en el modelamiento de red.

Las pérdidas del transformador principal ( $P_{perd,tr_{ppal}}$ ) consideran el valor de pérdidas en vacío junto a las pérdidas en carga según la siguiente expresión.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,tr_{ppal}} + P_{perd,vacío,tr_{ppal}}$$

El valor de pérdidas en vacío es de 39.778 kW según lo mostrado en la Tabla 3.1, en tanto, las pérdidas en carga deben estimarse según la condición de operación del transformador.

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,nom,tr_{ppal}} \times \left( \frac{P_{33kV}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = 216.631 \text{ kW} \times \left( \frac{39.4 \text{ MW}}{64 \text{ MVA}} \right)^2 = 82.102 \text{ kW}$$

$$P_{perd,tr_{ppal}} = 82.102 \text{ kW} + 39.778 \text{ kW} = 0.1219 \text{ MW}$$

Entonces, el valor total de Potencia de Pérdidas en la central es el siguiente.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT} + P_{perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{perd,central} = 0.30 \text{ MW} + 0.1219 \text{ MW} = 0.4219 \text{ MW}$$



#### 4.3.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia absorbida en el lado de 220 kV del transformador principal de la instalación y se determina según la siguiente expresión.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd, tr_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = -39.40 \text{ MW} - 0.1219 \text{ MW} = -39.5219 \text{ MW}$$

#### 4.3.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS Alfalfal VR2	-38.9500	0.1500	0.4219	-39.5219

Tabla 4.4 – Potencia Máxima – Ciclo de carga – Anexo técnico



#### 4.4 Ciclo de descarga – Anexo Técnico

El día 3 de noviembre de 2023 se realiza el ensayo de Potencia Máxima considerando la instalación completamente operativa y en la condición nominal de 39.4 MW de inyección de potencia hacia el sistema con tal de lograr la operación estable durante al menos 5 horas, en concordancia con los términos del Anexo Técnico de potencia máxima.

En la Figura 4.16 se presenta la potencia absorbida en la barra principal de 33 kV ( $P_{33kV}$ ) de la instalación, se observa un valor medio de 39.4 MW durante todo el ciclo de descarga. En la Figura 4.17 se muestra la suma de potencia medida en bornes de todos los inversores ( $P_{INV}$ ) registrada en los ensayos.

En las Figura 4.18 se muestra la evolución del estado de carga, el cual evoluciona desde su valor máximo (cercano al 100%) hasta su valor mínimo (cercano al 0%). En tanto, en la Figura 4.19 se presenta la tensión media registrada en los arreglos de baterías. Finalmente, la Figura 4.20 muestra la temperatura media de los arreglos de baterías.

Se han marcado los siguientes hitos durante el ciclo de descarga:

- T1 [12:38:16 horas] – Inicio de rampa de potencia activa a 39.4 MW
- T2 [12:42:13 horas] – Inicio de operación estable a 39.4 MW
- T3 [17:57:35 horas] – Fin de operación estable a 39.4 MW
- T4 [18:30:00 horas] – Fin de descarga, se alcanza SOC mínimo

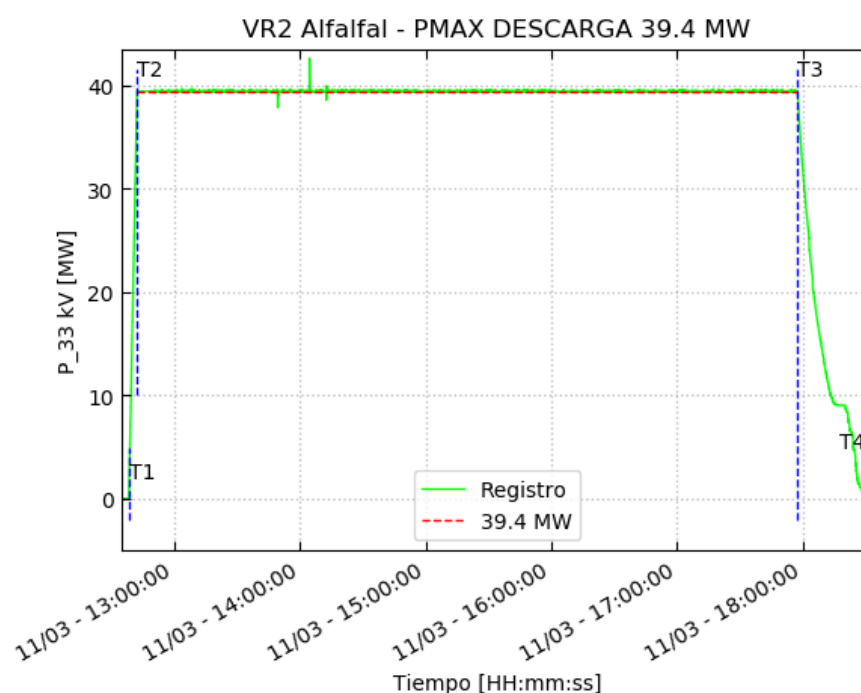


Figura 4.16 – Ciclo de descarga – Anexo técnico – Potencia en barra de 33 kV

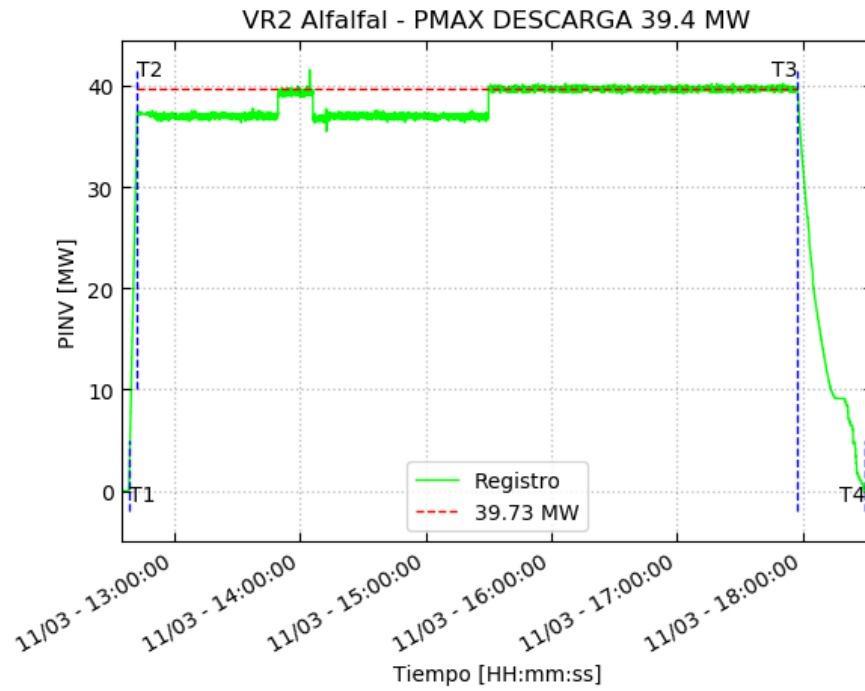


Figura 4.17 – Ciclo de descarga – Anexo técnico – Potencia inversores

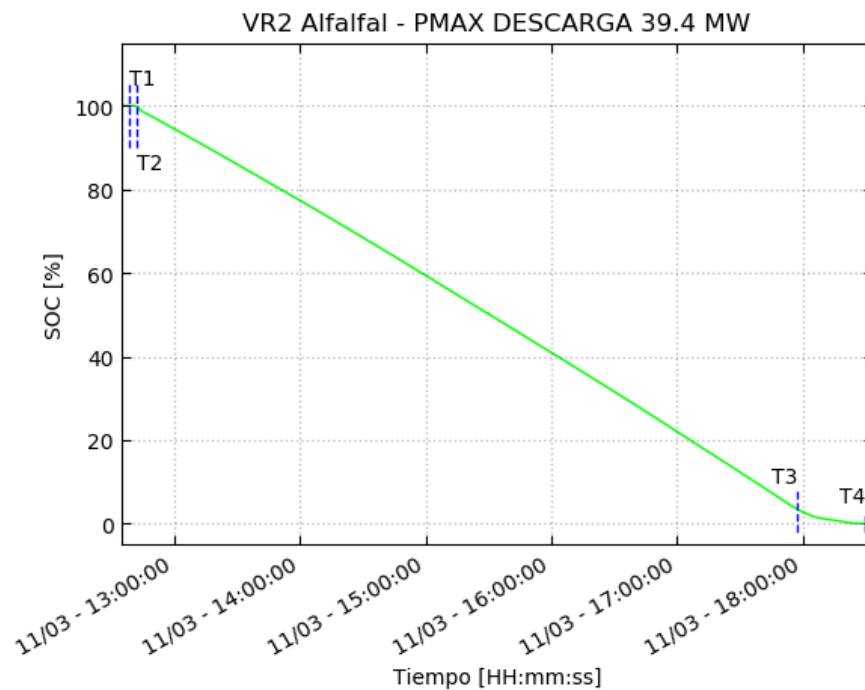


Figura 4.18 – Ciclo de descarga – Anexo técnico – Estado de carga de baterías

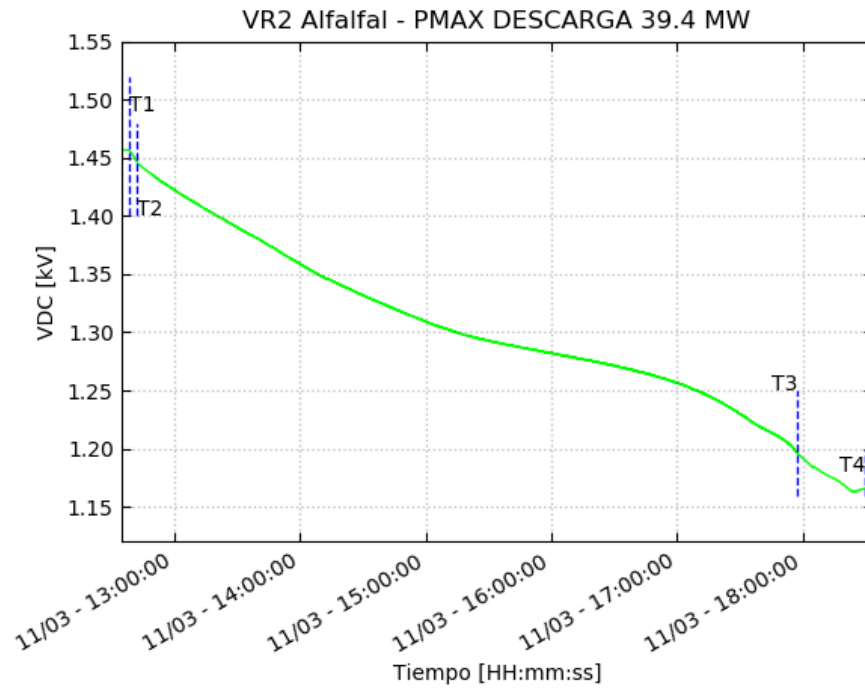


Figura 4.19 – Ciclo de descarga – Anexo técnico – Tensión de baterías

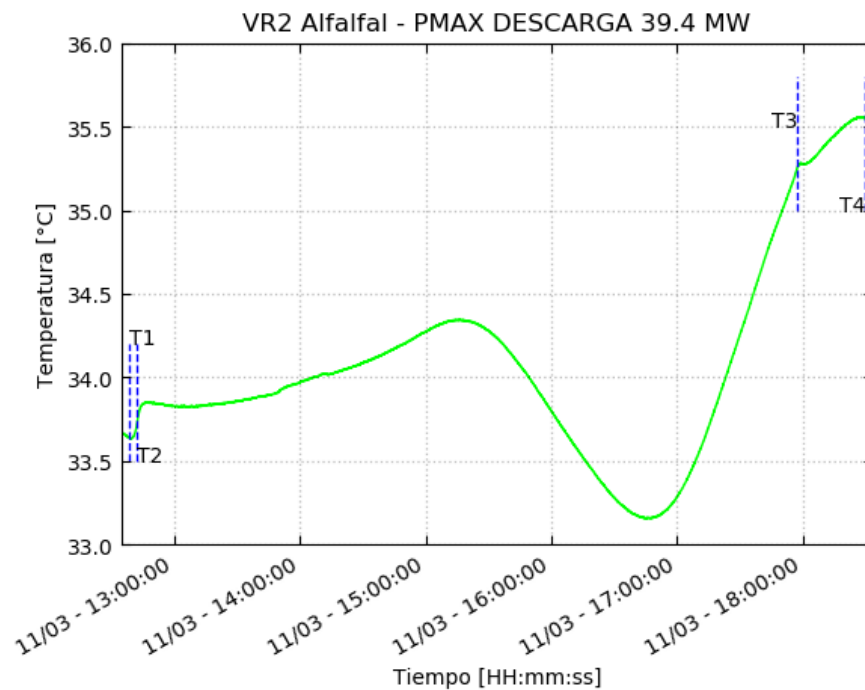


Figura 4.20 – Ciclo de descarga – Anexo técnico – Temperatura de baterías



#### 4.4.1 Potencia Bruta

La medición de potencia de los inversores presentada en la Figura 4.17 se realiza en bornes de los equipos, para la determinación de **Potencia Bruta** ( $P_{bruta}$ ) se deben agregar los consumos propios de cada inversor.

Si bien se aprecian cambios en la Figura 4.17, se aclara que la operación de todos los inversores ha sido continua y estable, las variaciones mostradas en la potencia de inversores corresponde a problema en la adquisición de datos y no hubo intermitencias en la operación real.

En base a lo presentado en la Figura 3.4 se han estimado los consumos propios de cada inversor en 10 kW, por lo tanto, el valor de potencia bruta queda determinado por la siguiente expresión.

$$P_{bruta} = \sum_i P_{INV_i} + \sum_i Consumos\ propios_i$$
$$P_{bruta} = 39.73\ MW + 15 \times 0.01\ MW = 39.88\ MW$$

#### 4.4.2 Potencia de Servicios Auxiliares

La **Potencia de Servicios Auxiliares** ( $P_{SSAA}$ ) corresponde a la suma de los consumos propios de cada inversor más los Servicios Auxiliares de la instalación.

Tal como se ha mencionado, los consumos propios de cada inversor se ha dimensionado en 10 kW. En tanto, la potencia de servicios auxiliares de la instalación no ha sido considerada por ser de una magnitud muy baja, según se muestra en la sección 3.5.

Entonces, la Potencia de Servicios Auxiliares queda determinada por la siguiente expresión.

$$P_{SSAA} = \sum_i Consumos\ propios_i$$
$$P_{SSAA} = 15 \times 0.01\ MW = 0.15\ MW$$

#### 4.4.3 Potencia de Pérdidas en la central

La **Potencia de Pérdidas en la central** ( $P_{perd,central}$ ) corresponde a las pérdidas en el sistema colector de media tensión y el transformador de principal de poder de la instalación.

En base a las mediciones obtenidas durante el ensayo de potencia máxima, el cálculo de la Potencia de Pérdidas en la red de media tensión se realiza considerando la diferencia entre la potencia medida en bornes de los inversores y la potencia medida en la barra de 33 kV de la instalación.



A este valor hay que agregarle las pérdidas estimadas en el transformador principal para obtener las pérdidas totales de la instalación.

La expresión para el cálculo de Potencia de Pérdidas en la central en la red de media tensión ( $P_{perd,MT}$ ) se presenta a continuación.

$$P_{perd,MT} = P_{INV} - P_{33kV}$$

$$P_{perd,MT} = 39.73 \text{ MW} - 39.40 \text{ MW} = 0.33 \text{ MW}$$

Este valor de potencia de pérdidas se asocia en su totalidad a los transformadores de bloque de los inversores. Cabe mencionar que los cables de media tensión que componen la red colectora son de reducidas dimensiones y han sido despreciados en el modelamiento de red.

Las pérdidas del transformador principal ( $P_{perd,tr_{ppal}}$ ) consideran el valor de pérdidas en vacío junto a las pérdidas en carga según la siguiente expresión.

$$P_{perd,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,tr_{ppal}} + P_{perd,vacío,tr_{ppal}}$$

El valor de pérdidas en vacío es de 39.778 kW según lo mostrado en la Tabla 3.1, en tanto, las pérdidas en carga deben estimarse según la condición de operación del transformador.

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = P_{perd,carga,nom,tr_{ppal}} \times \left( \frac{P_{33kV}}{S_{nom,tr_{ppal}}} \right)^2$$

$$P_{perd,carga,tr_{ppal}} = 216.631 \text{ kW} \times \left( \frac{39.4 \text{ MW}}{64 \text{ MVA}} \right)^2 = 82.102 \text{ kW}$$

$$P_{perd,tr_{ppal}} = 82.102 \text{ kW} + 39.778 \text{ kW} = 0.1219 \text{ MW}$$

Entonces, el valor total de Potencia de Pérdidas en la central es el siguiente.

$$P_{perd,central} = P_{perd,MT} + P_{perd,tr_{ppal}}$$

$$P_{perd,central} = 0.33 \text{ MW} + 0.1219 \text{ MW} = 0.4519 \text{ MW}$$





#### 4.4.4 Potencia Neta

La **Potencia Neta** corresponde a la potencia absorbida en el lado de 220 kV del transformador principal de la instalación y se determina según la siguiente expresión.

$$P_{Neta} = P_{33kV} - P_{perd, tr_{ppal}}$$

$$P_{Neta} = 39.40 \text{ MW} - 0.1219 \text{ MW} = 39.2781 \text{ MW}$$

#### 4.4.5 Resultados

En base a los cálculos presentados en las secciones precedentes y los registros operacionales, se muestra a continuación la tabla resumen de resultados.

Instalación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS Alfalfal VR2	39.8800	0.1500	0.4519	39.2781

Tabla 4.5 – Potencia Máxima – Ciclo de descarga – Anexo técnico



## 5 CONCLUSIONES

En base a los cálculos presentados, se muestra continuación el resumen de resultados. Se presentan los valores obtenidos para cada una de las condiciones operativas consideradas.

Instalación	Modo de operación	Potencia Bruta [MW]	SS.AA. [MW]	Pérdidas en la central [MW]	Potencia Neta [MW]
BESS Alfalfal VR2	Carga – Nominal	-48.7100	0.1500	0.5581	-49.4181
	Descarga – Nominal	49.9100	0.1500	0.6781	49.0819
	Carga – Anexo técnico	-38.9500	0.1500	0.4219	-39.5219
	Descarga – Anexo técnico	39.8800	0.1500	0.4519	39.2781

Tabla 5.1 – Resumen de resultados – Potencia máxima



## 6 ANEXOS

### 6.1 Consumo de SSAA en planta

A través de los ensayos realizados en la planta BESS Alfalfal VR2, se detalla a continuación el dimensionamiento de las cargas esenciales y no esenciales de los servicios auxiliares. Un resumen de estos puede verse en la Figura 6.1 y Figura 6.2.



Figura 6.1 – Medidor servicios esenciales



Figura 6.2 – Medidor servicios no esenciales