

INFORME MÍNIMO TÉCNICO

CENTRAL FOTOVOLTAICA USYA

CONTROL

ELABORADO	REVISADO	APROBADO
Nombre y Apellido	Nombre y Apellido	Nombre y Apellido
dd/mm/aaaa	dd/mm/aaaa	dd/mm/aaaa
[FIRMADO]	[FIRMADO]	[FIRMADO]

Se dispone del original firmado, custodiado por **ACCIONA**.

INFORME MÍNIMO TÉCNICO CENTRAL

FOTOVOLTAICA USYA

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
(Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

REGISTRO DE CAMBIOS

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN
02	dd/mm/aaaa	Breve texto descriptivo

ÍNDICE

TÍTULO	PÁG
1. OBJETO	2
2. ALCANCE	2
3. DESCRIPCIÓN	2
4. DOCUMENTACIÓN RELACIONADA	21

1. OBJETO

El presente documento tiene como propósito determinar el mínimo técnico de operación del parque fotovoltaico Usya y proporcionar la información técnica de los inversores modelos INGECON SUN PowerMax B Series (1640TL B630), de 1637 kW de potencia nominal, que componen al parque fotovoltaico Usya, con el objeto de justificar los valores obtenidos, lo cuales son requeridos de acuerdo a los anexos técnicos y norma técnica vigente a la fecha de entrada en servicio del proyecto.

2. ALCANCE

La información y documentos proporcionada se encuentra asociada únicamente al parque fotovoltaico Usya y al inversor modelo INGECON SUN PowerMax B Series (1640TL B630) fabricado por Ingeteam de acuerdo a los requerimientos del anexo técnico: *“Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras”*, documento que requiere la siguiente información:

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

3. DISEÑO E INFORMACIÓN TÉCNICA DEL PAQRQUE FOTOVOLTAICO USYA

3.1. DIAGRAMA UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN

A continuación, se muestra el diagrama unilineal de la subestación del parque fotovoltaico Usya:

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

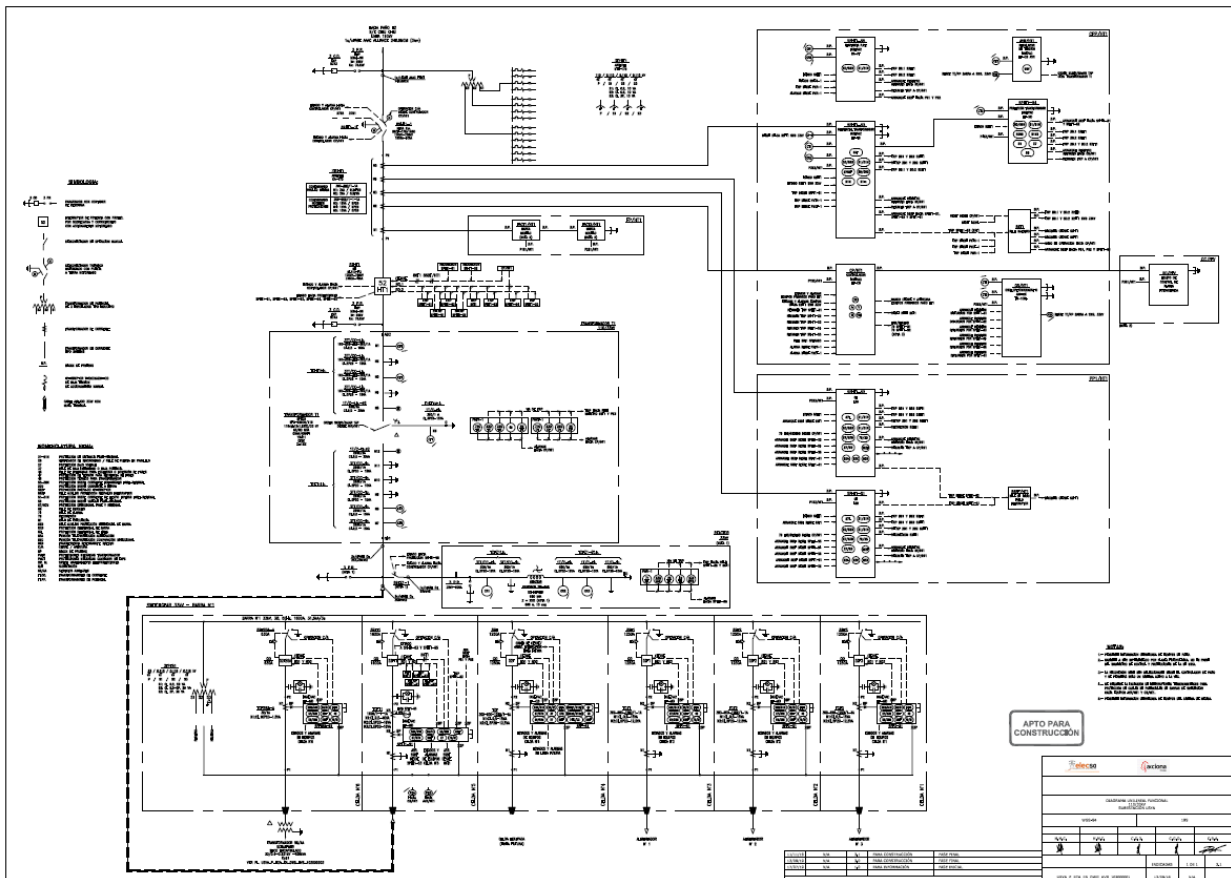


Figura 3.1 : Diagrama unilineal subestación de Usya [1].

3.2. DIAGRAMA UNILINEAL DE LA SUBESTACIÓN Y PARQUE FOTOVOLTAICO USYA

El parque fotovoltaico Usya está compuesto por 13 estaciones de potencia, con un total de 37 inversores modelo INGECON SUN 1640TL B630 fabricados por Ingeteam. Cada uno de ellos son de potencia nominal de 1637 kW. Dado lo anterior la potencia instalada haciendo a 60,57 MW. Las estaciones de potencia se conectan a una red de 33 kV, mediante 3 circuitos [2], los cuales se unen en una barra colectora, y esta a su vez se conecta a un transformador elevador de 110/33 kV de S/E Usya se conecta al sistema a través de 1 tramo de línea aérea de 110 kV (2,7 km aproximadamente) a la S/E Chiu Chiu, esta última se conectará a la S/E Calama mediante un tendido de aproximadamente 14 km en la línea Valle de los Vientos-Calama 110 kV, utilizando la capacidad remanente de las estructuras de torres existentes.

- 1 – Líneas de vinculación
- 2 – Transformador Principal
- 3 – Red Colectora
- 4 – Reactor de Neutro
- 5 – Transformadores MT/BT
- 6 – Inversores

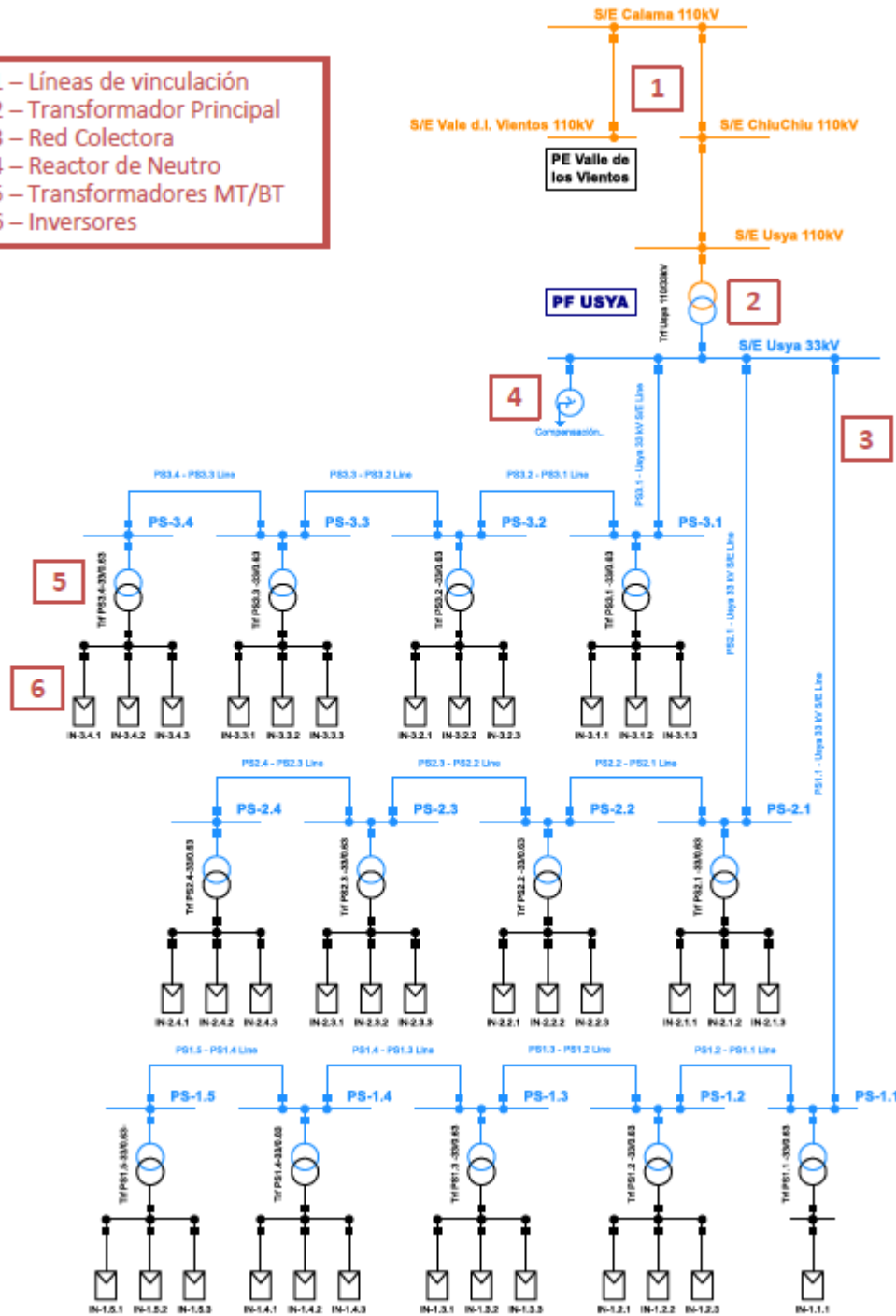


Figura 3.2 : Diagrama unilineal red de 33 kV parque fotovoltaico Usya [3].

4. ESTACIONES DE POTENCIA

Las estaciones de potencia están formadas por inversores modelo INGECON SUN 1640TL B630 y transformadores elevadores de 0.63/33 kV.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

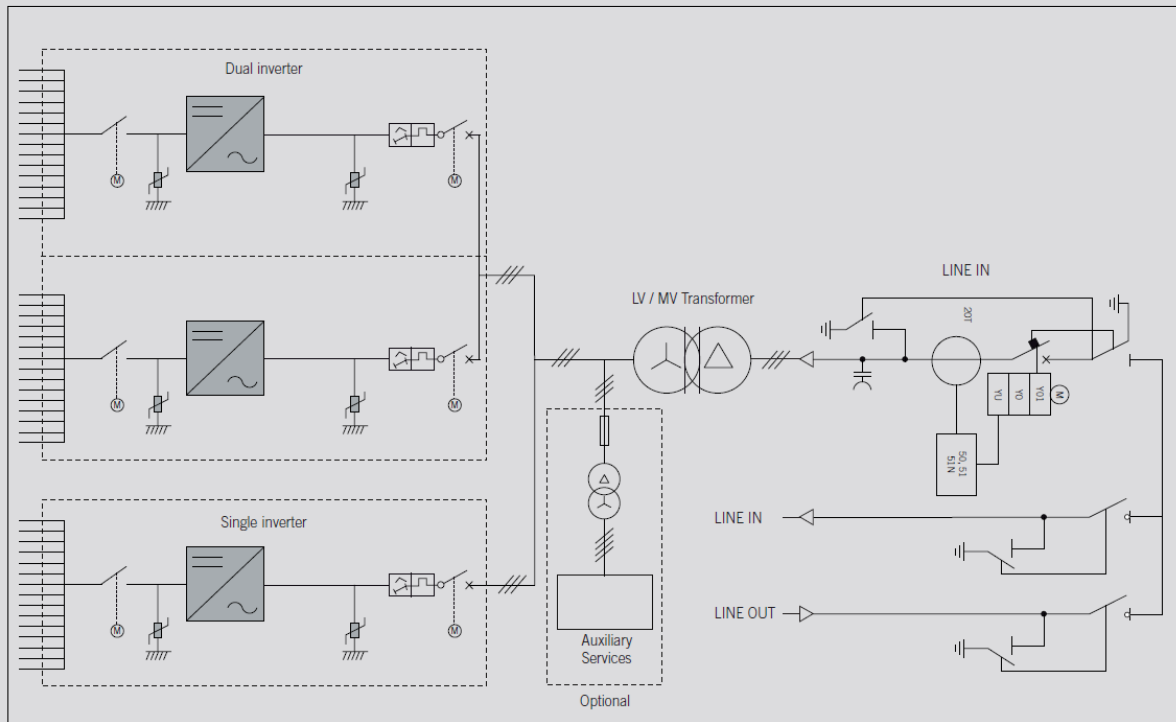
Configuration with three B Series PV inverters


Figura 4.1 : Diagrama unilinear de la estación de potencia en el caso de 3 inversores [4].

4.1. ESPECIFICACIONES DE LOS INVERSORES

Los inversores instalados en el proyecto son fabricados por Ingeteam y corresponden al modelo INGECON SUN 1640TL B630, con potencia nominal de 1637 kW [4]. La tensión nominal de salida de los inversores es de 630 V, y la potencia de generación (activa y reactiva) se controla mediante la electrónica de potencia del mismo.

1640TL B630	
Input (DC)	
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	911 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V
Maximum current	1,850 A
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)
Type of connection	Connection to copper bars
Power blocks	1
MPPT	1
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles
Input protections	
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)
DC switch	Motorized DC load break disconnect
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton
Output (AC)	
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz
Power Factor ⁽⁶⁾	1
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%

Figura 4.2 : Principales características de los inversores INGECON SUN 1640TL B630 fabricados por Ingeteam [4].

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

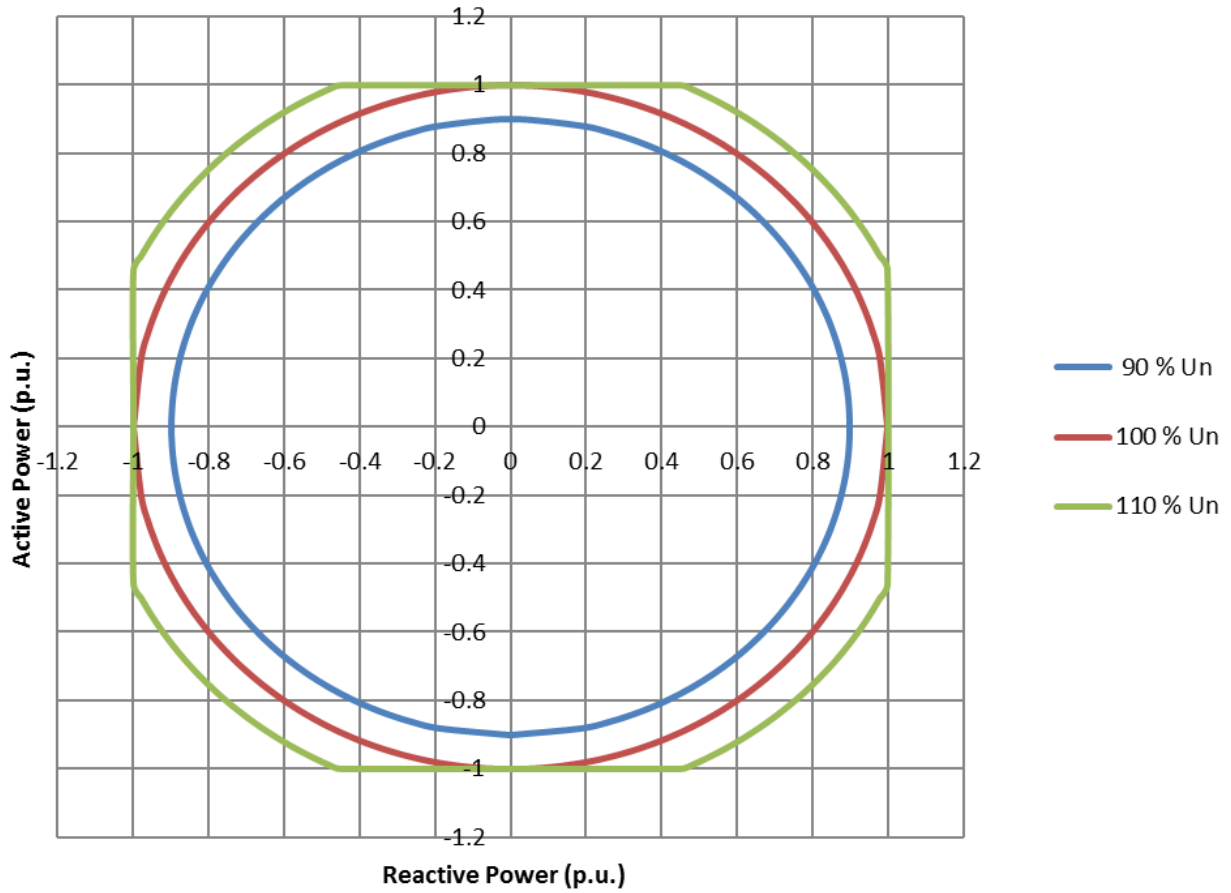


Figura 4.3 : Curva nominal de potencia activa y potencia reactiva del INGECON SUN 1640TL B630, fabricado por Ingeteam [5].

4.2. ESPECIFICACIONES DE LOS TRANSFORMADORES ELEVADORES

Los transformadores que realizan la elevación baja/media tensión, desde la salida de los inversores hasta la red colectora, presentan las siguientes características.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

Type / Installation		Hermetically sealed completely filled / Outdoor
Rated Power (MVA)		5070 kVA @35°C 4935 kVA @40°C 4810 kVA @45°C
Cooling Type		ONAN
Rated Voltages (at no load)		
	HV	kV 33
	LV	kV 0.630
Regulated HV voltages	V	±5 x 2.5%
Regulation	-	On HV side with Off-Circuit Tap-Changer (OCTC)
Rated Frequency	Hz	50
Vector Group Symbol		Dy11
Max ambient Temperature at 5070 kVA	°C	+35
Temperature rise (winding / oil)	K	66.5 / 61.5 (*) at 5070 kVA – at 35°C 61.5 / 56.5 (*) at 4935 kVA – at 40°C 56.5 / 51.5 (*) at 4810 kVA – at 45°C
Hot-Spot Temperature Rise	K	79.5 (*) at 5070 kVA – at 35°C 74.5 (*) at 4935 kVA – at 40°C 69.5 (*) at 4810 kVA – at 45°C
Winding Material (HV/LV)		Aluminium
No load losses at rated voltage at 50 Hz	kW	4.0 + IEC % tol.
No load current at rated voltage ratio	%	< 1.0
Load Losses at 75°C, based on 5070 kVA, 33/0.63 kV	kW	38.0 + IEC % tol.
Total THDi		< 3.0%
Efficiency		> 99.0 % (PF=1)
Inrush current at HV side	-	≤ 7xI _n
Noise Level		As per IEC60076-11
X/R ratio		~ 9,00
Impedance voltage at 75°C, based on 5070 kVA, 33/0.63 kV, 50Hz	%	6,8% ± IEC % tol.
Insulation level		
	HV	(BIL / AC) kV 170 / 70
	LV	(BIL / AC) kV 20 / 10
Altitude	m	2411
Transformer Dimensions (L x W x H)		Pls. see dimensional drawing
Transformer Weights	kg	Pls. See dimensional drawing
Manufacturing standards and tolerances		IEC 60076
Terminations		
	HV	Plug-in bushings
	LV	Busbar bushings
Corrosion Degree / Colour		C4-H according to ISO12944 / 7035

Figura 4.4 : Características de los transformadores BT/MT 3300 kVA [6].

Type / Installation		Hermetically sealed completely filled / Outdoor
Rated Power (MVA)		1690 kVA @35°C 1650 kVA @40°C 1610 kVA @45°C
Cooling Type		ONAN
Rated Voltages (at no load)		
	HV	kV 33
	LV	kV 0.630
Regulated HV voltages	V	±5 x 2.5%
Regulation	-	On HV side with Off-Circuit Tap-Changer (OCTC)
Rated Frequency	Hz	50
Vector Group Symbol		Dy11
Max ambient Temperature at 1690 kVA	°C	+35
Temperature rise (winding / oil)	K	79.5 (*) at 1690 kVA – at 35°C 74.5 (*) at 1650 kVA – at 40°C 69.5 (*) at 1610 kVA – at 45°C
Hot-Spot Temperature Rise	K	79.5 (*) at 1690 kVA – at 35°C 74.5 (*) at 1650 kVA – at 40°C 69.5 (*) at 1610 kVA – at 45°C
Winding Material (HV/LV)		Aluminium
No load losses at rated voltage at 50 Hz	kW	1.69 + IEC % tol.
No load current at rated voltage ratio	%	< 1.0
Load Losses at 75°C, based on 1690 kVA, 33/0.63 kV	kW	13.52 + IEC % tol.
Total THDi		< 3.0%
Efficiency		> 99.0 % (PF=1)
Inrush current at HV side	-	≤ 7x _{in}
Noise Level		As per IEC60076-11
X/R Ratio		~ 8,4
Impedance voltage at 75°C, based on 1690 kVA, 33/0.63 kV, 50Hz	%	6,8% ± IEC % tol.
Insulation level		
	HV (BIL / CW / AC)	kV 170 / 70
	LV (BIL / AC)	kV 20 / 10
Altitude	m	2411
Approximate Transformer Dimensions		Please see Preliminary Drawing
Approximate Transformer Weights		Please see Preliminary Drawing
Manufacturing standards and tolerances		IEC 60076
Terminations		
	HV	Plug-in bushings
	LV	Busbar bushings
Corrosion Degree / Colour		C4-H according to ISO12944 / 7035

Figura 4.5 : Características de los transformadores BT/MT 2200 kVA [6].

4.3. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE

En la siguiente tabla se muestran los valores máximos y mínimos de tensión, y frecuencia en los que el inversor puede operar de manera permanente.

Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz

Figura Nº 1: Tabla con límites de operación en régimen permanente del inversor 1640TL B630 [4].

En la Figura 4.3 se muestra el rango de potencia reactiva disponible en función de la tensión local y a potencia nominal. Acorde a la misma, por debajo del nivel nominal de 1 p.u. de tensión, existe una reducción de la capacidad de activa y reactiva. Por encima de este nivel de tensión, existe un incremento en la capacidad de reactiva.

4.4. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO: PERTURBACIONES TRANSITORIAS DE TENSIÓN

La capacidad de inyección de corriente reactiva para el soporte de la tensión durante transitorios de la misma depende de los siguientes factores:

- Nivel de tensión remanente.
- Tipo de falta y su asimetría.
- Tiempo de control requerido.

Dicha inyección de corriente reactiva en falta es parametrizable y puede ser ajustada dependiendo de las condiciones exigidas en cada emplazamiento.

4.5. LÍMITE DE OPERACIÓN EN RÉGIMEN TRANSITORIO: INYECCIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN TRANSITORIOS DE TENSIÓN

Los límites de frecuencia en operación se han definido en el apartado 4.3. Dentro de este rango, el tiempo en que el inversor puede mantener su operación depende de la tensión de red. Para cada caso, se puede parametrizar o ajustar los valores para obtener un comportamiento deseado.

4.6. MODO DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

Este control puede ser local (consigna fija de tensión, potencia reactiva o factor de potencia para el inversor) o remoto. El control remoto exige la instalación de un control de planta para el parque (PPC), y permite implementar a nivel de subestación distintos controles de reactiva, los más comunes son:

- Control de la tensión de parque en el punto de medida del PPC.
- Control de factor de potencia en parque en el punto de medida del PPC.
- Control de potencia reactiva en parque en el punto de medida del PPC.

4.7. MODO DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y POTENCIA/FRECUENCIA

Dentro del rango nominal de frecuencia definido en el punto 4.3, se dispone de controles de potencia activa y frecuencia a nivel de parque. Estos controles se deben solicitar al fabricante. Dichos controles son configurables y pueden ser utilizados para cumplir con las exigencias normativas tales como controles de frecuencia, de limitación de potencia y rampa, etc.

5. DETERMINACIÓN DEL MÍNIMO TÉCNICO DEL PARQUE FOTOVOLTAICO USYA

5.1. MÍNIMO TÉCNICO DE INVERSOR

El PPC por su parte, en función de la consigna de potencia activa recibida del operador, establece la consigna de cada uno de los inversores, variando el nivel de potencia con el objetivo de ajustar la potencia medida en el punto de conexión.

Los inversores solares INGECON SUN permiten la configuración de la detención automática del inversor según la potencia mínima. Si la potencia medida cae por debajo de dicha potencia y transcurre un tiempo de retardo configurado, el inversor parará por potencia. Por tanto, el mínimo técnico no está considerado en el PPC sino en el inversor.

Acorde a lo indicado por el fabricante en [7], se declara que los inversores se para cuando comienzan a consumir potencia de la red, pero debido a su precisión de medida, la parada puede darse a potencias iguales o inferiores al 1% **mínimo técnico aproximado de 16,3 kW aproximadamente por inversor (medido en bornes de inversor).**

En [7], se declara además que el PPC de la planta es del 1% de la potencia activa de la planta (0,6057 MW), por ende esta es considerada la consigna mínima en la que la planta puede operar sin entrar en condiciones de consumo.

5.2. MÍNIMO TÉCNICO DE PLANTA (NETO)

Sin perjuicio de lo anterior, para determinar el mínimo técnico de planta se realizó una prueba mediante el control de planta en el día 09/09. Dicha prueba consistió en el cambio de consigna de la generación de potencia activa hacia 0 MW y valores próximos al mismo (dando tiempo a estabilizar en los mismos), durante un lapso de tiempo, mientras que en forma simultánea se estaban registrando las medidas en el PoC para determinar la mínima potencia inyectada por el parque. Luego de esto se reestablecería la consigna de máxima potencia del parque. El lapso de tiempo de la prueba fue desde las 12:00 hasta las 12:30.

Tomando en consideración el control de potencia de planta, es pertinente explicar que, para alcanzar una determinada consigna de PoC, el control manda una misma consigna de potencia a cada inversor. Esto determina que los mismos tengan un comportamiento similar en cada instancia.

Como es posible ver en la Figura 5.1, y considerando que se trata de recurso solar, se hace evidente que la prueba se realiza en situación de suficiente recurso disponible como para alcanzar la potencia nominal de la planta. Luego variando la consigna de potencia activa hacia el mínimo posible (nombrado en el apartado anterior), se determina el mínimo técnico de planta.

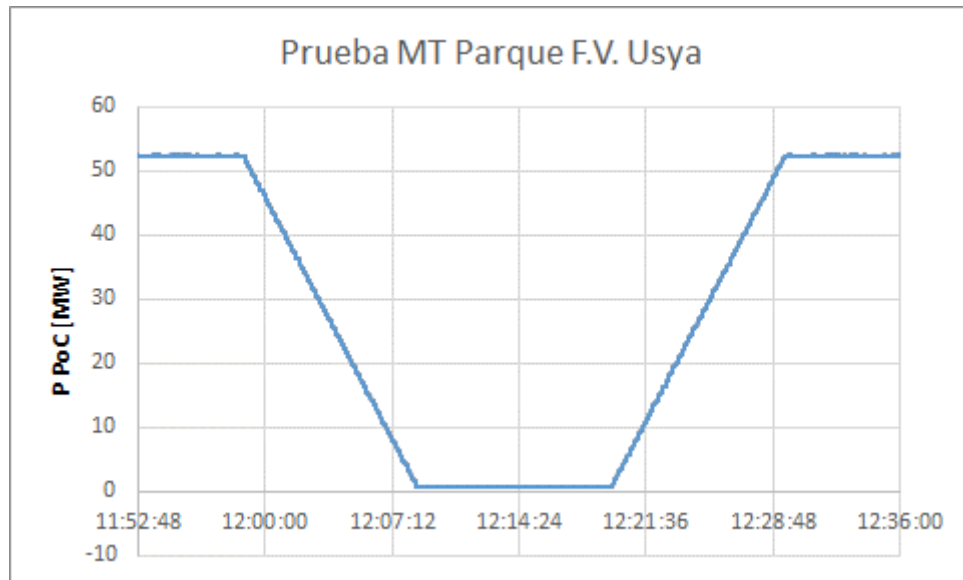


Figura 5.1: Gráfico de la prueba para determinar el mínimo técnico de la planta. Potencia correspondiente al PoC de la planta.

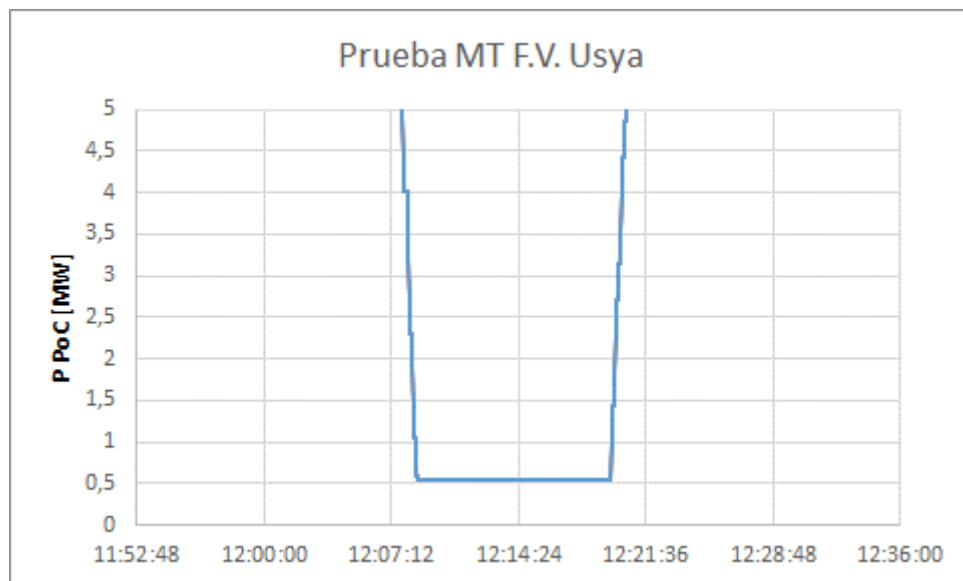


Figura 5.2: Potencia Activa en PoC en momento de determinación de MT de planta (zoom).

5.3. MÍNIMO TÉCNICO DE PLANTA (BRUTO)

El parque fotovoltaico Usya está conformado por 13 estaciones de potencia con inversores modelo INGECON SUN 1640TL B630, fabricados por Ingeteam. Cada uno con una potencia nominal de 1637 kW, acorde a lo indicado en 4.1. En cuanto a los transformadores de BT/MT de las estaciones de potencia se tiene que para 12 de ellas el transformador es de 4935 kVA (capacidad de 5070 kVA a 35°C) y en el restante de 1650 kVA (capacidad de 1690 kVA a 35°C) acorde a lo indicado en 4.2.

Sin perjuicio de lo anterior y de acuerdo a lo indicado en el punto 3.2, existen componentes que introducen pérdidas a la potencia generada por el parque eólico tales como:

- Red de media tensión, compuesta por 3 circuitos de cable subterráneo de 33 kV, la cual transmite la energía generada por cada estación de potencia a la barra colectora de 33 kV
- Transformador elevador de 110/33 kV
- Servicios auxiliares (aerogenerador + subestación)

Para poder calcular las pérdidas de los elementos anteriormente nombrados, y poder obtener la potencia nominal bruta de la planta se procede a considerar la simulación anteriormente nombrada, de flujos de potencia sobre la base de datos modelada en el software PowerFactory de DigSilent [3].

5.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ASOCIADAS AL TRANSFORMADOR ELEVADOR 110/33 KV

Considerando la simulación del flujo de potencia del punto **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se pueden determinar las pérdidas de potencia asociadas al transformador elevador de 110/33 kV, restando la potencia que recibe la barra colectora de 33 kV y la que se encuentra a la salida del transformador en su lado de 110 kV, estas magnitudes se destacan en rojo en la siguiente figura:

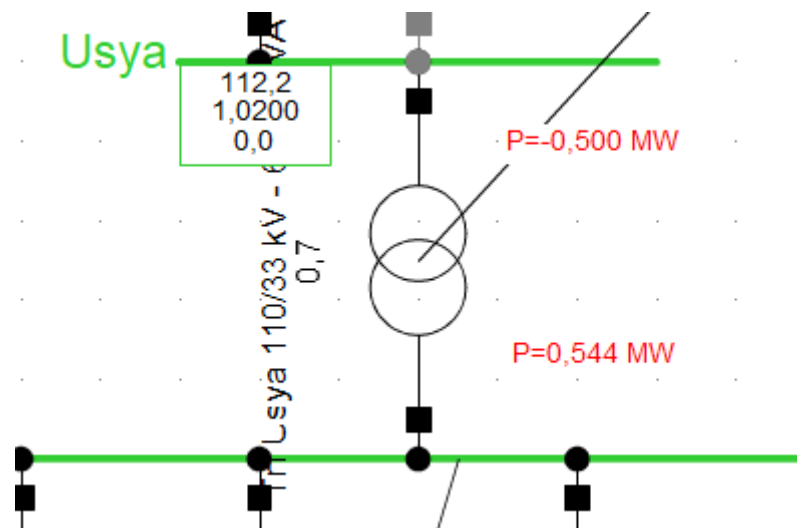


Figura 5.3: Cálculo de flujo de potencia en el transformador elevador de 110/33 kV de la S/E Usya.

Por lo que las pérdidas en el transformador elevador de la subestación Usya:

$$Perd. \text{Trafo} \frac{33}{110} kV \frac{S}{E} Usya = 0,544 MW - 0,5 MW = 44 kW$$

La modelación del transformador elevador consideró los datos ingresados en la plataforma infotécnica del coordinador eléctrico nacional. La placa del transformador y su modelación en el software Powerfactory se aprecian a continuación:

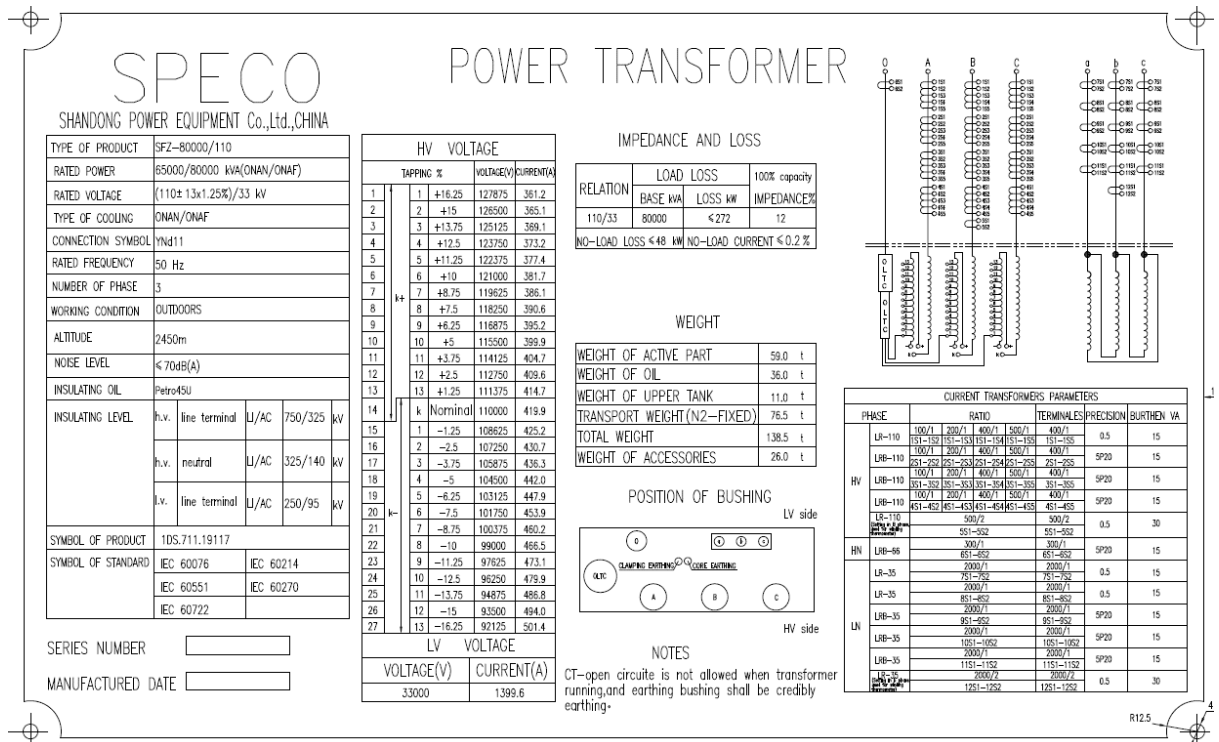


Figura 5.4: Placa característica del transformador elevador de 110/33 kV del parque fotovoltaico Usya [7].

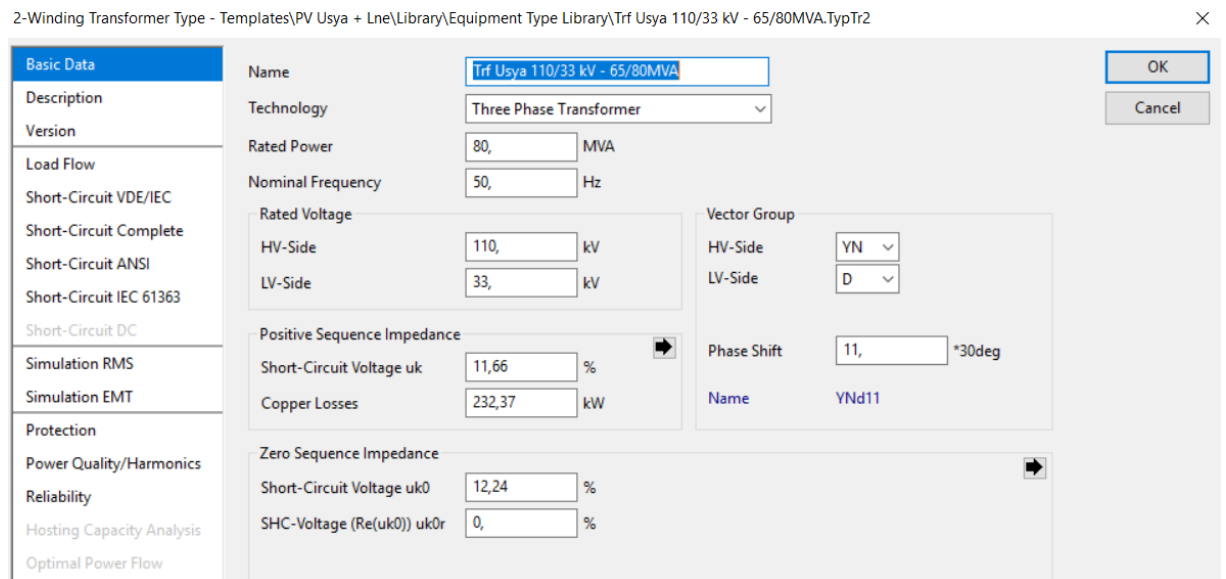


Figura 5.5: Modelo del transformador elevador de 110/33 kV del praque fotovoltaico Usya.

5.5. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ASOCIADAS A LA RED DE MEDIA TENSIÓN (33 KV)

Para poder calcular las pérdidas asociadas a la red de media tensión de 33 kV del parque fotovoltaico Usya, se procedió a realizar la simulación de flujos de potencia sobre la base de datos modelada en el software Digsilent. Tomando como base la modelación antes descrita se modelaron las estaciones de potencia y se determinó en el punto de conexión a red una potencia de 52,4 MW, para posicionar la planta en la situación presentada en el apartado **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

Line Type - Templates\PV Usya + Lne\Library\Equipment Type Library\Biblioteca de Conductores\Hentong Type 630mm2.TypLne

Basic Data	Name	Hentong Type 630mm2		OK	
Description	Rated Voltage	33	kV	Cancel	
Version	Rated Current	0,552	kA (in ground) Rated Current (in air) 0,552 kA		
Load Flow	Cable / OHL	Cable			
Short-Circuit VDE/IEC	System Type	AC	Phases 3 Number of Neutrals 0		
Short-Circuit Complete	Nominal Frequency	50 Hz			
Short-Circuit ANSI	Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence		
Short-Circuit IEC 61363	AC-Resistance R'(20°C)	0,0469	Ohm/km	AC-Resistance R0'	1,17 Ohm/km
Short-Circuit DC	Reactance X'	0,102	Ohm/km	Reactance X0'	0,055 Ohm/km
Simulation RMS					
Simulation EMT					
Protection					
Cable Analysis					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Line Type - Templates\PV Usya + Lne\Library\Equipment Type Library\Biblioteca de Conductores\Hentong Type 400mm2.TypLne

Basic Data	Name	Hentong Type 400mm2		OK	
Description	Rated Voltage	33	kV	Cancel	
Version	Rated Current	0,43	kA (in ground) Rated Current (in air) 0,43 kA		
Load Flow	Cable / OHL	Cable			
Short-Circuit VDE/IEC	System Type	AC	Phases 3 Number of Neutrals 0		
Short-Circuit Complete	Nominal Frequency	50 Hz			
Short-Circuit ANSI	Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence		
Short-Circuit IEC 61363	AC-Resistance R'(20°C)	0,0778	Ohm/km	AC-Resistance R0'	1,2 Ohm/km
Short-Circuit DC	Reactance X'	0,11	Ohm/km	Reactance X0'	0,061 Ohm/km
Simulation RMS					
Simulation EMT					
Protection					
Cable Analysis					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Line Type - Templates\PV Usya + Lne\Library\Equipment Type Library\Biblioteca de Conductores\Hentong Type 240mm2.TypLne

Basic Data	Name	Hentong Type 240mm2		OK	
Description	Rated Voltage	33	kV	Cancel	
Version	Rated Current	0,337	kA (in ground) Rated Current (in air) 0,337 kA		
Load Flow	Cable / OHL	Cable			
Short-Circuit VDE/IEC	System Type	AC	Phases 3 Number of Neutrals 0		
Short-Circuit Complete	Nominal Frequency	50 Hz			
Short-Circuit ANSI	Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence		
Short-Circuit IEC 61363	AC-Resistance R'(20°C)	0,125	Ohm/km	AC-Resistance R0'	1,25 Ohm/km
Short-Circuit DC	Reactance X'	0,118	Ohm/km	Reactance X0'	0,069 Ohm/km
Simulation RMS					
Simulation EMT					
Protection					
Cable Analysis					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Figura 5.6: Modelos de cable subterráneo que permiten evacuar la generación de las estaciones de potencia hasta la barra colectora de 33 kV del praque fotovoltaico Usya.

De la simulación de un flujo de potencia en el software Digsilent, tomando como base de datos el modelo provisto por el fabricante para el inversor fabricado por Ingeteam, y considerando la modelación de la red de media tensión en 33 kV; modelando los 3 circuitos de media tensión y los circuitos que conectan los inversores entre sí, se determina la potencia que el parque entrega a la barra colectora de 33 kV (se destaca en rojo en la siguiente figura), con lo cual se determinan las pérdidas que genera la red de media tensión.

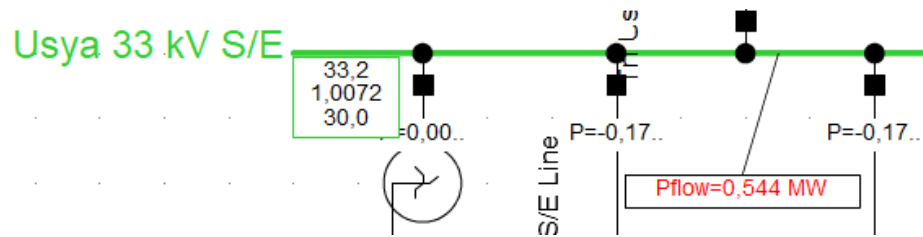


Figura 5.7: Cálculo e flujo de potencia en la barra colectora de 33 kV del praque fotovoltaico Usya, considerando la modelación de la red de mesa tensión de 33 kV.

De la simulación se aprecia que la generación por el campo fotovoltaico total es:

$$\text{Generación PV} = 0,016 \text{ MW} \times 3 \text{ inversores} \times 12 \text{ estaciones} + 0,016 \text{ MW} \times 1 \text{ inversor} \times 1 \text{ estación} = 0,592 \text{ MW}$$

Por lo que las pérdidas en la red de media tensión resultan en:

$$\text{Perdidas red MT} = 0,592 \text{ MW} - 0,544 \text{ MW} = 48 \text{ kW}$$

5.6. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ASOCIADAS A LOS SERVICIOS AUXILIARES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO USYA

Con respecto a lo indicado en la “Memoria de Cálculo Dimensionamiento de Servicios Auxiliares C.A. y C.C.” de la subestación Usya [8]. Se estiman los consumos asociados a los servicios ausiliares de corriente alterna y corriente continua de forma conservadora para considerar el caso más desfavorable. Las pérdidas por concepto de SS/AA asociadas al parque fotovoltaico se pueden observar en las siguiente tablas de acuerdo a lo que se indica en [8]:

Cargas permanentes (125Vcc)			
Descripción de las Cargas	Cantidad	Consumo (W)	Total W
Armario Control planta			
Controlador planta	1	50	50
Switch de comunicaciones	1	45	45
Subtotal			95
Armario Control y protección transformador			
Controlador de paño INGEPAC EF-CD	1	34	34
Protección 87T INGEPAC EF-TD	1	27	27
Protección 50/50N Transformador INGEPAC EF-MD	1	27	27
Protección 50/50N Reactor Zigzag INGEPAC DA-PT	1	35	35
Regulador de tensión 90V INGEPAC EF-CD	1	30	30
Switch de comunicaciones	1	45	45
Relés Auxiliares (Global)	1	100	100
Subtotal			298
Transformador 220/33kV			
Alimentación control ventiladores	1	250	250
Alimentación control CTBC	1	200	200
Subtotal			450
Switchgear 33kV			
Protección de celda INGEPAC EF-MD	6	31	186
Protección de celda INGEPAC EF-CB	1	31	31
Switch de comunicaciones	1	20	20
Subtotal			237
Armario Facturación paño HT 1			
Facturador	3	20	60
Switch de comunicaciones	1	45	45
Subtotal			105
Armario de Protección de línea paño HT 1			
Protección de línea 87L	2	50	100
Switch de comunicaciones	1	45	45
Relés Auxiliares (Global)	1	100	100
Subtotal			245
Armario Comunicaciones y Scada			
Controlador de SSAA	1	30	30
Router	1	45	45
Redbox SIEMENS	1	15	15
Switch de comunicaciones	2	45	90
Gateway ECU-4748	2	25	50
HMI	1	45	45
GPS	1	15	15
Relés Auxiliares (Global)	1	100	100
Subtotal			390
TOTAL CONSUMOS PERMANENTES (W)			1820
CORRIENTE CONSUMIDA (A)			14,56

Figura 5.8: Consumo de CC asociados a los servicios esenciales permanentes del parque fotovoltaico Usya.

Toda copia impresa o informática de este documento, no residente en los sistemas de ACCIONA, es considerada NO CONTROLADA.
 (Excepto aquellas copias que explícitamente tengan el sello COPIA CONTROLADA en el mismo)

SS/AA No esenciales (380/220VCA)												
ITEM	Cant	Fases	Pot. Unit. [W]	Pot. Total [W]	Factor de Demanda	Pot. Fase R [kW]	Pot. Fase S [kW]	Pot. Fase T [kW]	Factor de Potencia	Pot. Fase R [kVA]	Pot. Fase S [kVA]	Pot. Fase T [kVA]
Sala de Control												
Calefacción y alumbrado equipos primarios paño HT1	1	1	800	800	0,5	0,40			0,9	0,44		
Calefacción y alumbrado Transformador	2	1	100	200	0,5	0,10			0,9	0,11		
Calefacción y alumbrado Switchgear	1	1	900	900	0,5	0,45			0,9	0,50		
Calefacción y alumbrado armarios sala de control	10	1	100	1000	0,5	0,50			0,9	0,56		
Aire acondicionado sala de control	1	1	3000	3000	0,85			2,55	0,9			2,83
Aire acondicionado sala Switchgear	1	1	3000	3000	0,85		2,55		0,9		2,83	
Alimentación TDA y F Sala de control	1	3	10000	10000	0,85	2,83	2,83	2,83	0,9	3,15	3,15	3,15
Alimentación TDA y F patio	1	3	8740	8740	0,85	2,48	2,48	2,48	0,9	2,75	2,75	2,75
Subtotal [kW - kVA]						6,76	7,86	7,86		7,51	8,73	8,73
Factor crecimiento (25%)						1,69	1,96	1,96		1,88	2,18	2,18
Total Servicios No Esenciales [kW - kVA]						8,45	9,82	9,82		9,39	10,92	10,92

Figura 5.9: Consumos de SS/AA de C.A. asociados a la barra de servicios no esenciales del parque fotovoltaico Usya.

SS/AA Esenciales (380/220VCA)												
ITEM	Cant.	Fases	Pot. Unit. [W]	Pot. Total [W]	Factor de Demanda	Pot. Fase R [kW]	Pot. Fase S [kW]	Pot. Fase T [kW]	Factor de Potencia	Pot. Fase R [kVA]	Pot. Fase S [kVA]	Pot. Fase T [kVA]
Sala de Control												
Alimentación ventiladores Transformador	5	3	750	3750	0,50	0,625	0,625	0,625	0,9	0,69	0,69	0,69
Motor CTBC Transformador	1	3	2200	2200	0,50	0,37	0,37	0,37	0,9	0,41	0,41	0,41
Motor Desconectores paño HT1	2	1	980	1960	0,50	0,98			0,9	1,09		
Alumbrado Sala de control	1	1	1000	1000	0,85			0,85	0,9			0,94
Alumbrado Patio 110kV	1	3	3280	3280	0,85	0,93	0,93	0,93	0,9	1,03	1,03	1,03
Alimentación detección de incendio	1	1	500	500	0,85	0,43			0,9	0,47		
Alimentación grupo electrógeno	1	1	500	500	0,85		0,43		0,9		0,47	
Alimentación sistema de vigilancia	1	1	1000	1000	0,85			0,85	0,9			0,94
Alimentación armario control de planta	1	1	1000	1000	0,85		0,85		0,9		0,94	
Cargador 125Vcc N°1	1	3	6250	6250	0,5	1,04	1,04	1,04	0,9	1,16	1,16	1,16
Cargador 125Vcc N°2	1	3	6250	6250	0,5	1,04	1,04	1,04	0,9	1,16	1,16	1,16
Subtotal [kW - kVA]						5,41	5,28	5,71		6,02	5,87	6,34
Factor crecimiento (25%)						1,35	1,32	1,43		1,51	1,47	1,59
Total Servicios Esenciales [kW - kVA]						6,76	6,60	7,14		7,53	7,34	7,93
Total SS/AA [kW - kVA]						15,21	16,42	16,96		16,91	18,25	18,84

Figura 5.10: Consumos de SS/AA de C.A. asociados a la barra de servicios esenciales del parque fotovoltaico Usya.

5.7. CONSUMOS DE SERVICIOS AUXILIARES EN LOS INVERSORES DEL DEL PARQUE FOTOVOLTAICO USYA

De acuerdo a "INGECON SUN POWER B SERIES AUXILIARY CONSUMPTION" [11], se estiman los consumos asociados a los servicios auxiliares de los inversores en relación a su potencia de funcionamiento y la temperatura ambiente de acuerdo a la siguiente figura:

	<i>Inverter output power</i>					
<i>Ambient temperature</i>	5%	25%	50%	65%	80%	100%
0	60	218	1220	1220	2670	2670
10	60	271	1220	1220	2670	2670
20	60	324	1220	1907	2670	2670
30	60	350	1220	2309	2670	2670
40	60	1220	1220	2670	4567	4700
50	325	2469	2469	4700	4700	4700

Figura 5.11: Consumos auxiliares de los inversores en W.

De acuerdo a “INGECON SUN POWER B SERIES AUXILIARY CONSUMPTION” [11] en estado de pausa el inversor consume la mínima potencia que indica la figura anterior. Suponiendo el peor caso con una temperatura ambiente de 50 °C el inversor debiera consume un valor de 325 W.

Dado lo anterior el total de la potencia consumida por los inversores por concepto de servicios auxiliares sería:

$$Total\ SSAA\ Inversores = 325\ W \times 37\ inversores = 12,025\ kW$$

Y para el total de los consumos de SSAA del parque se puede realizar el siguiente calculo:

$$Total\ SSAA\ Usya = 1,82\ kW + 28,09\ kW + 24,27\ kW + 48,59\ kW + 12,025 = 114,8\ kW$$

5.8. CÁLCULO DE MÍNIMO TÉCNICO (BRUTO)

A partir de los resultador obtenidos se puede observar que el mínimo técnico del praque considerando las perdidas del sistema y el consumo de los servicios auxiliares, como especifica el Anexo IV, provisto por el Coordinador Eléctrico Nacional.

ELEMENTO	POTENCIA
Potencia activa inyectada en la barra de 110 kV (AT) de la central	0,5 MW
Potencia activa inyectada en la barra de 33 kV (MT) de la central	0,544 MW
Pérdidas en el transformador de poder de la central	44 kW
Servicios Auziliares Totales (central + aerogeneradores)	114,8 kW
Pérdidas en el sistema colector del praque ERNC	48 kW

Tabla 5.1: Resumen de consumos y Potencias de la planta fotovoltaica Usya.

Por lo tanto, tomando en consideración todo lo anterior se tiene que el mínimo técnico bruto de la planta fotovoltaica Usya, previo al sistema de colección:

$$P_{MT} = 0,5\ MW + 0,044\ MW + 0,1148\ MW + 0,048\ MW = 0,71\ MW$$

6. CONCLUSIONES

En este informe se revisan los antecedentes técnicos de los inversores que componen el parque fotovoltaico Usya, describiendo su funcionamiento y comportamiento, con el objetivo final de describir la estrategia de control implementada en el inversor.

Se confirma, mediante el uso del control de planta y el SCADA, que **el mínimo técnico (bruto) del parque fotovoltaico Usya es de 0,71 MW.**

7. REFERENCIAS

- [1] Acciona Energía, *USYA_P_ECA_EN_DWG_HVS_103000001.pdf.*
- [2] Acciona Energía, *USYA_P_AE_EN_DWG_ELE_200000001#2.0 MEDIA TENSIÓN.DIAGRAMA UNIFILAR.pdf.*
- [3] Acciona Energía, *Usya PV Detallado_200902.pfd.*
- [4] Ingeteam, *USYA_P_ING_EN_DSH_EQU_404000001.pdf.*
- [5] Ingeteam, *USYA_P_ING_EN_DSH_EQU_404000001.pdf.*
- [6] Ingeteam, *USYA_P_ING_EN_DSH_EQU_404000002.pdf.*
- [7] Ingeteam, *USYA_P_ING_EN_DSH_EQU_403000001.pdf.*
- [8] Acciona Energía, *Name plate.pdf.*
- [9] Acciona Energía, *USYA_P_ECA_EN_CST_HVS_101000008.pdf.*
- [10] Ingeteam, *ABQ0000IMC15_C_Consumos inversor.pdf.*

8. DOCUMENTACIÓN RELACIONADA

CÓDIGO	TÍTULO

NOTA. Completar la tabla con la documentación, legislación, normativa, etc. que esté relacionada con el documento.