DESCARBONIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ MEDIANTE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO SOLAR CON ALMACENAMIENTO

Documentos del Proyecto:

DOCUMENTO 1: Memoria Descriptiva

Junio de 2025.

TABLA DE CONTENIDO

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO....8
2. LOCALIZACIÓN Y SUPERFICIE. 11
3. VIDA ÚTIL....13
4. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y CONECTADA A LA RED. 15
4.1 LA ENERGÍA SOLAR. 15
4.2 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. 15
4.3 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CONECTADA AL SIN. 16
5. DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO 17
5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL GENERADOR 17
5.2 STRINGS COMPUESTOS POR PANELES SOLARES 17
5.3 CONDUCTORES DE INTERCONEXIÓN. 24
5.4 INVERSORES FOTOVOLTAICOS. 24
5.5 CONEXIÓN ENTRE MÓDULO E INVERSOR. 28
5.6 BATERÍAS. 29
5.7 UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN. 29
5.8 ESTRUCTURA DE SOPORTE. 31
5.9 ESTIMACIÓN DE SOMBRAS DE LOS MÓDULOS. 32
5.10 CAJA DE CONEXIONES. 33
6. CONFIGURACIÓN Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN. 34
6.1. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA. 34
6.2. CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR. 35
6.3. TENSIÓN DE ENTRADA – NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS EN SERIE. 37
6.3.1. 37
6.4. TENSIÓN DE ENTRADA – NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS EN SERIE. 37
6.5. CORRIENTE DE ENTRADA – NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO O NÚMERO DE SERIES....39
6.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA....41
6.7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA. 42
6.7.1. Tierra de protección. 43
6.7.2. Tierra de servicio. 43
6.8. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN. 43
6.9. INSTALACIONES DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA. 44
7. CALCULOS DE REGULACION EN LAS INSTALACIÓNES ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN. ..46
7.1. TENSIÓN NOMINAL. 46

7.1.1. Reducción de pérdidas en el cableado. 46
7.1.2. Corriente máxima admisible. 46
8. DISEÑO DE SECCIONES DE CABLEADO CORRIENTE CONTINUA. 47
9. DISEÑO DE SECCIONES DE CABLEADO SECCIÓN ALTERNA. 65
10. CÁLCULO DE CANALIZACIONES. 68
10.1. TUBOS EN CANALIZACIONES EMPOTRADAS. 69
10.2. TUBOS EN CANALIZACIONES ENTERRADAS. 69
10.3. CÁLCULO DE DUCTERÍA MÍNIMA PARA CADA TRAMO 70
11. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN CONTINUA. 71
11.1. Contactos directos e indirectos. 71
11.2. Sobrecargas. 71
11.3. Sobretensiones. 72
12. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN ALTERNA. 73
12.1. Interruptor automático magnetotérmico general. 75
12.2. Fusibles de línea tipo cañuela a la salida de la central. 75
12.3. Interruptor automático de la interconexión de Inversores a trasformador lado BT. 75
13. CONTADOR DE ENERGÍA. 77
14. PARARRAYOS. 78
14.1. Análisis de Riesgo de origen Eléctrico y Medidas para Mitigarlo 78
14.1.1. QUEMADURAS – ARCO ELÉCTRICO 80
14.1.2. ELECTROCUCIÓN – ARCO ELÉCTRICO 80
14.1.3. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO DIRECTO 81
14.1.4. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO INDIRECTO 81
14.1.5. ELECTROCUCIÓN - CORTOCIRCUITO 82
14.1.6. ELECTROCUCIÓN - ELECTRICIDAD ESTATICA 82
14.1.7. ELECTROCUCIÓN - EQUIPO DEFECTUOSO 83
14.1.8. DESCARGAS - RAYOS 83
14.1.9. SOBRECARGA 84
14.1.10. TENSION DE CONTACTO 84
14.1.11. ELECTROCUCIÓN - TENSION DE PASO 85
15. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA. 86
15.1. Puesta a tierra en corriente continua. 86
15.2. Puesta a tierra en corriente alterna. 87
16. OBRA CIVIL. 91
16.1. LINDES DE PARCELA. 91

16.2. ADECUACIÓN DEL TERRENO. 91
16.3. ESTRUCTURA DEL EDIFICIO. 91
16.4. CANALIZACIONES. 91
17. PROCEDIMIENTO PARA EL MONTAJE DE LA INSTALACIÓN 93
17.1. DESCRIPCIÓN GENERAL. 93
17.2 CONDUCTOR MT. 93
17.3 ZANJAS Y ENTUBADOS. 93
17.4 PROTECCIONES. 93
17.4.1 Protección contra sobrecargas y sobreintensidades. 93
17.4.2 Protección contra sobretensiones. 94
17.5 PUESTA A TIERRA. 94
18. PROCEDIMIENTO PARA EL MONTAJE DEL SISTEMA. 95
18.1. APROVISIONAMIENTO, TRANSPORTE, RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO DEL MATERIAL. 95
18.2 MONTAJE DEL CAMPO SOLAR. 95
18.2.1 Montaje del campo solar. 95
18.2.2 Instalación equipos electrónicos. 96
18.2.3 Interconexión y cableado de equipos. 96
18.2.4 Instalación del resto de canalizaciones eléctricas. 96
19. CONTROL DE CALIDAD DEL MONTAJE. 97
20. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO. 98
21. OPERACIÓN DE LA PLANTA 100
22. MANTENIMIENTO. 101
22.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO. 101
22.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO. 105
23. GARANTÍAS. 106
23.1 ÁMBITO GENERAL DE LA GARANTÍA. 106
23.2 PLAZOS. 106
23.3 CONDICIONES ECONÓMICAS. 106
23.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA. 107
23.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN. 107
24. CONCLUSIONES. 108

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Usuarios actuales y demanda proyectada. 8
Tabla 2. Capacidad del sistema solar y generación de energía. 9
Tabla 3. Coordenadas Geográficas en grados decimales 11
Tabla 4. Dimensionamiento del generador fotovoltaico. 36
Tabla 5. Distribución de strings en inversores. 40
Tabla 6. Conductores solares fuente catalogo Centelsa. 48
Tabla 7. Calculo regulación inversor 1. 47
Tabla 8. Calculo regulación inversor 2. 48
Tabla 9. Calculo regulación inversor 3. 49
Tabla 10. Calculo regulación inversor 4. 50
Tabla 11. Calculo regulación inversor 5. 51
Tabla 12. Calculo regulación inversor 6. 52
Tabla 13. Calculo regulación inversor 7. 53
Tabla 14. Calculo regulación inversor 8. 54
Tabla 15. Calculo regulación inversor 9. 55
Tabla 16. Calculo regulación inversor 10. 56
Tabla 17. Calculo regulación inversor 11. 57
Tabla 18. Calculo regulación inversor 12. 58
Tabla 19. Calculo regulación inversor 13. 59
Tabla 20. Calculo regulación inversor 14. 60
Tabla 21. Calculo regulación inversor 15. 61
Tabla 22. Calculo regulación inversor 16. 62
Tabla 23. Calculo regulación inversor 17. 63
Tabla 24. Calculo regulación inversor 18. 64
Tabla 25. Especificaciones Conductores de CA fuente NTC 2050 Tabla 310. 66
Tabla 26. Valores y datos de las configuraciones para los 4 transformadores y sus conexiones en AC, hasta los interruptores. 67
Tabla 27. Características de las tuberías a usar en el proyecto metálicas y no metálicas 68
Tabla 28. Número de Conductores permisibles en tuberías Conduit eléctricas. 69
Tabla 29. Cálculo de tubería. 70
Tabla 30. Protecciones DC en arreglos fotovoltaicos. 72
Tabla 31. Protecciones en AC a inversores y Tablero T_1. 73
Tabla 32. Protecciones en AC desde Tablero T_1 hasta Transformadores 2-1, 2-2 y 2-3. 73
Tabla 33. Protecciones en AC desde TR_2 secundarios hasta T_2. 73
Tabla 34. Protecciones en AC desde T_2 hasta transformadores 3. 74

Tabla 35. Protecciones en AC desde transformadores_3 primarios hasta Tablero T_3. 74
Tabla 36. Protecciones en AC desde Tablero T_3 hasta clúster de baterías. 74
Tabla 37. Protecciones en AC desde T_2 hasta Tr_1 y poste de salida red 13,2 kv. 74
Tabla 38. Conductores de tierra de paneles solares. 87
Tabla 39. Conductores de tierra de Estructuras de paneles. 87
Tabla 40. Conductores de tierra de en Transformadores y plantas generadoras AC. 88
Tabla 41. Conductores de tierra en inversores bidireccionales y almacenamiento baterías Litio. 88
Tabla 42. Conductores de tierra admisibles NTC 2050 Tabla 250_95. 89
Tabla 43. Especificaciones de varillas de puesta a tierra tabla 15.2 del RETIE. 90

INDICE DE IMÁGENES

Ilustración 1. Imagen ubicación de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubirá - fuente Google Earth. 11
Ilustración 2. Diagrama de planta de distribución de las componentes principales del emplazamiento. 12
Ilustración 3. Diagrama de pérdidas y producción anual en PVSYST para Nuquí 4 MW 14
Ilustración 4. Diagrama unifilar sistema de generación Solar Fotovoltaica de Nuquí. 17
Ilustración 5. Strings por cada inversor. 18
Ilustración 6. Clúster de baterías. 29
Ilustración 7. Transformadores para salida e integración de inversores. 30
Ilustración 8. Transformadores para clústers de baterías. 30
Ilustración 9 Transformadores de potencia de 2 MVA. 31
Ilustración 10. Vista isométrica de la estructura propuesta de la planta solar Nuquí - 4 MW. 32
Ilustración 11. Geometría de espaciamientos para cálculos de distancias mínimas entre mesas o estructuras de módulos. 33
Ilustración 12. Caja de Nivel en C.C. 33

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El presente proyecto describe los detalles técnicos para la construcción de una Planta Solar fotovoltaica en el municipio de Nuquí - Chocó para suplir la demanda de energía eléctrica de la población. Actualmente la población se alimenta mediante generación diésel y el propósito de este proyecto es diseñar un emplazamiento Hibrido solar-diésel con almacenamiento de energía, que utilice la infraestructura eléctrica actual existente e integre la solución propuesta para disminuir el consumo de diésel en un porcentaje del 100 %.

El campo generador estará constituido por un total de 6600 módulos fotovoltaicos de 605 Wp de potencia máxima DC, agrupados en 264 cadenas de veinticinco (25) unidades de paneles en serie por cadena, montadas sobre estructuras fijas hincadas en el terreno, contará con veinte (20) clúster de almacenamiento de energía de baterías de Litio Ferro fosfato ($LiFePO_4$) de 200.15 kWh cada uno y tres (3) plantas generadoras diésel de 625 kVA potencias en uso continuo. Las tablas 1 y 2 siguientes muestran los resúmenes de la demanda actual y proyectada para un suministro de energía de 24 horas y la generación de energía a partir del campo solar proyectado. Ver estudio de demanda documento para Nuquí - Chocó.

Tabla 1. Usuarios actuales y demanda proyectada.

DATOS DE USUARIOS NUQUÍ	
CENTRO URBANO	
Habitantes NUQUÍ	3636
Usuarios NUQUÍ	1556
Habitantes JURUBIRÁ	688
Usuarios JURUBIRÁ	310
Habitantes TRIBUGÁ	165
Usuarios TRIBUGÁ	62
Habitantes PANGUÍ	469
Usuarios PANGUÍ	108
TOTAL Habitantes	4958
TOTAL USUARIOS	2036
Habitantes/Usuario	2.5
Demanda promedio energía Actual (KWh/día) SEGÚN INFORME IPSE	8414
Incremento	20%
Demanda proyectada (KWh/día)	10096,8 kWh/día

Fuente: DANE e IPSE.

Tabla 2. Capacidad del sistema solar y generación de energía.

PV Array Characteristics

PV module		**Inverter**	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM78-S30-605-MR	Model	SUN2000-175KTL-H0
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	605 Wp	Unit Nom. Power	175 kWac
Number of PV modules	6600 units	Number of inverters	18 units
Nominal (STC)	3993 kWp	Total power	3150 kWac
Modules	264 string x 25 In series	Operating voltage	600-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>25°C)	193 kWac
Pmpp	3646 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.27
U mpp	1022 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3569 A		
Total PV power		**Total inverter power**	
Nominal (STC)	3993 kWp	Total power	3150 kWac
Total	6600 modules	Max. power	3474 kWac
Module area	18449 m²	Number of inverters	18 units
		Pnom ratio	1.27

Fuente: Datos PV_Syst Nuquí.

Como se muestra la Tabla 3 y el diagrama unifilar de la figura 7 *(Unifilar Nuquí.dwg)*, se proyecta la instalación de siete (18) inversores de 175 kW, tres (3) plantas Diesel, G_1, 2 y 3 de 625 kVA cada una a 440 V potencias de uso continuo , dos (2) transformadores de 2000 kVA, 440/13.200V, usado para red de salida de potencia de la planta hacia las líneas de distribución de media tensión, uno (1) TR_2 de 1300 kVA 800/440 V, para la conexión de inversores al barraje de 440 V y seis (6) transformadores de 750 kVA, 480/440 V, para acoplar los clúster de almacenamiento de baterías de Litio de 200 KW que se acoplan mediante inversores bidireccionales de 175 KW.

Tabla 3. Descripción general de equipos del proyecto Nuquí 4 MW.

INVERSOR	CANTIDAD	UNIDAD
ABB 175 KW	18	UND
PANEL SOLAR 605 W	6600	UND
GENERADOR DIESEL 1	625	KVA
GENERADOR DIESEL 2	625	KVA
GENERADOR DIESEL 3	625	KVA
TRANSFORMADOR INVERSORES 1 0,44/13,2 KV	2000	KVA
TRANSFORMADOR INVERSORES 2 0,44/13,2 KV	2000	KVA
TRANSFORMADOR CLUSTERS DE 750 KVA TRIFASICOS	6	UND
Clúster de baterías (BAT) 200,15 KVA Incluye contenedor IP65	20	UND

2. LOCALIZACIÓN Y SUPERFICIE.

El proyecto se encuentra localizado en el municipio de NUQUÍ e incluye el suministro de energía para los centros poblados de Nuquí, Jurubirá, Panguí y Tribugá.

Dista de Quibdó aproximadamente unos 126 Km, se llega por vía aérea desde Quibdó y Medellín y por vía fluvial, las cuatro localidades se encuentran en las siguientes coordenadas:

Tabla 3. Coordenadas Geográficas en grados decimales

Centro Poblado	Latitud	Longitud	Altura
Nuquí	N 5º42’34.03”	W 77°15’4914”	20 m
Panguí	N 5°39’54.97”	W 77°18’13.88”	10 m
Jurubidá	N 5°50’37.79”	W 77°16’35.64”	12 m
Tribugá	N 5°45’58.74”	W 77°15’0.96”	10 m



Ilustración 1. Imagen ubicación de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubirá - fuente Google Earth.

El terreno necesita movimiento de tierras para realizar el montaje de la estructura y los paneles solares, pues es de una topografía plana, pero se cuenta con vegetación. El sitio cuenta con un acceso de carreteables lo que facilitará la maniobra de transporte y montaje de la línea de estructuras, paneles demás componentes del proyecto, sin

embargo, hasta el municipio de Nuquí se deberá transportar el material por vía marítima.

En la ilustración 2 se muestra la distribución propuesta de paneles sobre el terreno, se muestra la distribución de las mesas compuestas en líneas simétricas de paneles, cada mesa de paneles está compuesta de 75 paneles o 3 strings de paneles en serie, esto para facilitar las labores de mantenimiento y optimizar el área, se dejan espaciamientos entre las mesas de 2 metros para permitir labores de montaje y futuras inspecciones y los mantenimientos requeridos, estos espaciamientos se han calculado de manera que las mesas no generen sombras entre sí que pudieran en un momento disminuir el rendimiento de generación del sistema. Se observa igualmente la ubicación de los dieciocho (18) inversores y la ubicación del clúster de baterías y transformadores que requiere el sistema planteado.

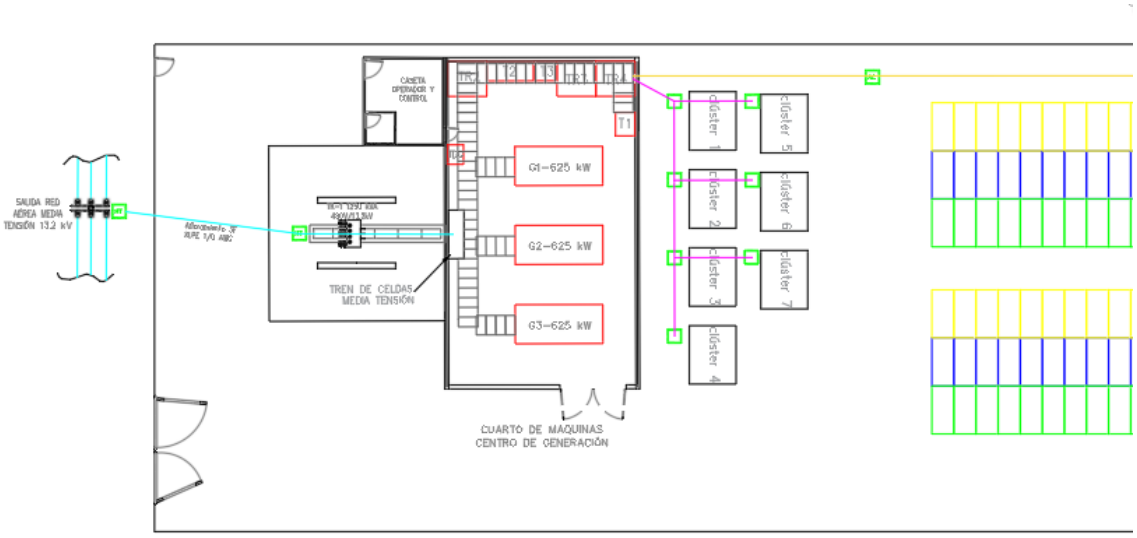


Ilustración 2. Diagrama de planta de distribución de las componentes principales del emplazamiento.

3. VIDA ÚTIL

La vida útil del Proyecto se estima en 25 años, para los paneles solares fotovoltaicos y para el almacenamiento de energía con baterías de Litio ($LiFePO_4$) se tiene un estimado superior a 10 años.

Desde el punto de vista de la eficiencia de la instalación, se ha tenido en cuenta las diferentes perdidas técnicas y las perdidas por degradación de los paneles para la generación en la vida útil del sistema. Estimándose que al final de su vida útil el rendimiento de la central de generación se puede haber reducido en un 20-25%, por la degradación intrínseca de los paneles solares fotovoltaicos.

En el estudio económico se aplicará un coeficiente de pérdida de productividad anual, el cual debe utilizarse siguiendo la pérdida de productividad dada por el fabricante de la tecnología de los paneles. Además, se debe tener en cuenta un valor residual de la instalación a los 25 años, que represente el precio al cual podría ser vendida. La Figura 4 siguiente muestra el comportamiento estimado de la generación para el primer año de producción de energía de la planta en 5.338 MWh/año, que para 4.000 kWp a instalar y producción especifica Pe=1337 kWh/kWp/año.

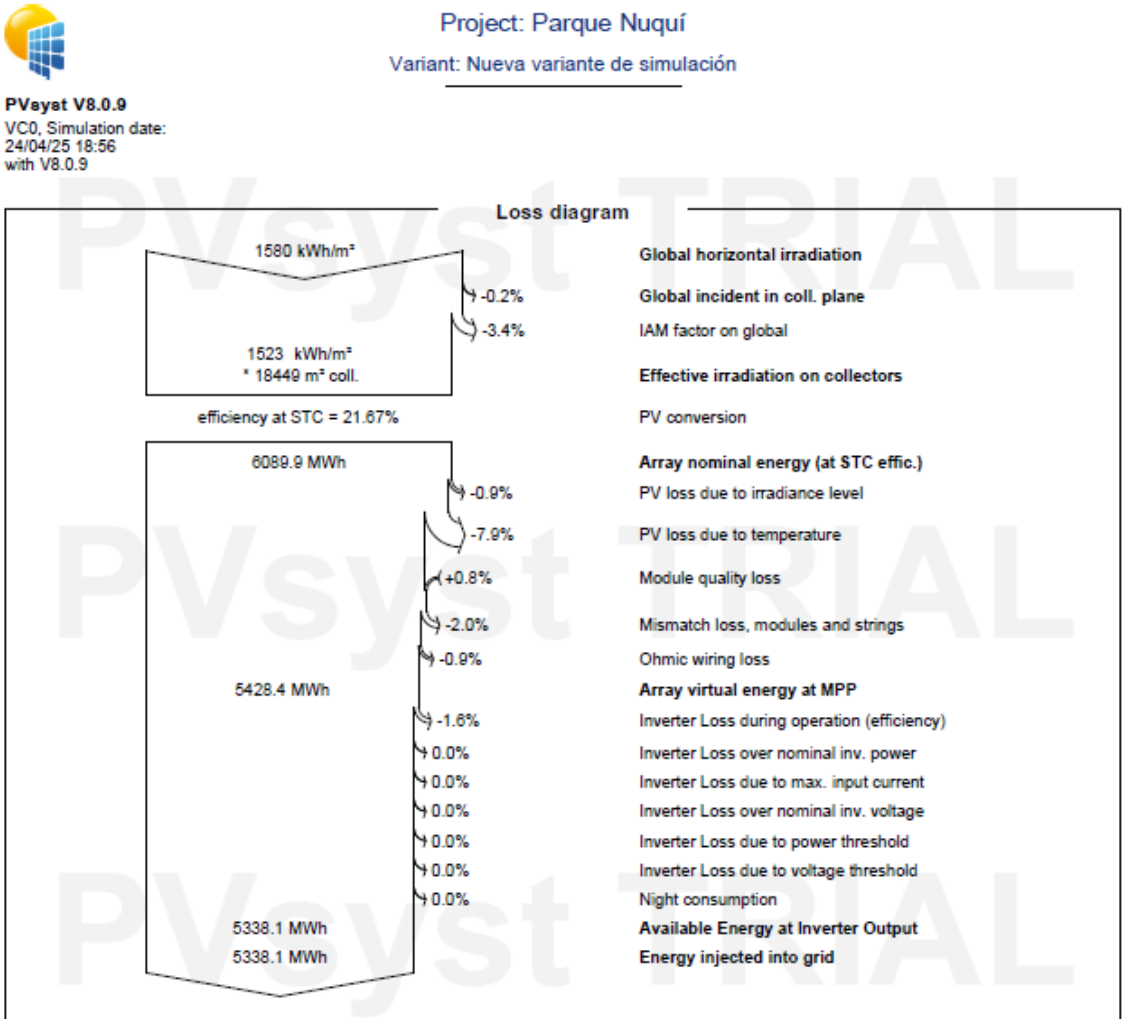


Ilustración 3. Diagrama de pérdidas y producción anual en PVSYST para Nuquí 4 MW

4. LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA Y CONECTADA A LA RED.

4.1 LA ENERGÍA SOLAR.

El sol es una fuente inagotable y gratuita de energía. La energía solar, dentro del grupo de las llamadas energías renovables, ofrece un potencial energético mucho mayor de lo que jamás se llegará a consumir, un potencial inagotable que puede emplearse en todas las actividades humanas.

El sol envía a la Tierra en un cuarto de hora más energía de la que la humanidad utiliza durante todo un año. Hasta la Tierra llega una cantidad de energía solar, que representa la potencia correspondiente a 170 millones de reactores nucleares de 1.000 MW de potencia eléctrica unitaria. Aunque no toda esta energía es aprovechable, el potencial utilizable es mil veces superior al consumo anual mundial de energía.

La energía procedente del sol puede aprovecharse por un lado de un modo pasivo, mediante la adecuada orientación y diseño de construcciones por un lado y mediante el empleo de materiales y elementos arquitectónicos adaptados a las necesidades de climatización e iluminación. Asimismo, es posible también utilizar la energía solar de un modo activo mediante dispositivos capaces de convertirla en calor (energía solar térmica) y en protección del medio ambiente.

Los sistemas solares dependen de la radiación solar, un recurso variable de fácil predicción y de muy baja incertidumbre espacial y temporal en períodos de tiempo largos. En la actualidad existen suficientes datos y suficiente experiencia como para afirmar que el diseño óptimo de una instalación está resuelto por el proyectista.

4.2 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Se entiende por energía solar fotovoltaica la transformación de los rayos del sol en energía eléctrica a partir de la utilización de las propiedades eléctricas de los materiales contenidos en las células solares.
Durante los últimos años, en el campo de la actividad fotovoltaica, los sistemas de conexión a la red eléctrica constituyen la aplicación que mayor expansión ha experimentado. La extensión a gran escala de este tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permite, por un lado, optimizar diseño y funcionamiento tanto de productos como de instalaciones completas, desarrollar nuevos productos con los conocimientos adquiridos y, por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental.

4.3 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA NO CONECTADA AL SIN.

El presente proyecto se centrará en incorporación de un sistema de generación solar fotovoltaica que aislado del SIN y que reducirá el consumo de combustible de las máquinas diésel que actualmente son las que suministran la energía actualmente al municipio de Nuquí y que permita un seguimiento de la demanda automático priorizando la generación solar, con estrategias de sincronismo. La grafica siguiente presenta la arquitectura de construcción del proyecto Hibrido diésel - solar para Nuquí, existe una barra de carga donde está la demanda y a ella se asocian las plantas generadoras sincronizadas y el sistema solar en sus dos componentes acople de generación solar AC, acople de generación almacenamiento con baterías de Litio DC, automatismo de reparto de carga y sistema de SCADA para control y monitoreo.

5. DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL GENERADOR

La Ilustración 4 muestra en la parte superior derecha de la imagen las tres plantas generadoras su sistema de sincronismo uno para cada planta y su conexión al barraje común de 440 voltios, en la parte superior izquierda se muestra el sistema solar fotovoltaico y sus inversores conectados a la red de 440 voltios y en la parte inferior se muestra el sistema de clúster de almacenamiento de energía mediante baterías de litio.

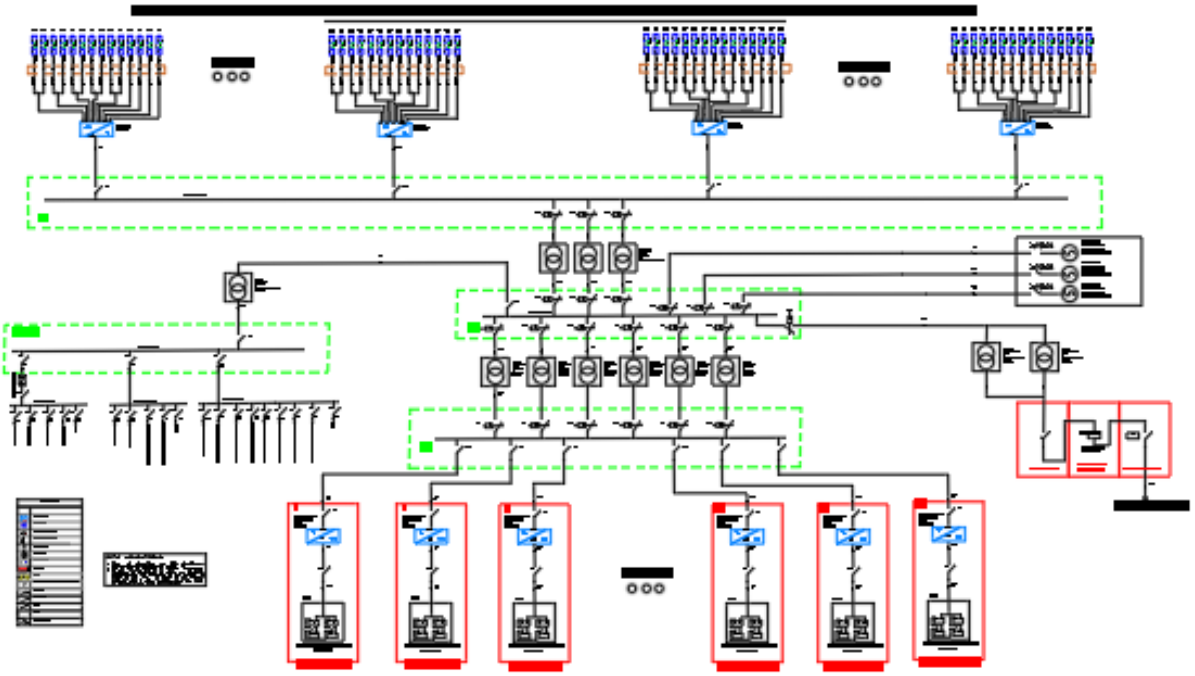


Ilustración 4. Diagrama unifilar sistema de generación Solar Fotovoltaica de Nuquí.

5.2 STRINGS COMPUESTOS POR PANELES SOLARES

El sistema de generación mediante energía solar fotovoltaica esta compuesto por 264 strings o ramales de 25 paneles conectados en serie o strings, para cada inversor se utilizaran 14 de estos strings, conectados de 2 a 2 para no aumentar en valor de la corriente pero si el valor de la tensión en DC que generan los paneles.

En total el sistema de generación consta de 6600 paneles solares.

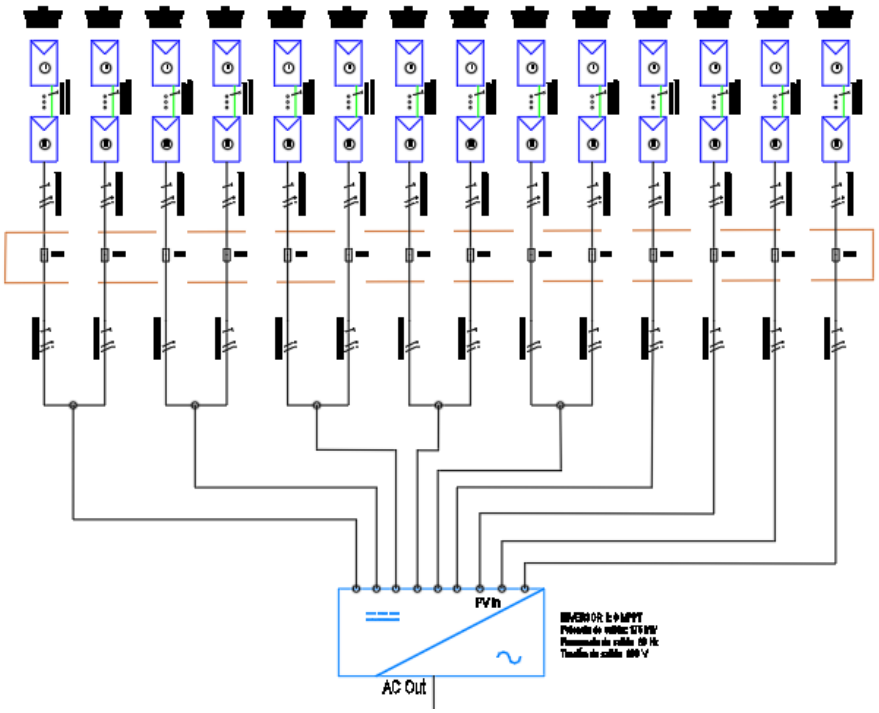
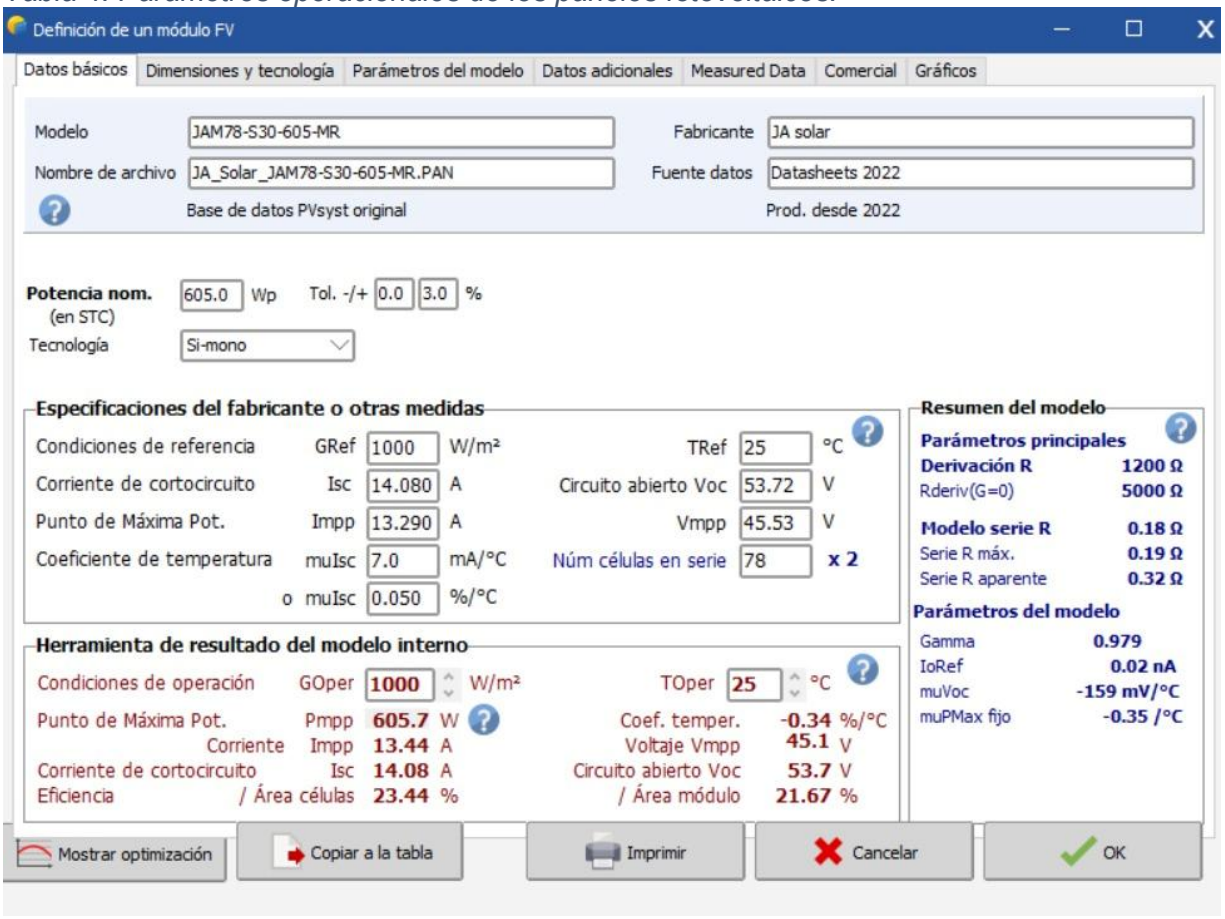


Ilustración 5. Strings por cada inversor.

El módulo a emplear es mono facial de 605 W, características principales ,en STC:

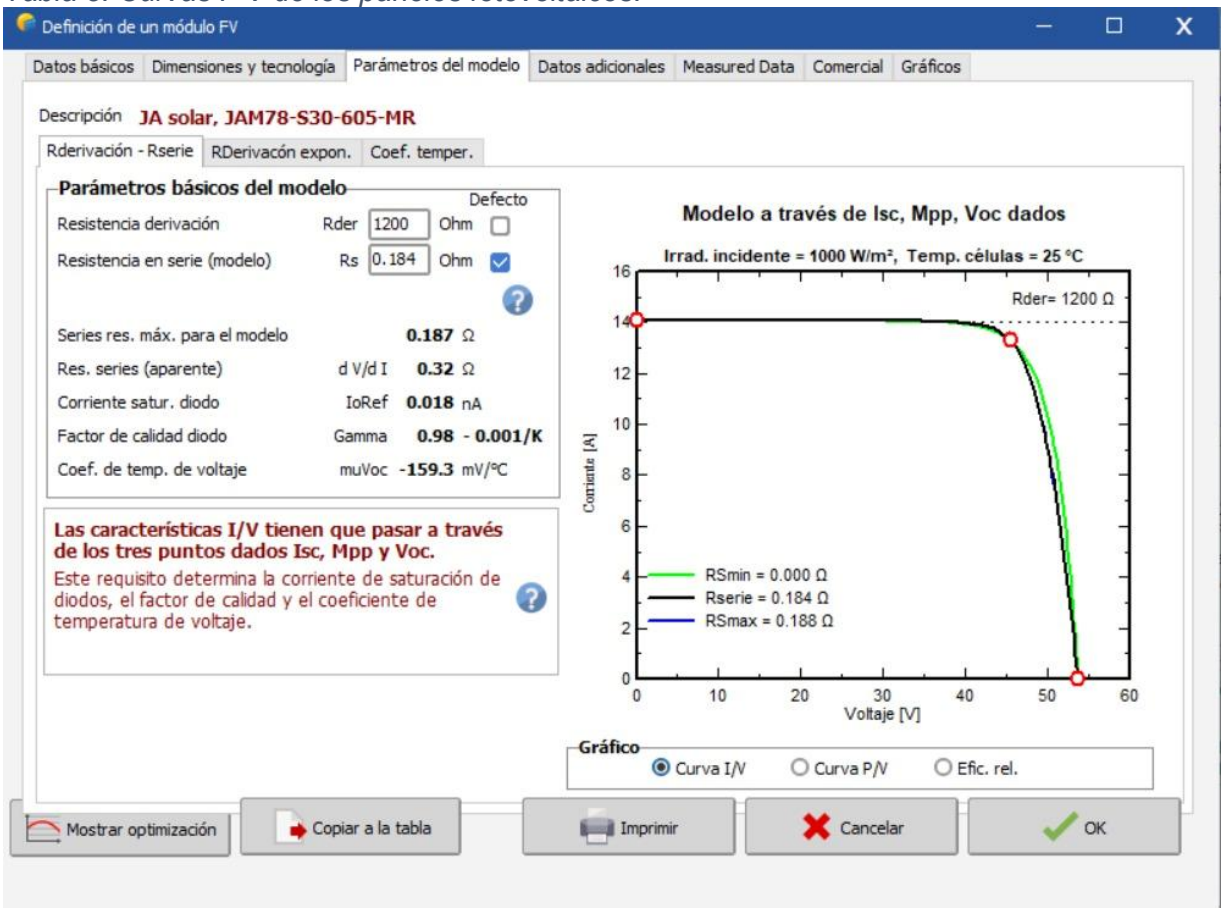
Compuesto 156 (2x78) células Monocristalinas
Potencia máxima 605 Wp Máximo voltaje del sistema,1.500 Vcc
Corriente de cortocircuito: 14.08 A.
Tensión de circuito abierto: 51,7 V.
Tensión en punto Pmáx: 45.53 V.
Corriente en punto Pmáx: 13.29 A.
Tipo de terminal de salida: Caja de conexionado Cable 1.300 mm. #10
Conectores: MC4.
Medidas: 2465 x 1134 x 35 mm (largo x ancho x grosor).
Peso: 31,1 kg.
Ver especificaciones técnicas complementarias en documento ’Fichas técnicas Nuquí 4000 KW’’.

Tabla 4. Parámetros operacionales de los paneles fotovoltaicos.



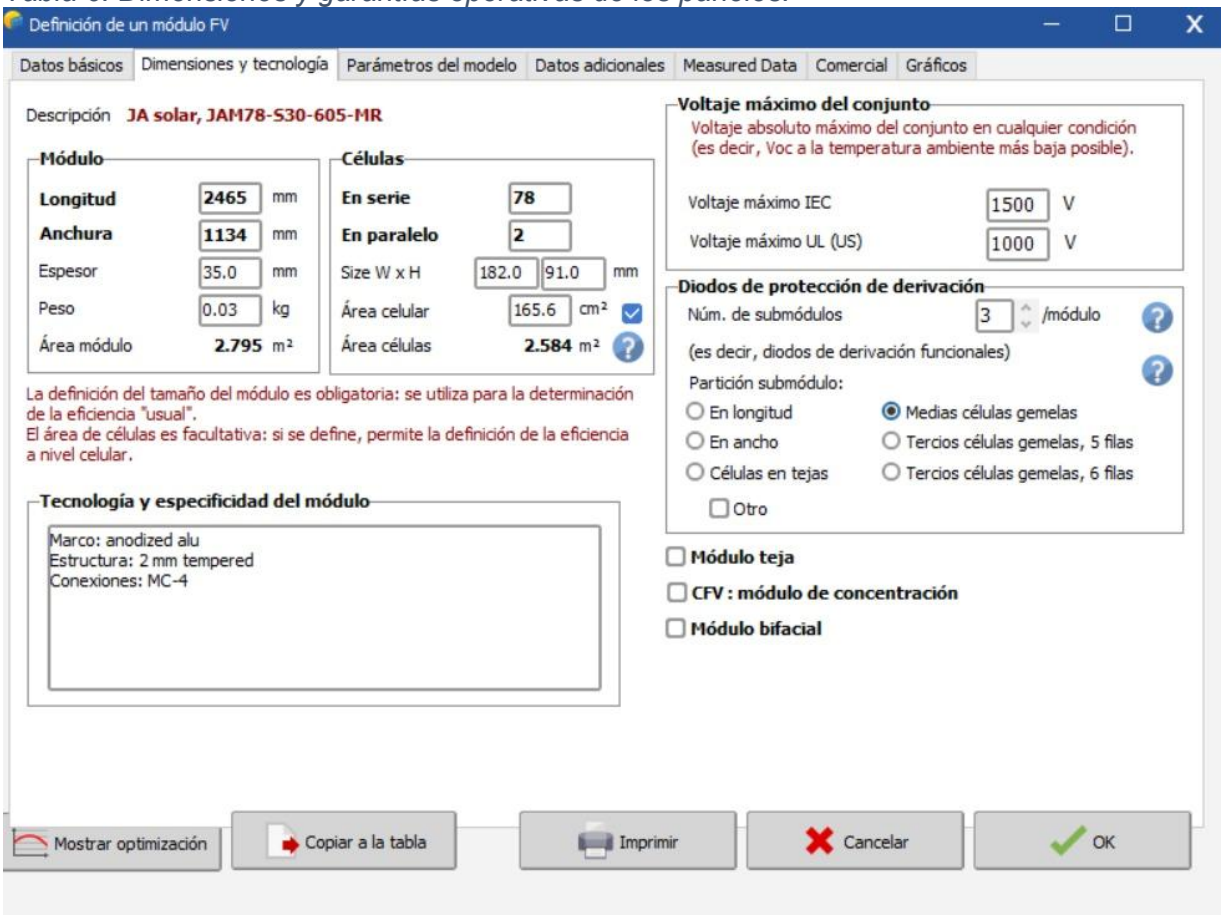
Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí 4 MW.

Tabla 5. Curvas I -V de los paneles fotovoltaicos.



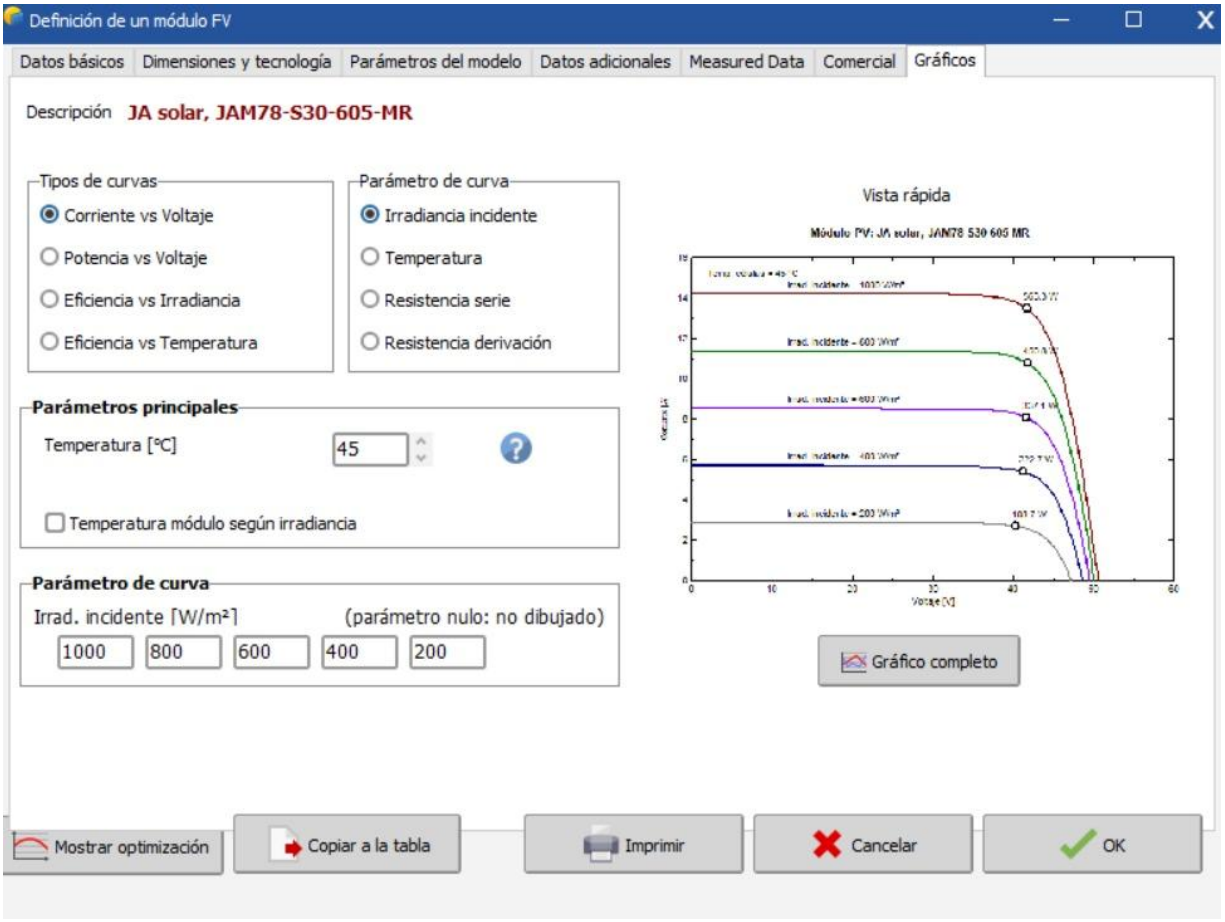
Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí 4 MW.

Tabla 6. Dimensiones y garantías operativas de los paneles.



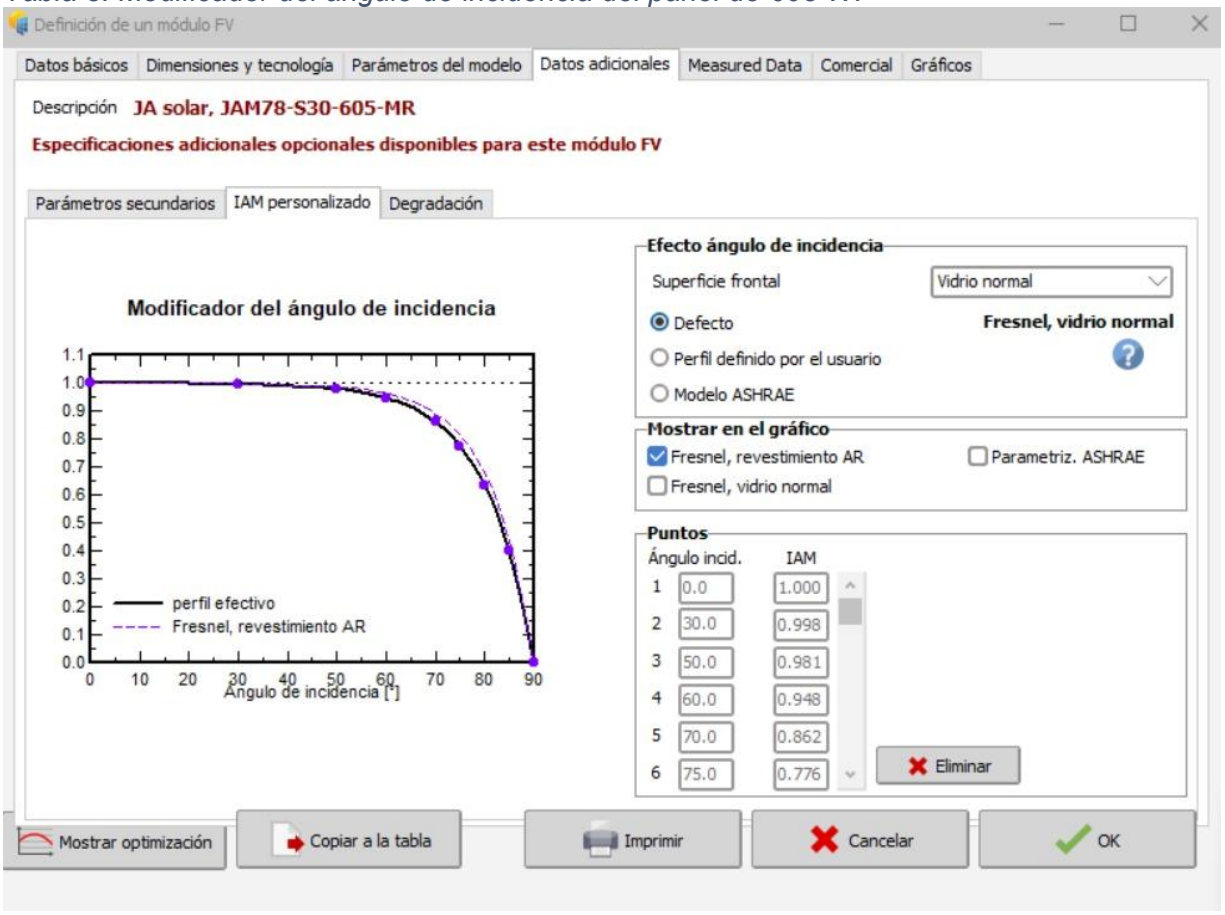
Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí 4 MW.

Tabla 7. Curvas de generación I_V del panel de 605 W, a condiciones de operación del módulo de 45°C.



Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí 4 MW.

Tabla 8. Modificador del ángulo de incidencia del panel de 605 W.



Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí 4 MW.

Con estos datos, resulta que, conectando 25 paneles en serie, se obtiene la tensión adecuada a la salida de cada cadena a 1000 W/m2 y 25°C:

Vtn (pmp) = 45.53 x 25 = 1138,25 V (tensión nominal de trabajo).
Voc (max) = 51,7 x 25 = 1292.25 V (tensión a circuito abierto).

De igual manera los valores de intensidad de salida de cada instalación y que debe soporta el inversor son:

Isc (max) = 14.01 x 14= 196.14 A, Imp= 13.29 x 14 = 186.06 A.

Para la potencia del inversor, teniendo en cuenta que la instalación incluye 14 series de 25 paneles cada una, se obtiene que:

Pot (pmp) = 605 x 25 x 14 = 211,75 kWp.

5.3 CONDUCTORES DE INTERCONEXIÓN.

Los conductores de interconexión entre módulos FV serán de sección no inferior a 4 mm² de cobre flexible con aislamiento de 1.500 Vcc especial para intemperie. Los módulos se montarán horizontalmente sobre una estructura fija orientada al sur. Se conectarán en serie 25 módulos, y el número de cadenas o string es de 14 para los dieciocho (18) inversores, por inversor se ocupan los 9 MPPT.

5.4 INVERSORES FOTOVOLTAICOS.

Cada uno de los dieciocho (18) inversores fotovoltaicos convierten la corriente continua en corriente alterna cada uno de ellos con una potencia nominal de 175 kW, y con 9 MPPT para cada uno. La frecuencia de trabajo es de 60 Hz (red eléctrica) con una variación de ± 0,5 Hz. El factor de potencia es > 0,98 y el coeficiente de distorsión de la onda de salida es menor del 4%, y por tanto, la energía que se exporta a la red eléctrica es de muy buena calidad. El inversor incorpora aislamiento galvánico entre la entrada en continua y la salida en alterna. El rendimiento máximo es superior al 98%.

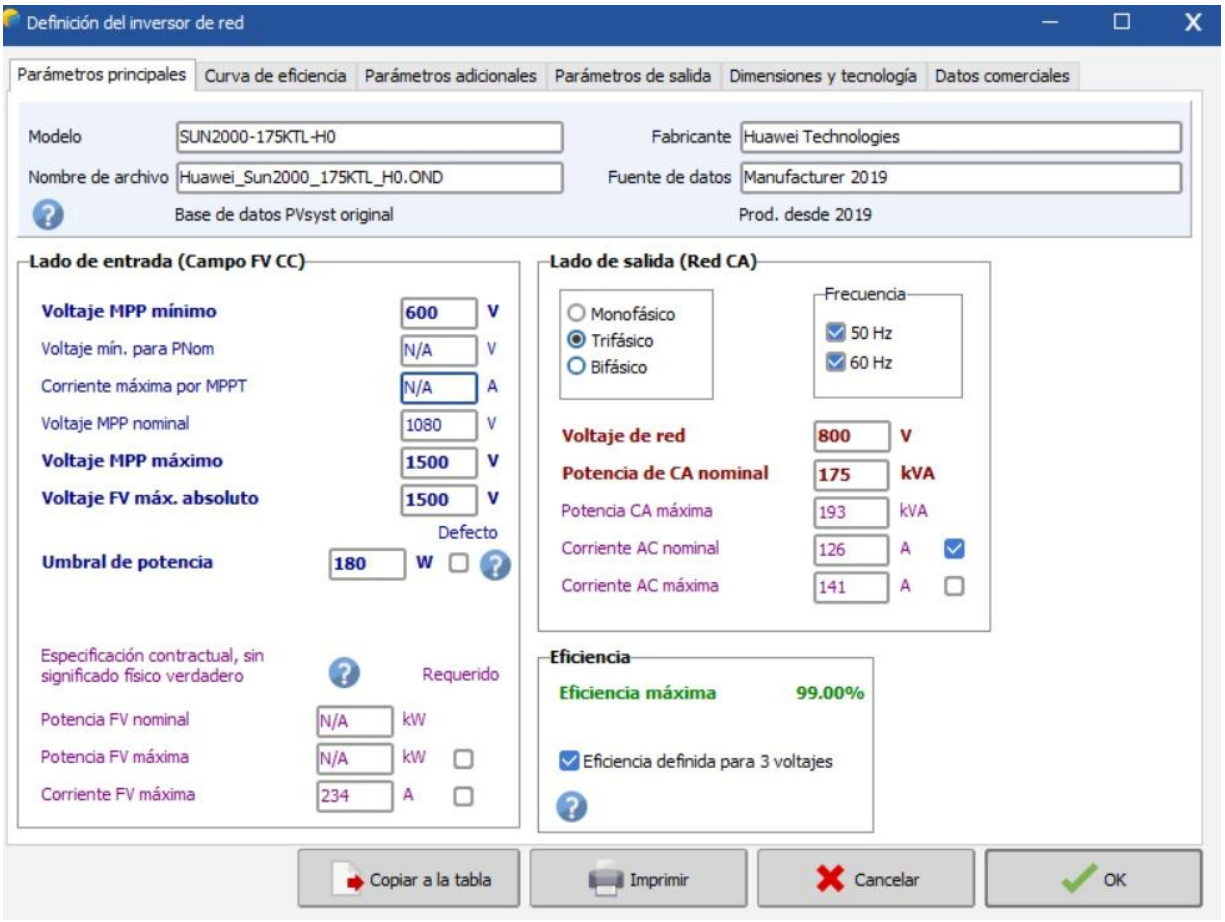
El propio inversor incorpora una serie de protecciones contra sobretensiones en corriente continua y contra inversiones de polaridad. Así mismo, lleva incorporado, adicionalmente, un sistema de medida de aislamiento en corriente continua (aviso cuando RISO inferior a 1 MΩ) y un convertidor en corriente continua para desplazar el punto de funcionamiento de los subcampos fotovoltaicos hacia el punto de máxima potencia, optimizando de esta forma la generación eléctrica para cada nivel de radiación y de temperatura.

El inversor es un dispositivo eléctrico que convierte corriente continua en corriente alterna a una determinada frecuencia mediante un puente IGBT, el cual produce pulsos secuenciales en la corriente continua, los cuales dan lugar a una onda de tipo sinusoidal, siendo esta la corriente alterna. El inversor funciona mediante seguimiento del punto de máxima potencia en cada momento, de forma que optimiza los valores de entrada de intensidad y tensión en corriente continua. En su interior la llegada es en corriente continua, conectado a un interruptor, el cual es controlado por el inversor. Al detectar fallos de aislamiento mediante sistema de vigilancia de aislamiento a tierra en el circuito de continua, abre el circuito. También lleva asociado un sistema de protección a la salida de alterna el cual abre el circuito en caso de fallos o fluctuaciones en la línea.

Puede tener un banco de condensadores el cual permite corregir el factor de potencia y llevarlo siempre a 1, un sistema de monitorización que permite ver las diferentes variables del sistema y un sistema de comunicación para monitorización a distancia. El inversor tiene ventilación forzada ya que se produce un aumento de temperatura propio de la electrónica de potencia del sistema y la temperatura ambiente, esta ventilación es para evitar la desconexión del inversor por aumento de temperatura.

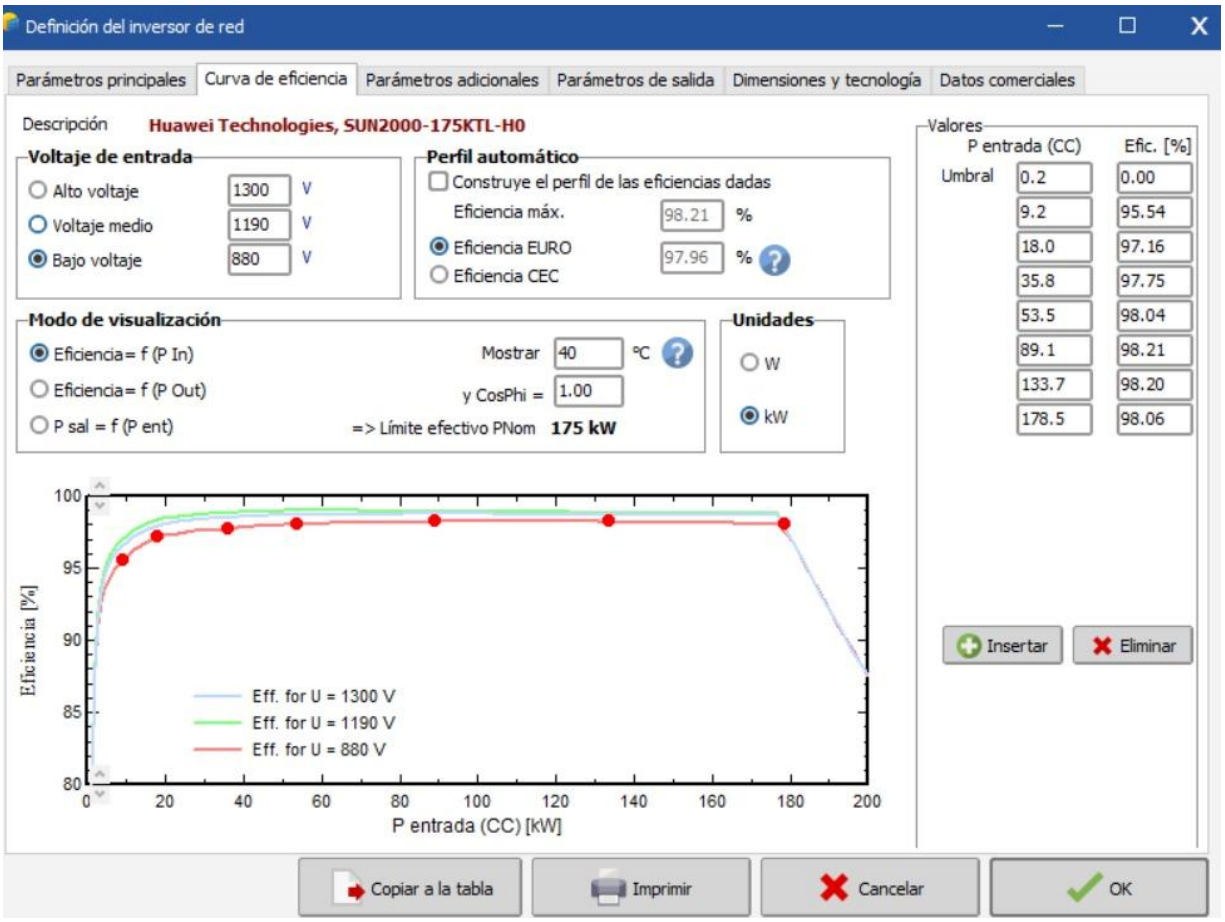
Las siguientes tablas de la 9 a la 12 resumen las características de los Inversores a utilizar:

Tabla 9. Parámetros del inversor.



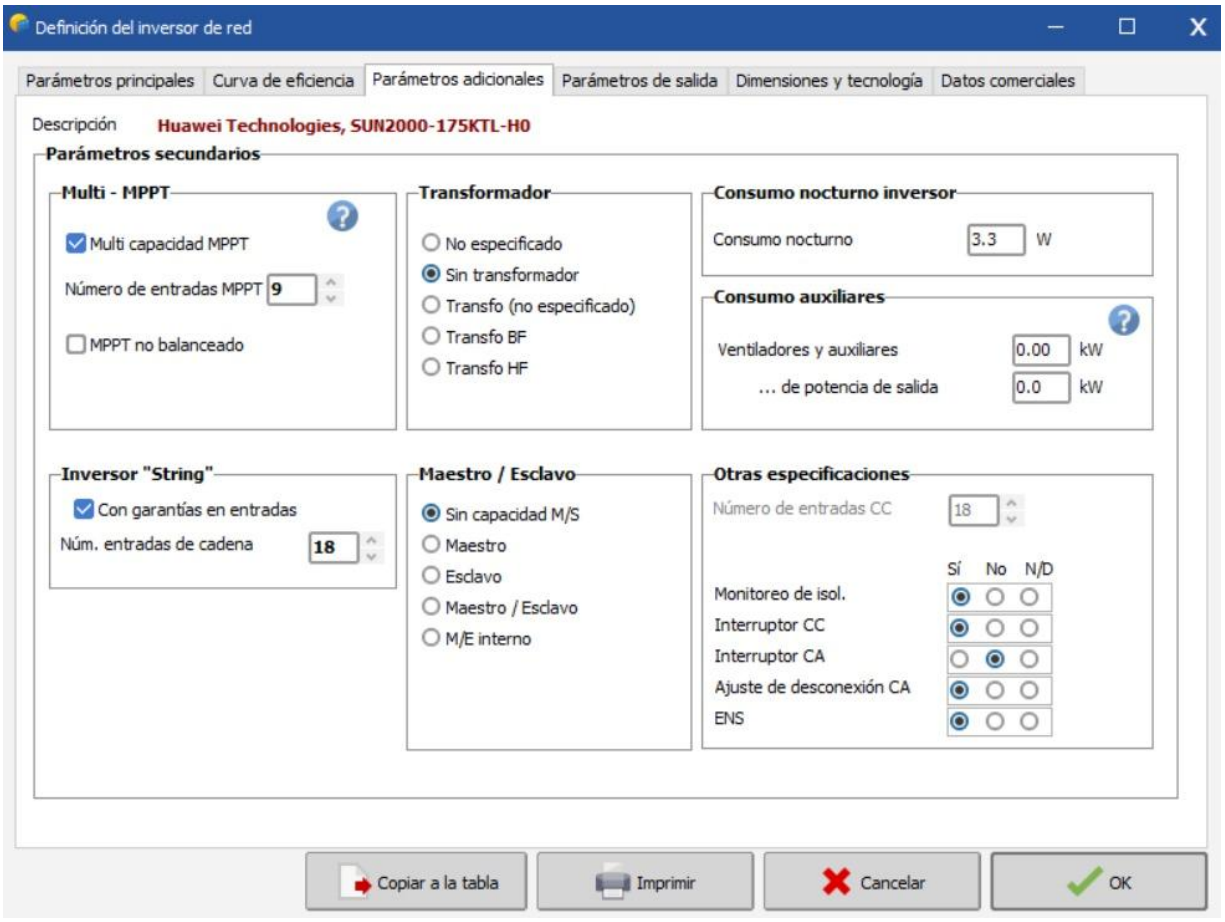
Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí 4 MW.

Tabla 10. Comportamiento y eficiencia del inversor.



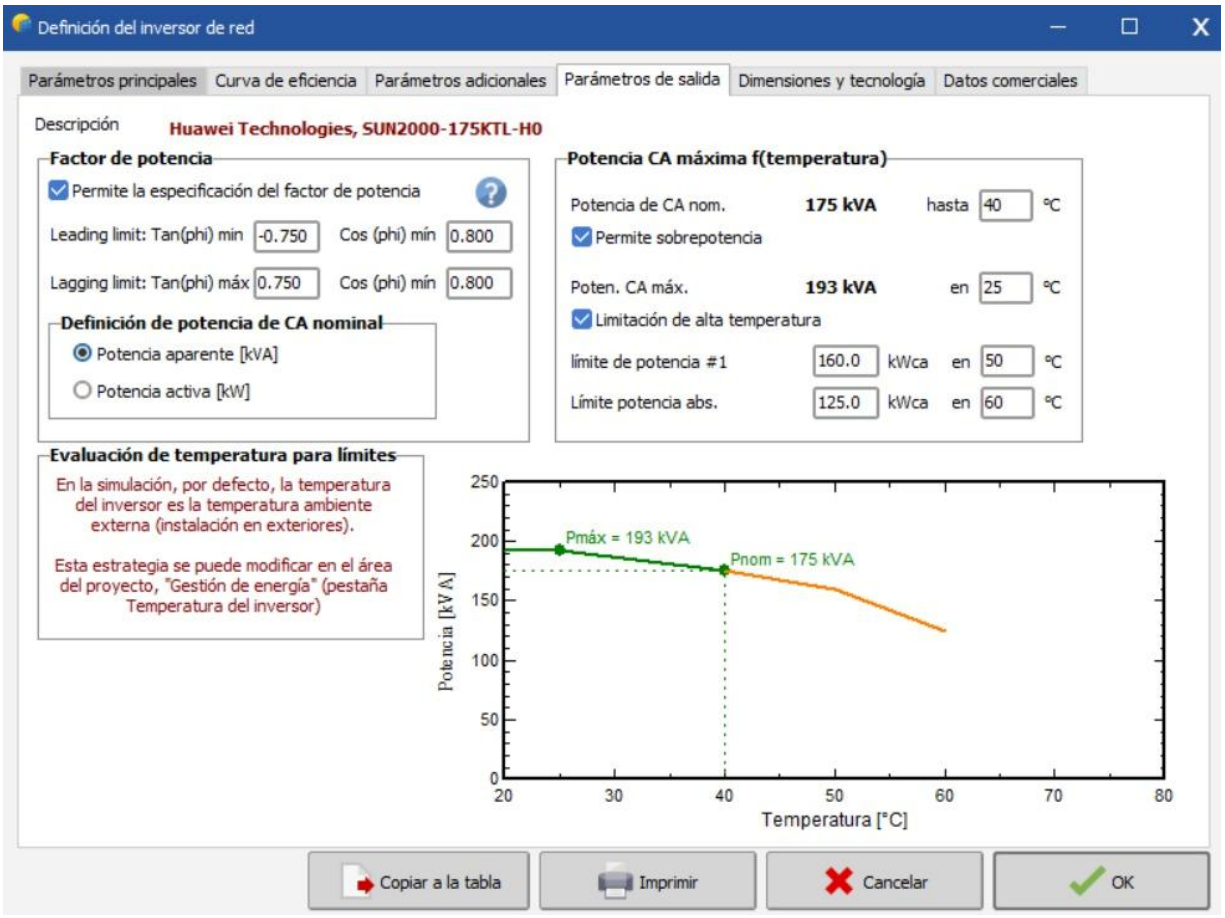
Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí 4 MW.

Tabla 11. Distribución de string y MPPT del inversor.



Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento NUQUÍ 4 MW.

Tabla 12. Comportamiento Potencia Vs Temperatura del inversor.



Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento Nuquí - 4 MW

5.5 CONEXIÓN ENTRE MÓDULO E INVERSOR.

La conexión entre las series de módulos y su correspondiente inversor se hace a través de zanjas, canalizaciones y cableado, y también mediante cajas de conexionado intermedio para optimizar las secciones de cable y minimizar las pérdidas por caídas de tensión y aislamiento.

Más adelante se describe todo el subsistema eléctrico, así como las protecciones de la instalación.

5.6 BATERÍAS.

Las unidades de almacenamiento de energía usan baterías de litio ferro fosfato, para cada clúster se proyecta usar baterías de 100 Ah a 24 Vdc en una disposición tal que cada clúster se integre en una capacidad de 200 kW de potencia. Ver diagrama *Unifilar Nuquí.dwg* y documento de especificaciones *"Fichas técnicas Nuquí 4000 KW".*

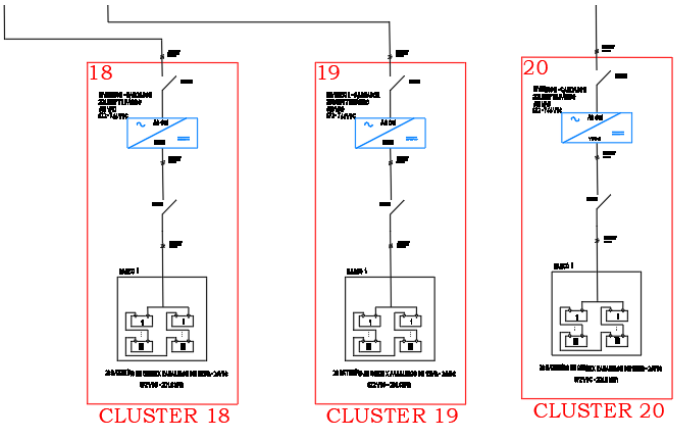


Ilustración 6. Clúster de baterías.

5.7 UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN.

Las unidades de transformación constan de tres (3) tres transformadores TR_2 de 1300 kVA para la salida de potencia y acople de inversores de conexión de red 800/440 V resaltados en la siguiente imagen:

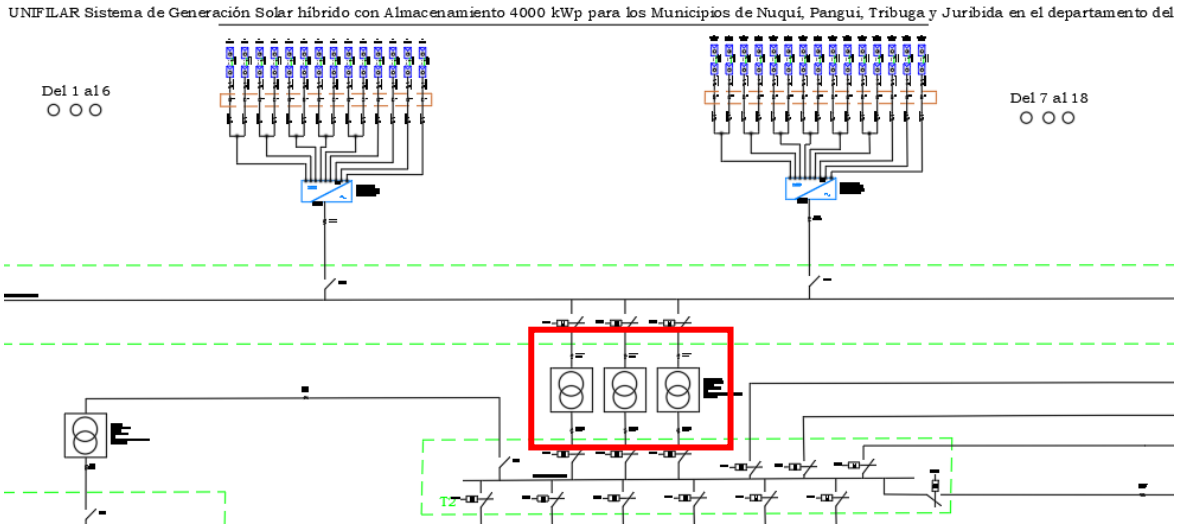


Ilustración 7. Transformadores para salida e integración de inversores.

Seis transformadores TR_3 para la conexión clúster y bidireccionales de baterías de 750 kVA, 480/440 V, cada uno (Ver ilustración 8).

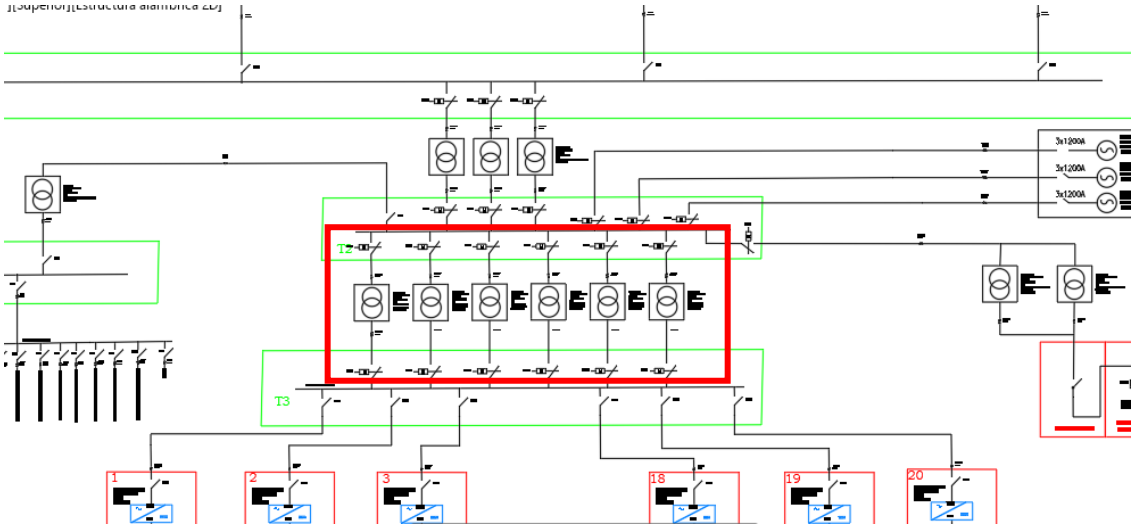


Ilustración 8. Transformadores para clústers de baterías.

2 transformadores de potencia de 2 MVA los cuales se encargan de transformar la tensión de 400 v a 13.200 v para la red de distribución (Ilustración 9).

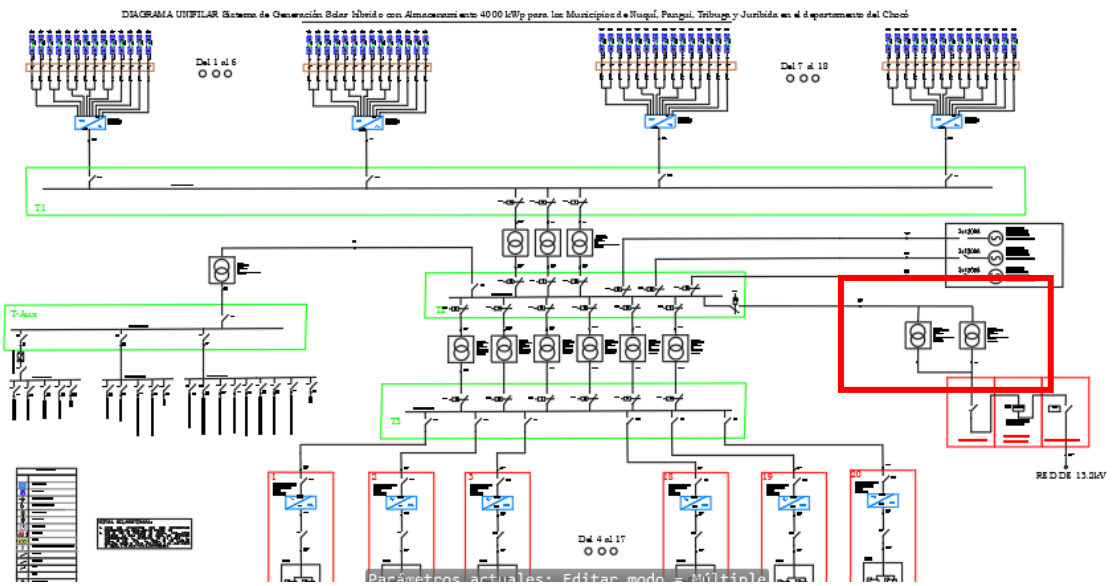


Ilustración 9 Transformadores de potencia de 2 MVA.

5.8 ESTRUCTURA DE SOPORTE.

Se propone una estructura estática que permita colocar tres filas de módulos en posición horizontal, ya que se ha comprobado que este tipo de montaje puede reducir los costos de instalación. Dicha estructura se hinca en el suelo con pilares, lo cual permite una fácil adaptación a terrenos que no sean totalmente planos. La profundidad a la que se clavan los pilares depende de las características del terreno y se calcula después de realizar las correspondientes comprobaciones in-situ, para suelos de capacidad portante superior a 1 kg/cm^2 se dan profundidades de hincado medias de 1,5 metros.

La estructura será diseñada para resistir las fuerzas producidas por viento y terremotos, a la vez que las fuerzas del propio peso de la estructura, y por consiguiente será capaz de soportar situaciones meteorológicas adversas durante periodos de tiempo prolongados.

Todos los materiales utilizados para fabricar la estructura serán de acero galvanizado de 2,5 mm de espesor y entre 70 y 100 micras de galvanizado para prevenir y evitar oxidación. Toda la tornillería, tuercas y arandelas debe ser de acero inoxidable de ½" y 1½" de longitud.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Las filas de las estructuras se dispondrán de forma que se minimicen las sombras entre ellos, pero optimizando el aprovechamiento del terreno. Se asegura así el máximo aprovechamiento de la energía solar incidente para la latitud del emplazamiento y, además, se minimiza el impacto visual. Está disposición es mostrada en la isometría de la figura 10.

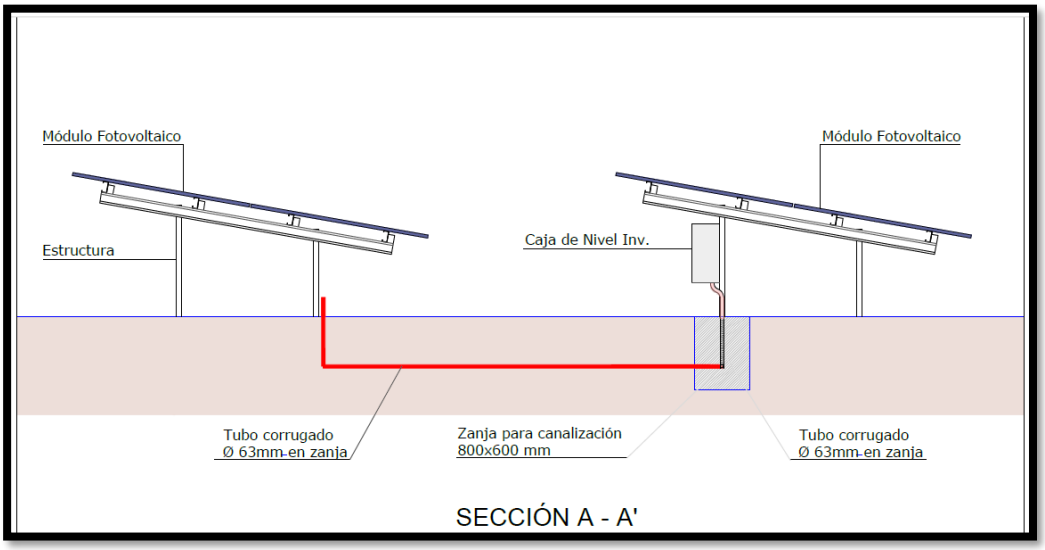


Ilustración 10. Vista isométrica de la estructura propuesta de la planta solar Nuquí - 4 MW.

5.9 ESTIMACIÓN DE SOMBRAS DE LOS MÓDULOS.

Las cadenas de módulos fotovoltaicos se deben instalar de manera que se garantice un mínimo de cuatro (4) horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno (21 de diciembre). Esto permite garantizar mayor captación de horas solares posibles (incluso en este periodo de solsticio, el cual es el más desfavorable del año al ser la trayectoria solar que genera los mayores ángulos de incidencia). Para esto se deber calcular la distancia mínima que deberá existir entre las cadenas de módulos (dirección norte sur), de tal forma que una fila o cadena no genere sombras sobre su fila posterior durante el periodo de mayor disponibilidad del recurso solar. Esta distancia deberá ser superior a la obtenida en la siguiente expresión:

$$D = \frac{L * \sin\beta}{\tan(61° - latitud)}$$

Para la ecuación anterior, L es la longitud del panel (2.46 m) y β es el Angulo de inclinación de panel (5°). Evaluando esta ecuación, siendo la latitud de Nuquí 5° 42’

35'' (5.70°) N, se obtiene que D=0.14 m. Sin embargo, por motivos de mantenimiento e inspección se selecciona como distancia entre las cadenas de módulos entre 1.8 y 2.0 m que para este proyecto será la distancia mínima entre mesas.

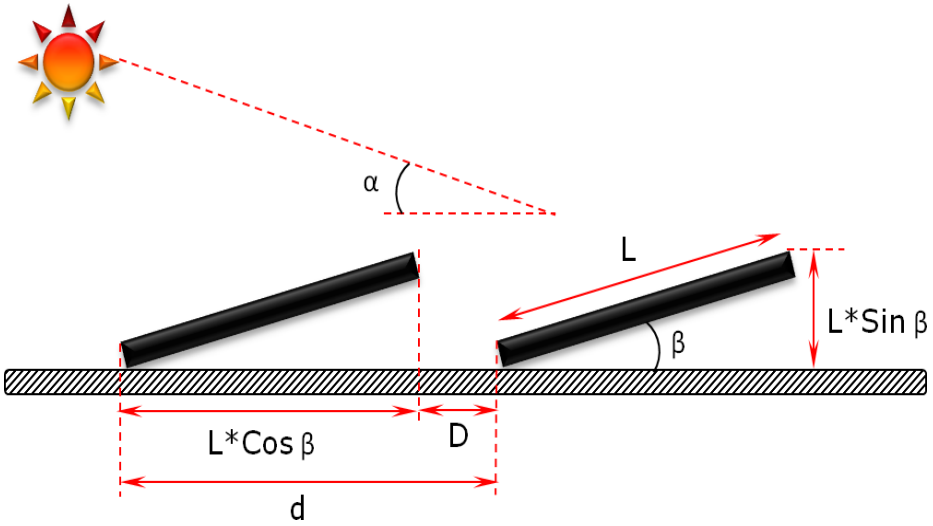


Ilustración 11. Geometría de espaciamientos para cálculos de distancias mínimas entre mesas o estructuras de módulos.

5.10 CAJA DE CONEXIONES.

La caja de conexiones de los módulos fotovoltaicos debe ser completamente estanca, IP 65, para asegurar el aislamiento frente a la humedad, al agua y al polvo que producen una progresiva degradación en los circuitos. Ver ilustración 12.

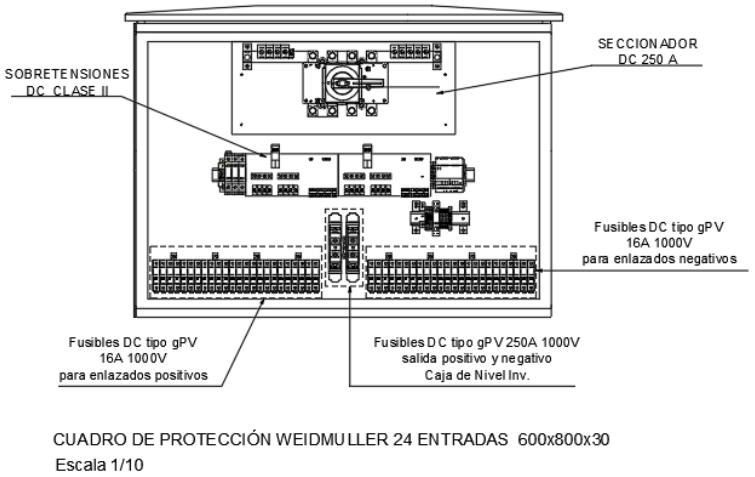


Ilustración 12. Caja de Nivel en C.C.

6. CONFIGURACIÓN Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.

Las especificaciones técnicas de los inversores, paneles y bases de datos meteorológicas (temperatura, radiación, velocidad de viento del sitio) proporcionan información a tener en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos. En base a la configuración que se seleccione, y el tipo y características operativas de los módulos, se determina el número, la potencia y el nivel de tensión de trabajo de los inversores. Este proyecto fue modelado con el software PV_SYST.

6.1. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA.

El número de inversores deriva de la potencia estimada para el sistema fotovoltaico y de la configuración escogida. Como regla general, dado que los inversores poseen diversos niveles de potencia y que la potencia total del sistema fotovoltaico es determinada por el área útil disponible, se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada uno de los inversores:

Cantidad de inversores:	18 unidades
Potencia unitaria de inversor:	175 KW
Potencia total a instalar:	3150 KW
Potencia nominal del parque:	4000 KW

$$0,7 \times P < Pinv < 1,2 \times P$$ Para la planta de generación “Nuquí 4 MW”:

$$0,7 \times 4000\ kW < 3150\ kW < 1,2 \times 4000\ kW$$

Efectivamente, $2800\ kW < 3150\ kW < 4800\ kW$.

En términos generales, es favorable escoger un inversor con una potencia sensiblemente menor a la del generador fotovoltaico (Pinv < P) dado que la eficiencia de los inversores es relativamente baja para las gamas de potencia operacionales inferiores al 10% de la potencia nominal.

Este sub-dimensionado puede implicar una sobrecarga del inversor puntualmente, por lo que se debe conocer claramente el funcionamiento del inversor en caso de sobrecarga, y configurar el generador fotovoltaico de manera de evitar esa posibilidad.

6.2. CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR.

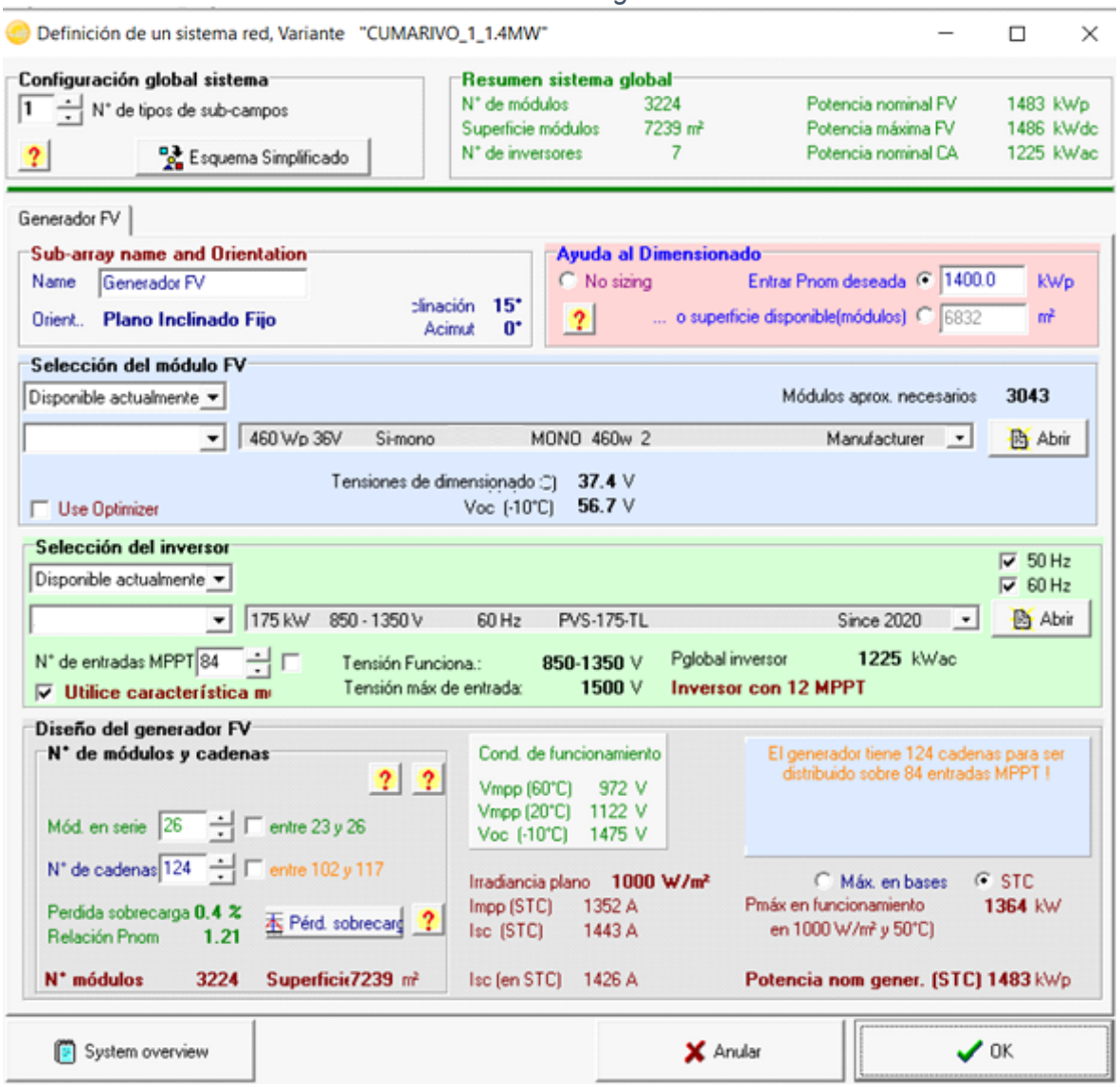
El parámetro a tener en cuenta en el momento de definir la configuración del generador fotovoltaico es la tensión de entrada al inversor. Todos los inversores de conexión a red poseen un rango operativo de tensiones de entrada que generalmente está asociado al rango del algoritmo interno de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), así como un límite máximo de tensión de entrada.

La tensión del generador fotovoltaico viene dada por la sumatoria de las tensiones individuales de los módulos conectados en serie en una rama. Ahora bien, dado que la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura, en el diseño debemos considerar las situaciones operativas extremas, tanto en invierno como en verano.

Por lo tanto, el intervalo de operación del inversor (rango de seguimiento de MPP) debe ajustarse en función de la curva característica del generador fotovoltaico para distintas temperaturas de operación, y el punto de máxima potencia de cada una de estas curvas debe situarse en el rango de seguimiento. Adicionalmente siempre hay que considerar dentro del ajuste la tensión máxima admisible del inversor.

La siguiente tabla resume las características de dimensionamiento del emplazamiento de Nuquí 4 MW:

Tabla 4. Dimensionamiento del generador fotovoltaico.



Fuente: Datos extraídos de Simulación en PV_SYST para el emplazamiento NUQUÍ 4 MW.

6.3. TENSIÓN DE ENTRADA – NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS EN SERIE.

6.3.1.

El número máximo de módulos en serie por rama viene condicionado por la situación de la estación fría. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiancia solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador. Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el equipo.
Para el cálculo del número máximo de módulos en serie, se establece como estándar para el diseño, una temperatura de célula de -10°C. El número máximo de módulos en serie se obtendrá de la expresión:

$$N_{max} = U_{max} / U_{ca(-10ºC),}$$

$$Nmax = 1500 / 53{,}61$$

$$N_{max} = 27.97$$

con -0,33%/ºC para el módulo de tecnología MONO JA SOLAR 605/MR

Donde Umax es la tensión máxima admisible en la entrada del inversor, que la tecnología de fabricación debe ser de 1500 Vcc, y Uca definida como la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico empleado en el generador evaluada a una temperatura de célula de -10°C, debe estar en 53.61 Voltios DC.

La tensión de circuito abierto del módulo no suele venir indicada para la temperatura de -10°C, pero sí para las condiciones de referencia estándar (STC) de 1.000 W/m2 de irradiancia, A.M. 1,5 y temperatura de célula de 25.°C.Hemos diseñado con -0,33%/°C de incremento de temperatura.

Se proyectan strings de 25 paneles en serie con lo cual se garantiza no superar N_{max}

6.4. TENSIÓN DE ENTRADA – NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS EN SERIE.

La tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Paradójicamente al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del

ambiente y la de célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.

Un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (STC) debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los 50°C y 70°C.

Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), podría implicar una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Para evitar la situación anterior se debe calcular el número mínimo de módulos conectados en serie por rama, y se asume una temperatura de operación en verano de unos 70°C. El número mínimo viene dado por la expresión:

$$N_{min} = U_{mppt} / U_{mpp}(70ºC),$$

$$N_{min} = 600 / 53{,}61$$

$$N_{min} = 12$$

con -0,33%/ºC *para el módulo de tecnología* MONO JA SOLAR 605/MR

Donde Umppt es la tensión máxima admisible en la entrada del inversor, que la tecnología de fabricación debe se ha estimado en el rango (600 a 1500 VDC, y Umppt definida como la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico empleado en el generador evaluada a una temperatura de célula de 70°C, debe estar en 53.61 Voltios DC.

Siempre hay que considerar que la temperatura de célula en operación dependerá de la ubicación del módulo, y más directamente del grado de ventilación, para cada condición hay que evaluar si la temperatura máxima de la célula puede ser mayor o menor a la señalada.

En base al número máximo (28) y mínimo (12) de módulos conectados en serie, y el número total de módulos, se define para el generador un número de 25 módulos en serie para este proyecto.

6.5. CORRIENTE DE ENTRADA – NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO O NÚMERO DE SERIES.

Una vez definido el número de módulos conectados en serie, y comprobada teóricamente la operatividad de esa configuración, se debe dimensionar el número de series o cadenas (strings) del generador fotovoltaico. En este caso el límite lo marca la corriente máxima admisible de entrada del inversor

Imax = 30 amperios X 9 entradas MPPT = 270 amperios

El número máximo de módulos conectados en paralelo vendrá expresado por:

$$N_{paralelo} = Imax / Iserie.$$

$$N_{paralelo} = 270\ A / 14{,}08\ A$$

$$N_{paralelo} = 19 \text{ por inversor.}$$

En este caso la corriente máxima admisible Imax es la entrada del inversor y la Iserie es la corriente nominal de cada serie de 25 módulos, que es igual a la corriente nominal del módulo fotovoltaico. Podría pensarse afinar los cálculos con la corrección de temperaturas como se realizó en el apartado anterior, pero dada la naturaleza del sistema, el incremento de temperaturas de una célula fotovoltaica implica una variación considerable de su tensión, aunque no de su corriente. La corriente depende en mucho mayor grado de la radiación solar incidente, por lo tanto, se asumen como despreciables las variaciones debidas a variaciones de temperatura en corriente.

Con esta comprobación se define acertada el diseño o la configuración asumida en la corrida del PV_SYST para el generador, se definen así en 264 las cadenas conectadas en paralelo para los 18 inversores. Por tanto, cada uno de los inversores estará conformado por la siguiente configuración:

Tabla 5. Distribución de strings en inversores.

Distribución del arreglo fotovoltaico para NUQUÍ 4 MW					
Inversor	**MPPT**	**Serie_Inv.**	**# Series**	**# Paneles/ Serie**	**TOTAL PANELES**
INVERSORES DEL 1 AL 6	MPPT 1	String_1	84	25	150
		String_2		25	150
	MPPT 2	String_3		25	150
		String_4		25	150
	MPPT 3	String_5		25	150
		String_6		25	150
	MPPT 4	String_7		25	150
		String_8		25	150
	MPPT 5	String_9		25	150
		String_10		25	150
	MPPT 6	String_11		25	150
	MPPT 7	String_12		25	150
	MPPT 8	String_13		25	150
	MPPT 9	String_14		25	150
INVERSORES DEL 7 AL 18	MPPT 1	String_1	180	25	300
		String_2		25	300
	MPPT 2	String_3		25	300
		String_4		25	300
	MPPT 3	String_5		25	300
		String_6		25	300
	MPPT 4	String_7		25	300
		String_8		25	300
	MPPT 5	String_9		25	300
		String_10		25	300
	MPPT 6	String_11		25	300
		String_12		25	300
	MPPT 7	String_13		25	300
	MPPT 8	String_14		25	300
	MPPT 9	String_15		25	300
TOTAL			**264**		**6600**

6.6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica se llevará a cabo según la normativa vigente, y en todo momento su diseño tendrá en cuenta el disminuir las pérdidas de generación al mínimo recomendable. Se instalarán todos los elementos de seccionamiento y protección.

La instalación eléctrica comprende la instalación en baja tensión de la interconexión de las cadenas de módulos fotovoltaicos, la interconexión de los grupos con las cajas de conexionado intermedio de strings, y de ahí a inversores. Se realizará la conexión trifásica en baja tensión desde el inversor hasta el Centro de Transformación. Todo conducido a través de canalizaciones adecuadas a cada disposición.

El sistema eléctrico contará con los siguientes elementos de protección, para maximizar la vida útil del generador, y la asegurar la continuidad de la producción.

1. Interruptor general manual, interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. Esta protección estará localiza en la subestación del parque solar híbrido de Nuquí.

2. Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla, incluidas en el inversor. Este interruptor estará controlado por un vigilante de la tensión y la frecuencia de la red eléctrica. Los umbrales permitidos son: En frecuencia: 59 - 61 Hz y en tensión: 0,85·Um – 1,1·Um.

También el inversor contiene un interruptor por cada entrada de CC que viene de cada combiner asociada, que protege de los posibles contactos indirectos y es un sustituto de fusibles o varistores.

3. Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.

4. Varistores entre positivo y tierra y negativo y tierra para el generador fotovoltaico, contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas (incluido en inversor).

5. Fusible en cada polo del generador fotovoltaico en cada una de las series que van a las MPPT de inversores, con función seccionadora.

Con el objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

- Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65.
- Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores a las indicadas tanto por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y el Operador de Red.
- Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma. Se adoptará cable unipolar bajo tubo enterrado en zanja, con doble aislamiento XLPE unipolares.
- Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

6.7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.

La red de tierras de la planta consta de las puestas a tierra en DC de los paneles y estructuras, en AC de los inversores, de los tableros T_1,T_2,T_3, de los transformadores TR_2 de 1300 KVA 800/440 VAC,TR_3 (6) de 750 KVA 480/440 VAC, de los cluster de los bidireccionales y de las baterías de almacenamiento Litio Ferrofosfato y su estructura. Toda esta red de tierra se consolida con la red de tierra de los transformadores de salida principal TR_1 (2) de 2000 KVA 440/13,2 KV Vac.

La resistividad del terreno se asume para los cálculos por el tipo de terreno que es < 50 Ωm, así R < 10 Ω, es la resistencia de puesta a tierra general. A esta red de tierra última se conectarán las barras de tierra de los cuadros de inversores, tableros de protección, las estructuras metálicas, soportes, armaduras, bandejas, tableros de control y unidades de motores, etc.

La red de tierras para la instalación de media tensión, consta de las puestas a tierra siguientes independientes unas de otras:

- Puesta a tierra de herrajes de media tensión denominada “tierra de protección”.

- Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia denominada “tierra de servicio”.

6.7.1. Tierra de protección.

Para los transformadores TR 1-1 y TR 1-2 de 2000 kVA de salida a la red:

Está constituida por una malla rectangular de 15 x 15 m, con ocho electrodos. Para evitar tensiones de contacto peligrosas, se adoptarán medidas de seguridad adicionales:

a) Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro de transformación no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión, debido a defectos o averías.
b) En el piso de cada transformador se instalará una malla cubierta por una capa de hormigón de acuerdo con los cálculos civiles de capacidad portante, esta malla debe ir conectada a la puesta a tierra de protección del centro de transformación.

6.7.2. Tierra de servicio.

La puesta a tierra de los neutros se realizará con un electrodo en línea con cuatro picas, previéndose una Rtn < 10 Ω.

Si el valor de tierra del neutro medido fuera superior al calculado, se dispondrán los electrodos necesarios conectados en paralelo, hasta conseguir dicho valor.

6.8. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.

Cada generador fotovoltaico llevará incorporado dos sistemas de monitorización y telegestión.

El sistema base, será aquel incorporado en los inversores de cada campo y que permitirá gestionar y monitorizar la operación del generador “in situ”. Estará conformado por un sistema de adquisición de datos y registro, que junto con la posibilidad de enlace con los dispositivos que opcionalmente se instalarán en las cajas de conexionado de strings (combiners), facilitará las labores de mantenimiento

preventivo, correctivo y predictivo de cada generador. Este sistema base podrá ser consultado siempre mediante la interfaz estándar del inversor.
El segundo sistema, denominado, sistema global, será el que permita al propietario una monitorización global de la instalación vía internet. Este sistema estará compuesto por un módulo de adquisición de datos (MAD), sensores de temperatura y radiación (estación meteorológica local), un sistema de emisión de datos y el software de gestión central. El módulo MAD se comunicará con el contador digital bidireccional homologado, y registrará la información real de energía producida por la instalación. Esta información junto con la obtenida del resto de entradas de información permitirá:

- Gestionar la facturación de electricidad.
- El seguimiento de la instalación en tiempo real.
- Controlar y visualizar los parámetros básicos del generador (energía, potencia, radiación, temperaturas) diarios, mensuales y anuales.
- Gestionar el mantenimiento de la instalación, para garantizar los niveles de productividad.
- La notificación de fallos a distancia.

En cualquier caso, el sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor.
- Temperatura de los módulos.

6.9. INSTALACIONES DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA.

Tanto por la importancia de los bienes de que constará la planta, como por la seguridad de las personas, es necesario implantar un sistema de seguridad en la instalación.

El sistema de seguridad consistirá en una protección perimetral a lo largo de toda la malla de cerramiento, y de protección volumétrica en el interior de las casetas de inversores.

El sistema de seguridad estará conectado a una Central Receptora de Alarma 24 horas 365 días, con el fin de poder atender cualquier incidente por intrusión, vandalismo o sabotaje. Dispondrá de alimentación de emergencia para poder funcionar al menos 72 horas en caso de fallo del suministro eléctrico. El sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad.

7. CALCULOS DE REGULACION EN LAS INSTALACIÓNES ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN.

7.1. TENSIÓN NOMINAL.

La tensión de operación de los generadores fotovoltaicos normalmente no sobrepasará la tensión nominal de los cables estándar, tensiones que se sitúan alrededor de los 1349 Vdc. Para grandes sistemas fotovoltaicos, con series de gran número de módulos, como es este caso de Nuquí - 4 MW se comprueba que la tensión de circuito abierto a -10º C no sobrepasa la tensión nominal del cableado para evitar posibles fallos y daños en la instalación eléctrica.

7.1.1. Reducción de pérdidas en el cableado.

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de reducir lo máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule).

Como ya se ha mencionado el generador fotovoltaico generalmente operará a lo largo del año en torno al 80% de su potencia nominal debido a que las condiciones meteorológicas reales difieren notablemente de las condiciones de prueba de los módulos. Por lo tanto, la corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC). Por lo que una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule (P=I2 x R) hasta alcanzar un 25% de las pérdidas nominales como ahorro. Por lo tanto, el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

7.1.2. Corriente máxima admisible.

La sección del cable es finalmente verificada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. La corriente máxima que puede circular por un módulo, o por una rama (agrupación de módulos conectados en serie) se corresponde a la corriente de cortocircuito. La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas. Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima deberán ser corregidos con los correspondientes factores de corrección asociados.

8. DISEÑO DE SECCIONES DE CABLEADO CORRIENTE CONTINUA.

Se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 1,5 kV.

El dimensionado dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores emplearemos el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

La ecuación siguiente permite calcular la sección (Sdc) mínima requerida para no superar la caída de tensión V=1,5%, que se producirá en una línea con corriente continua:

Donde,

Lac, es la longitud del tramo en estudio.
Idc, es la corriente máxima de la rama, en este caso, la corriente de cortocircuito (Icc).
UMPP, es la tensión de máxima potencia en condiciones nominales.
Pdc, es la potencia nominal de la rama fotovoltaica en condiciones STC.
K, es la conductividad eléctrica del cobre es 56 m/(Ω*mm2) a 25 °C.

En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que, si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.
La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con la normativa.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Por último, señalar que, para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación, más si se usasen cables multipolares, el conductor de protección no deberá estar sujeto a ninguna tensión. Y en el caso de locales con posibilidad alta de

ocurrencia de descargas atmosféricas, los cables deberán poseer blindajes de protección.

Las siguientes tablas muestra la construcción modular de los arreglos diseñados por cada uno de los inversores para el proyecto, cada string(serie) esta nomenclada con el código S_1-1, 1-2, 1-3 y así sucesivamente, donde el primer digito es el número del inversor y el segundo digito es el número del string asignado a ese inversor, también se incluye el número de paneles por serie, información básica de los parámetros del panel usado, las tensiones del arreglo y corrientes del arreglo serial correspondiente.

Finalmente, en las columnas de la derecha los parámetros constructivos de la serie en los cuales permiten calcular las caídas de tensión en % siguiendo las fórmulas expuestas para los arreglos en DC asumiendo la distancia media de campo de 15 metros en las series y siendo variable la distancia de alimentación a los MPPT de los inversores desde 50 a 150 metros. Como puede observarse las caídas de tensión están son normativas.

Tabla 6. Conductores solares fuente catalogo Centelsa.

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO PV XLPE 2000 V 90°C SR

Conductor		Aislamiento		Peso Total Aproximado	Ampacidad[2]	
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Hasta Tres Conductores en Ducto
AWG	Ω/km	mm	mm	kg/km	A	
14	8,4443	1,90	5,92	50	30	23
12	5,3149	1,90	6,42	65	41	30
10	3,3436	1,90	7,06	88	56	41
8	2,1021	2,16	8,36	126	78	55
6	1,3226	2,16	9,42	182	106	73
4	0,8478	2,16	10,44	263	141	96
2	0,5332	2,16	11,98	389	190	129
1/0	0,3351	2,67	14,94	604	259	172
2/0	0,2659	2,67	16,08	739	300	194
4/0	0,1688	2,67	19,52	1140	405	260
250	0,1429	3,05	21,56	1365	455	290
500	0,0728	3,05	30,69	2650	703	430

Notas:
Los datos aquí registrados son nominales y están sujetos a las tolerancias según las normas y las prácticas normales de fabricación. Otras configuraciones y calibres no especificados en este catálogo, están disponibles bajo pedido.
(1) Criterios de ampacidad según UNE (Tabla A.3), temperatura conductor de 120°C y temperatura ambiente de 60°C.
(2) Capacidad de corriente según NTC 2050 (NEC), temperatura conductor de 90°C y temperatura ambiente de 30°C.

Tabla 7. Calculo regulación inversor 1.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW				Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			211,75
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 1	MPPT 1	String 1-1	14	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	35	5,39	0,29%
		String 1-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	38	5,39	0,31%
	MPPT 2	String 1-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 1-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 3	String 1-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 1-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 4	String 1-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 1-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 1-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 1-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 1-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 7	String 1-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 8	String 1-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 9	String 1-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
TOTAL			14	350									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9				0,41%									
Potencia total instalada en paneles Inversor_1				211,75	kW								

Tabla 8. Calculo regulación inversor 2.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			211,75
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 2	MPPT 1	String 2-1	14	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 2-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 2	String 2-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 2-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 3	String 2-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 2-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 4	String 2-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 2-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 5	String 2-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 2-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 6	String 2-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 7	String 2-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 8	String 2-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 9	String 2-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
TOTAL			14	350									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				
Potencia total instalada en paneles Inversor_2				211,75	kW								

Tabla 9. Calculo regulación inversor 3.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			211,75
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
												Conductividad del cobre a 20°C	56
INVERSOR 3	MPPT 1	String 3-1	14	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 3-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 2	String 3-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 3-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 3	String 3-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 3-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 4	String 3-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 3-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 5	String 3-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 3-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 6	String 3-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 3-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 3-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 3-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			14	350									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor_3	211,75	kW

Tabla 10. Calculo regulación inversor 4.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			211,75
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 4	MPPT 1	String 4-1	14	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	35	5,39	0,29%
		String 4-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	38	5,39	0,31%
	MPPT 2	String 4-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 4-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 3	String 4-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 4-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 4	String 4-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 4-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 4-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 4-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 4-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 7	String 4-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 8	String 4-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 9	String 4-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
TOTAL			14	350									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				
Potencia total instalada en paneles Inversor_4				211,75	kW								

Tabla 11. Calculo regulación inversor 5.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			211,75
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 5	MPPT 1	String 5-1	14	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 5-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 2	String 5-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 5-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 3	String 5-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 5-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 4	String 5-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 5-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 5	String 5-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 5-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 6	String 5-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 7	String 5-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 8	String 5-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 9	String 5-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
TOTAL			14	350									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				
Potencia total instalada en paneles Inversor_5				211,75	kW								

Tabla 12. Calculo regulación inversor 6.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			211,75
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
												Conductividad del cobre a 20°C	56
INVERSOR 6	MPPT 1	String 6-1	14	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 6-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 2	String 6-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 6-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 3	String 6-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 6-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 4	String 6-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 6-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 5	String 6-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 6-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 6	String 6-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 6-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 6-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 6-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			14	350									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor_6	211,75	kW

Tabla 13. Calculo regulación inversor 7.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 7	MPPT 1	String 7-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	35	5,39	0,29%
		String 7-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	38	5,39	0,31%
	MPPT 2	String 7-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 7-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 3	String 7-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 7-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 4	String 7-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 7-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 7-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 7-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 7-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 7-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 7	String 7-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 8	String 7-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 9	String 7-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 7	226,875	kW

Tabla 14. Calculo regulación inversor 8.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 8	MPPT 1	String 8-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
		String 8-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
	MPPT 2	String 8-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
		String 8-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 3	String 8-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 8-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 4	String 8-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
		String 8-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 5	String 8-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
		String 8-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 6	String 8-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 8-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 8-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 8-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 8-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 8	226,875	kW

Tabla 15. Calculo regulación inversor 9.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 9	MPPT 1	String 9-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 9-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 2	String 9-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 9-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 3	String 9-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 9-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 4	String 9-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 9-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 9-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 9-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 9-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 9-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 7	String 9-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
	MPPT 8	String 9-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	42	5,39	0,34%
	MPPT 9	String 9-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,37%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 9	226,875	kW

Tabla 16. Calculo regulación inversor 10.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 10	MPPT 1	String 10-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	44	5,39	0,36%
		String 10-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	46	5,39	0,38%
	MPPT 2	String 10-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
		String 10-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 3	String 10-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 10-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 4	String 10-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
		String 10-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 5	String 10-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
		String 10-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 6	String 10-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 10-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 10-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 10-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 10-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 10	226,875	kW

Tabla 17. Calculo regulación inversor 11.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 11	MPPT 1	String 11-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	35	5,39	0,29%
		String 11-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	38	5,39	0,31%
	MPPT 2	String 11-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 11-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 3	String 11-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 11-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 4	String 11-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 11-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 11-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 11-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 11-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 11-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 7	String 11-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 8	String 11-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 9	String 11-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 11	226,875	kW

Tabla 18. Calculo regulación inversor 12.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 12	MPPT 1	String 12-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
		String 12-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
	MPPT 2	String 12-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
		String 12-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 3	String 12-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 12-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 4	String 12-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
		String 12-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 5	String 12-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
		String 12-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 6	String 12-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 12-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 12-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 12-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 12-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 12	226,875	kW

Tabla 19. Calculo regulación inversor 13.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 13	MPPT 1	String 13-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	35	5,39	0,29%
		String 13-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	38	5,39	0,31%
	MPPT 2	String 13-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 13-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 3	String 13-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 13-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 4	String 13-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 13-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 13-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 13-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 13-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 13-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 7	String 13-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 8	String 13-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 9	String 13-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 13	226,875	kW

Tabla 20. Calculo regulación inversor 14.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 14	MPPT 1	String 14-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
		String 14-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
	MPPT 2	String 14-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
		String 14-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 3	String 14-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 14-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 4	String 14-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
		String 14-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 5	String 14-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
		String 14-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 6	String 14-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 14-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 14-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 14-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 14-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 14	226,875	kW

Tabla 21. Calculo regulación inversor 15.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 15	MPPT 1	String 15-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 15-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 2	String 15-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 15-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 3	String 15-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 15-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 4	String 15-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 15-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 15-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 15-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 15-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 15-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 7	String 15-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
	MPPT 8	String 15-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	42	5,39	0,34%
	MPPT 9	String 15-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,37%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 15	226,875	kW

Tabla 22. Calculo regulación inversor 16.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 16	MPPT 1	String 16-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	44	5,39	0,36%
		String 16-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	46	5,39	0,38%
	MPPT 2	String 16-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
		String 16-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 3	String 16-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 16-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 4	String 16-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
		String 16-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 5	String 16-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
		String 16-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 6	String 16-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 16-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 16-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 16-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 16-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 16	226,875	kW

Tabla 23. Calculo regulación inversor 17.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 17	MPPT 1	String 17-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	35	5,39	0,29%
		String 17-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	38	5,39	0,31%
	MPPT 2	String 17-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	40	5,39	0,33%
		String 17-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
	MPPT 3	String 17-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
		String 17-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
	MPPT 4	String 17-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
		String 17-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 5	String 17-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
		String 17-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 6	String 17-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
		String 17-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
	MPPT 7	String 17-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 8	String 17-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
	MPPT 9	String 17-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 17	226,875	kW

Tabla 24. Calculo regulación inversor 18.

Distribucion arreglo fotovoltaico NUQUÍ 4 MW					Parámetros Eléctricos					Potencia Instalada DC(kW)			226,875
Inversor	MPPT	Serie_Inv.	# Series	# Paneles/ Serie	Tension_ Panel_V mppt (V)	Tension Circuito Abierto _Panel_Voc (V)	Intensidad Cortocircuito_Isc (A)	Potencia_ Nominal_ Panel (W)	Tension funcionamiento arreglo (Vmppt)	Tension funcionamiento Circuito abierto_Arreglo (Voc_arreglo)	Distancia serie a Inversor	Area mm2	% Caida de tension
INVERSOR 18	MPPT 1	String 18-1	15	25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	45	5,39	0,37%
		String 18-2		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	47	5,39	0,39%
	MPPT 2	String 18-3		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	50	5,39	0,41%
		String 18-4		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 3	String 18-5		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 18-6		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 4	String 18-7		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
		String 18-8		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 5	String 18-9		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
		String 18-10		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	7	5,39	0,06%
	MPPT 6	String 18-11		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	10	5,39	0,08%
		String 18-12		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	12	5,39	0,10%
	MPPT 7	String 18-13		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	17	5,39	0,14%
	MPPT 8	String 18-14		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	20	5,39	0,16%
	MPPT 9	String 18-15		25	45,53	53,61	14,08	605	1138,25	1340,25	22	5,39	0,18%
TOTAL			15	375									
Caida de tension TOTAL maxima de las series en paralelo MPPT_1 al MPPT_9									0,41%				

Potencia total instalada en paneles Inversor 18	226,875	kW

9. DISEÑO DE SECCIONES DE CABLEADO SECCIÓN ALTERNA.

De igual forma que en la sección de corriente continua, se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 1 kV.

El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular la sección (Sac) mínima requerida para no superar la caída de tensión V=1,5% relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el cableado de una instalación en corriente alterna:

Para una instalación monofásica

$$Sac = \frac{2 \times Lac \times Inac \times \cos\varphi}{\Delta V(\%) \times Un \times \kappa}$$

Para una instalación trifásica

$$Sac = \frac{\sqrt{3} \times Lac \times Inac \times \cos\varphi}{\Delta V(\%) \times Un \times \kappa}$$

Donde,

Lac es la longitud del tramo en estudio
Inac es la corriente nominal en alterna del inversor
Un es la tensión nominal de red
K es la conductividad eléctrica del cobre es 56 m/ (mm2)
Cosφ es el factor de potencia que debe ser cercano a 1.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Un aspecto a tener en cuenta es la impedancia de la red hasta los terminales del inversor. Ésta no debe ser superior a 1,25<<o la impedancia recomendada por el fabricante del inversor. La impedancia se obtiene a partir de la distancia entre los terminales del inversor y el punto de conexión de la red, y la sección transversal del cable de interconexión.

La Tabla 25 muestra la información y especificación de conductores en AC y la tabla 26 muestra los cálculos de regulación en AC del sistema, se hace referencia para cada

transformador y se calculan las caídas de tensión para cada componente del sistema, puede observarse que los dimensionamientos usados de los conductores permiten caídas de tensión por debajo de la normatividad, se siguen las ecuaciones descritas anteriormente para los cálculos respectivos.

Tabla 25. Especificaciones Conductores de CA fuente NTC 2050 Tabla 310.

CAPACIDAD DE CORRIENTE PERMISIBLE EN CONDUCTORES AISLADOS PARA 0 A 2000V, DESPUES DE							
	60° C	75° C	90° C	60° C	75° C	90° C	
	TIPOS						
Calibre	TW, UF	RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*	THHN*,THHW*,THW-2*,THWN-2*,XHHW*, XHHW-2	TW*, UF*	THHW*, THW*, THWN*, XHHW*	THHN*,THHW*,THW-2,THWN-2, XHHW, XHHW-2	**Seccion transv.**
AWG o Kcmils	**COBRE**			**ALUMINIO (SERIE AA 8000)**			mm²
18			14,00	NO SE ADMITEN CALIBRES MENORES A No 6 AWG, SEGÚN RETIE			**0,82**
16			18,00				**1,31**
14	20,00	20,00	25,00				**2,08**
12	25,00	25,00	30,00				**3,30**
10	30,00	35,00	40,00				**5,25**
8	40,00	50,00	55,00				**8,36**
6	55,00	65,00	75,00	40,00	50,00	60,00	**13,29**
4	70,00	85,00	95,00	55,00	65,00	75,00	**21,14**
2	95,00	115,00	130,00	75,00	90,00	100,00	**33,62**
1/0	125,00	150,00	170,00	100,00	120,00	135,00	**53,50**
2/0	145,00	175,00	195,00	115,00	135,00	150,00	**67,44**
3/0	165,00	200,00	225,00	130,00	155,00	175,00	**85,02**
4/0	195,00	230,00	260,00	150,00	180,00	205,00	**107,21**
250	215,00	255,00	290,00	170,00	205,00	230,00	**126,67**
300	240,00	285,00	320,00	190,00	230,00	255,00	**152,01**
350	260,00	310,00	350,00	210,00	250,00	280,00	**177,34**
400	280,00	335,00	380,00	225,00	270,00	305,00	**202,68**
500	320,00	380,00	430,00	260,00	310,00	350,00	**253,35**
Factor de correccion por temperatura Tabla 310-16							
	1	1	1	1	1	1	
Factor de ajuste por conductores portadores de corriente Tabla 310-15 (b)(2)(a)							
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Tabla 26. Valores y datos de las configuraciones para los 4 transformadores y sus conexiones en AC, hasta los interruptores.

CAIDAS DE TENSION AC NUQUÍ 4 MW																	
Desde	Hasta	Nivel de tension Tablero (V)	Distancia largo (m)	Tension del inversor AC (V)	Corriente AC (A)	Corriente Tablero/ Transformador/ planta 1,25%	Proteccion 3 fases (Amp.)	1 O 2 # 2/0 THW(195 Amp.) 67,44 mm2		3#350 MCM (350 Amp.) 177,34 mm2		3#400 MCM (380 Amp.) 202,68 mm2		2 o 4 #500 MCM (430 Amp.) 253,35 mm2		XLPE_13,2 kV_1/0 (130 Amp.) Aislamiento 133%		% Caida tension
								Amperios	mm2	Amperios	mm2	Amperios	mm2	Amperios	mm2	Amperios	mm2	
Proteccion baja del Inv_1	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	90	800	133	166,18	3*175	195	67,44									0,617%
Proteccion baja del Inv_2	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	147	800	133	166,18	3*175	195	67,44									1,008%
Proteccion baja del Inv_3	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	204	800	133	166,18	3*175	195	67,44									1,399%
Proteccion baja del Inv_4	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	294	800	133	166,18	3*175	195	67,44									2,017%
Proteccion baja del Inv_5	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	351	800	133	166,18	3*175	195	67,44									2,408%
Proteccion baja del Inv_6	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	408	800	133	166,18	3*175	195	67,44									2,799%
Proteccion baja del Inv_7	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	111	800	133	166,18	3*175	195	67,44									0,761%
Proteccion baja del Inv_8	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	168	800	133	166,18	3*175	195	67,44									1,152%
Proteccion baja del Inv_9	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	225	800	133	166,18	3*175	195	67,44									1,543%
Proteccion baja del Inv_10	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	315	800	133	166,18	3*175	195	67,44									2,161%
Proteccion baja del Inv_11	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	400	800	133	166,18	3*175	195	67,44									2,744%
Proteccion baja del Inv_12	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	457	800	133	166,18	3*175	195	67,44									3,135%
Proteccion baja del Inv_13	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	132	800	133	166,18	3*175	195	67,44									0,905%
Proteccion baja del Inv_14	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	189	800	133	166,18	3*175	195	67,44									1,296%
Proteccion baja del Inv_15	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	246	800	133	166,18	3*175	195	67,44									1,687%
Proteccion baja del Inv_16	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	336	800	133	166,18	3*175	195	67,44									2,305%
Proteccion baja del Inv_17	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	421	800	133	166,18	3*175	195	67,44									2,888%
Proteccion baja del Inv_18	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	478	800	133	166,18	3*175	195	67,44									3,279%
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-1 Primario (1300 KVA)	800	15	800	988	1234,50	3*1250							1290	760,05			0,085%
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-2 Primario (1300 KVA)	800	20	800	988	1234,50	3*1250							1290	760,05			0,113%
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-3 Primario (1300 KVA)	800	25	800	988	1234,50	3*1250							1290	760,05			0,141%
Transformador TR_2-1 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	5	440		2245	3*2500							2580	1520,1			0,047%
Transformador TR_2-2 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	10	440		2245	3*2500							2580	1520,1			0,093%
Transformador TR_2-3 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	15	440		2245	3*2500							2580	1520,1			0,140%
Generador_1 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	15	440	863	1079	3*1250							1290	760,05			0,135%
Generador_2 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	20	440	863	1079	3*1250							1290	760,05			0,180%
Generador_3 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	25	440	863	1079	3*1250							1290	760,05			0,225%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-1 Secundario (750 KVA)	440	15	440	1036	1295	3*1250							1290	760,05			0,162%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-2 Secundario (750 KVA)	440	17	440	1036	1295	3*1250							1290	760,05			0,183%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-3 Secundario (750 KVA)	440	20	440	1036	1295	3*1250							1290	760,05			0,216%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-4 Secundario (750 KVA)	440	22	440	1036	1295	3*1250							1290	760,05			0,237%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-5 Secundario (750 KVA)	440	24	440	1036	1295	3*1250							1290	760,05			0,259%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-6 Secundario (750 KVA)	440	26	440	1036	1295	3*1250							1290	760,05			0,280%
Transformador TR_3-1 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	15	480	950	1187	3*1250							1290	760,05			0,136%
Transformador TR_3-2 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	17	480	950	1187	3*1250							1290	760,05			0,154%
Transformador TR_3-3 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	20	480	950	1187	3*1250							1290	760,05			0,181%
Transformador TR_3-4 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	22	480	950	1187	3*1250							1290	760,05			0,199%
Transformador TR_3-5 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	24	480	950	1187	3*1250							1290	760,05			0,217%
Transformador TR_3-6 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	26	480	950	1187	3*1250							1290	760,05			0,235%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 1 - 208 KW	480	15	480	263	329	3*350	390	135									0,170%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 2 - 208 KW	480	19	480	263	329	3*350	390	135									0,215%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 3 - 208 KW	480	23	480	263	329	3*350	390	135									0,260%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 4 - 208 KW	480	27	480	263	329	3*350	390	135									0,306%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 5 - 208 KW	480	22	480	263	329	3*350	390	135									0,249%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 6 - 208 KW	480	26	480	263	329	3*350	390	135									0,294%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 7 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350	390	135									0,340%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 8 - 208 KW	480	34	480	263	329	3*350	390	135									0,385%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 9 - 208 KW	480	22	480	263	329	3*350	390	135									0,249%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 10- 208 KW	480	26	480	263	329	3*350	390	135									0,294%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 11 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350	390	135									0,340%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 12 - 208 KW	480	34	480	263	329	3*350	390	135									0,385%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 13 - 208 KW	480	26	480	263	329	3*350	390	135									0,294%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 14 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350	390	135									0,340%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 15 - 208 KW	480	34	480	263	329	3*350	390	135									0,385%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 16 - 208 KW	480	38	480	263	329	3*350	390	135									0,430%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 17 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350	390	135									0,340%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 18- 208 KW	480	34	480	263	329	3*350	390	135									0,385%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 19 - 208 KW	480	38	480	263	329	3*350	390	135									0,430%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 20 - 208 KW	480	42	480	263	329	3*350	390	135									0,476%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_1-1 Secundario (2000 KVA)	440	20	440	2763	3453	3*2000							3440	2026,8			0,216%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_1-2 Secundario (2000 KVA)	440	23	440	2763	3453	3*2000							3440	2026,8			0,248%
Transformador TR_1-1 primario (2000 KVA)	Poste acometida Circuitos 1 y 2 casco urbano	13200	30	13200	92	115	3*125									390	228	0,003%
Transformador TR_1-2 primario (2000 KVA)	Poste acometida Circuitos 1 y 2 casco urbano	13200	30	13200	92	115	3*125									390	228	0,003%

10. CÁLCULO DE CANALIZACIONES.

El cableado se ubicará en el interior de tubos protectores rígidos. Se distinguirán los tubos de conexionado de DC y los conexionados de AC baja tensión, los planos muestran las profundidades de estos a lo largo de su recorrido. Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables. Las Tuberías deben seguir la sección 20.6.1 del RETIE y cumplir las características de la Tabla 20.10 de la misma sección y seguidamente presentada:

Tabla 27. Características de las tuberías a usar en el proyecto metálicas y no metálicas

TUBOS NO METÁLICOS			
Diámetro nominal pulgadas y mm	Rígido SCH80 (Tipo pesado)	Rígido SCH40 (Tipo intermedio)	Rígido Tipo liviano
½ - 21	3,73	2,77	1,52
¾ - 26	3,91	2,87	1,52
1 - 33	4,55	3,38	1,52
1 ¼ - 42	4,85	3,56	1,78
1 ½ - 48	5,08	6,68	2,03
2 - 60	5,54	3,91	2,54
2 ½ - 73	7,01	5,16	2,80
3 - 88	7,62	5,49	3,18
3 ½ - 101	8,08	5,74	3,68
4 - 114	8,56	6,02	3,80
5 - 141	9,52	6,55	6,55
6 - 168	10,97	7,11	7,11

TUBOS METÁLICOS			
Diámetro nominal Pulgadas y mm	(Tipo pesado)	(Tipo intermedio)	Liviano o EMT
½ - 21	2,64	1,98	1,07
¾ - 26	2,72	2,10	1,24
1 - 33	3,2	2,35	1,45
1 ¼ - 42	3,38	2,42	1,65
1 ½ - 48	3,51	2,54	1,65
2 - 60	3,71	2,67	1,65
2 ½ -73	4,9	3,81	1,83
3 - 88	5,21	3,81	1,83
3 ½ - 101	5,46	3,81	2,11
4 - 114	5,72	3,81	2,11
5 - 141	6,22	NA	NA
6 - 168	6,76	NA	NA

El número de conductores admisibles para tubería metálica se puede ver en la tabla siguiente sugerida por el fabricante de cables Centelsa.

Tabla 28. Número de Conductores permisibles en tuberías Conduit eléctricas.

CANTIDAD DE CONDUCTORES ADMISIBLE EN TUBERIAS CONDUIT METALICA
CABLES TW Y THW

CALIBRE	DIAMETRO NOMINAL DE L TUBO										pulg
	1/2 13	3/4 19	1 25	1 1/4 32	1 1/2 38	2 51	2 1/2 64	3 76	3 1/2 89	4 102	mm
14	8	15	25	43	58	96	168	254	332	424	
12	6	11	19	33	45	74	129	195	255	326	
10	5	8	14	24	33	55	96	145	190	243	
8	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135	
6	1	3	4	8	11	18	32	48	63	81	
4	1	1	3	6	8	13	24	36	47	60	
2	1	1	2	4	6	10	17	26	34	44	
1	1	1	1	3	4	7	12	18	24	31	
1/0		1	1	2	3	6	10	16	20	26	
2/0		1	1	1	3	5	9	13	17	22	
3/0		1	1	1	2	4	7	11	15	19	
4/0			1	1	1	3	6	9	12	16	
250			1	1	1	3	5	7	10	13	
300			1	1	1	2	4	6	8	11	
350				1	1	1	4	6	7	10	
400				1	1	1	3	5	7	9	
500				1	1	1	3	4	6	7	
600				1	1	1	2	3	4	6	
750					1	1	1	3	4	5	
800					1	1	1	3	3	5	
900						1	1	2	3	4	
1000						1	1	2	3	4	

10.1. TUBOS EN CANALIZACIONES EMPOTRADAS.

Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,5 m. Se dispondrán de fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos. Se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalen, curvándose o usando los accesorios necesarios. El cableado de iluminación y tomas en la edificación de protecciones será en tubos rígidos en canalizaciones empotradas, siguiendo el RETIE de estas construcciones.

10.2. TUBOS EN CANALIZACIONES ENTERRADAS.

El cableado que une las alimentaciones en DC a los inversores de inyección directa, de los inversores al tablero T_1 , de los cluster de inversores bidireccionales al Tablero T_3, las conexiones de los tableros T_1 y T_3 con el tablero de acople de 440 T_2 transcurre en tubos rígidos en canalizaciones enterradas. Las conexiones de las plantas generadoras se harán aéreas en el interior del edificio utilizando bandejas metálicas o bajo cárcamo. El trazado de las canalizaciones se realizará siguiendo líneas lo más recto posible, disminuyendo, en lo posible, los cambios de direcciones. La normatividad de las

cajas de conducción de baja tensión empleadas seguirá las normas eléctricas de construcción de CODENSA.

10.3. CÁLCULO DE DUCTERÍA MÍNIMA PARA CADA TRAMO

Teniendo en cuenta la normativa y cumpliendo con un máximo de ocupación de cableado del 40% del diámetro del ducto, se procede a calcular los diámetros mínimos de tubería para cableado tanto en media como en baja tensión:

Tabla 29. Cálculo de tubería.

Desde	Hasta	1 O 2 # 2/0 THW(195 Amp.) 67,44 mm2		3#350 MCM (350 Amp.) 177,34 mm2		3#400 MCM (380 Amp.) 202,68 mm2		2 o 4 #500 MCM (430 Amp.) 253,35 mm2		XLPE_13,2 kV_1/0 (130 Amp.) Aislamiento 133%		DIAMETRO TUBERÍA MÍNIMO mm2	DIAMETRO TUBERÍA MÍNIMO PULG	PORCENTAJE DE OCUPACION
		Amperios	mm2	Amperios	mm2	Amperios	mm2	Amperios	mm2	Amperios	mm2			
Proteccion baja del Inv_1	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_2	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_3	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_4	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_5	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_6	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_7	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_8	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_9	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_10	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_11	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_12	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_13	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_14	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_15	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_16	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_17	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
Proteccion baja del Inv_18	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	195	269,76									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	13,309%
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-1 Primario (1300 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-2 Primario (1300 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-3 Primario (1300 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Transformador TR_2-1 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V							2580	6080,4			16.512,99	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 6	36,822%
Transformador TR_2-2 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V							2580	6080,4			16.512,99	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 6	36,822%
Transformador TR_2-3 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V							2580	6080,4			16.512,99	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 6	36,822%
Generador_1 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Generador_2 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Generador_3 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-1 Secundario (750 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-2 Secundario (750 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-3 Secundario (750 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-4 Secundario (750 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-5 Secundario (750 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-6 Secundario (750 KVA)							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Transformador TR_3-1 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Transformador TR_3-2 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Transformador TR_3-3 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Transformador TR_3-4 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Transformador TR_3-5 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
Transformador TR_3-6 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V							1290	3040,2			8.107,32	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 4	37,499%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 1 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 2 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 3 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 4 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 5 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 6 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 7 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 8 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 9 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 10- 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 11 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 12 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 13 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 14 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 15 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 16 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 17 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 18- 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 19 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Inversor cargador cluster 20 - 208 KW	390	405									2.026,83	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 2"	19,964%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_1-1 Secundario (2000 KVA)							3440	6080,4			16.512,99	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 6	36,822%
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_1-2 Secundario (2000 KVA)							3440	6080,4			16.512,99	DUCTO ELECTRICO PVC DIAM 6	36,822%
Transformador TR_1-1 primario (2000 KVA)	Poste acometida Circuitos 1 y 2 casco urbano									130	171	506,71	CONDUIT PVC DIAM 1	33,747%
Transformador TR_1-2 primario (2000 KVA)	Poste acometida Circuitos 1 y 2 casco urbano									130	171	506,71	CONDUIT PVC DIAM 1	33,747%

11. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN CONTINUA.

Lo que sigue expone las protecciones empleadas en la sección de continua de la instalación, correspondientes desde generador fotovoltaico hasta los terminales de entrada a los inversores.

11.1. Contactos directos e indirectos.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Los cables de las ramas o string del generador fotovoltaico son agrupados hasta la caja de conexión del generador o cajas combinadoras, que usualmente se encuentra cercana al inversor de conexión a red. Como se muestra en los planos.

En el diseño de la protección individual de los cables de cada rama, se ha tenido en cuenta que la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual que la corriente nominal de la rama. Este hecho condiciona la utilización de fusibles o disyuntores que puedan utilizarse para proteger el cableado contra los cortocircuitos.

Por lo tanto, la protección contra cortocircuitos en el generador fotovoltaico, por fallas en el aislamiento o falla en la protección a tierra, se realizarla mediante el uso de sistemas de protección de corte automático, sensible a las tensiones de contacto en corriente continua.

11.2. Sobrecargas.

Los fusibles son normalmente distribuidos por cada una de las ramas de los grandes sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación eléctrica de sobrecargas.

Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua, que debe ser dimensionado para la tensión máxima de circuito abierto del generador a -10ºC, y para 125% de la corriente máxima del generador.

En el caso que se dispongan fusibles por ramas, la sección transversal del cableado de la rama puede entonces ser determinada a partir de la corriente límite de no fusión del fusible de la rama. En este caso, la corriente admisible del cable (Iz) deberá ser superior a la corriente nominal del elemento de protección (In) y a su vez, inferior al corriente límite de fusión del mismo (Inf). A su vez, la Inf no podrá ser superior a 1,15 veces la Iz: In ≤ Inf ≤ 1,15 × Iz

Adicionalmente, para evitar cortes imprevistos en la producción energética, la corriente nominal del fusible (In) vendrá dada por la expresión:

$$In \geq 1{,}25 \times In\ RAMA$$

De esta forma una vez que ocurra una sobrecarga en alguno de los conductores activos de la instalación fotovoltaica, los fusibles deberán de protegerlos.
Cabe mencionar que el elemento de corte tendrá que ser capaz de conectar y desconectar el generador en carga, en buenas condiciones de seguridad.

11.3. Sobretensiones.

Sobre el generador fotovoltaico se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de CC del inversor mediante dispositivos de protección de clase II (integrado en el inversor), válido para la mayoría de los equipos conectados a la red, y a través de varistores con vigilancia térmica.

Tabla 30. Protecciones DC en arreglos fotovoltaicos.

Proteccion de String_i, con i=1,…,14	I_string=Isc	15,00	ADC
Proteccion elegida		**2 de 1X16**	**ADC**
Suma de corrientes de Strings MPPT_1 al MPPT_5		30,00	ADC
Suma de corrientes de Strings MPPT_6 al MPPT_9		15,00	ADC
Conductor Portante de Corriente		**Sección conductor (mm2)**	**5,25**
		Calibre conductor (AWG)	**10**
Conductor de Tierra Mínimo		**Calibre conductor (AWG)**	**12**

12. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN ALTERNA.

A continuación, se describen las protecciones a emplear en la sección de alterna del generador, que se dispone a partir de los terminales de salida del inversor hasta el punto de conexión. Las siguientes tablas muestran las protecciones a nivel de AC del sistema siguiendo el *diagrama unifilar general Nuquí.dwg* y el EXCEL "MEMORIAS DE CALCULO".

Tabla 31. Protecciones en AC a inversores y Tablero T_1.

Desde	Hasta	Nivel de tension Tablero (V)	Distancia largo (m)	Tension del inversor AC (V)	Corriente AC (A)	Corriente Tablero/ Transformador/ planta 1,25%	Proteccion 3 fases (Amp.)
Proteccion baja del Inv_1	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	90	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_2	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	147	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_3	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	204	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_4	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	294	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_5	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	351	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_6	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	408	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_7	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	111	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_8	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	168	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_9	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	225	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_10	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	315	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_11	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	400	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_12	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	457	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_13	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	132	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_14	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	189	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_15	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	246	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_16	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	336	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_17	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	421	800	133	166,18	3*175
Proteccion baja del Inv_18	TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	800	478	800	133	166,18	3*175

Tabla 32. Protecciones en AC desde Tablero T_1 hasta Transformadores 2-1, 2-2 y 2-3.

TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-1 Primario (1300 KVA)	800	15	800	988	1234,50	3*1250
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-2 Primario (1300 KVA)	800	20	800	988	1234,50	3*1250
TABLERO T1_Barraje AC_ 800V	Transformador TR_2-3 Primario (1300 KVA)	800	25	800	988	1234,50	3*1250

Tabla 33. Protecciones en AC desde TR_2 secundarios hasta T_2.

Transformador TR_2-1 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	5	440		2245	3*2500
Transformador TR_2-2 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	10	440		2245	3*2500
Transformador TR_2-3 Secundario	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	15	440		2245	3*2500
Generador_1 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	15	440	863	1079	3*1250
Generador_2 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	20	440	863	1079	3*1250
Generador_3 - 625 KVA	TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	440	25	440	863	1079	3*1250

Tabla 34. Protecciones en AC desde T_2 hasta transformadores 3.

TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-1 Secundario (750 KVA)	440	15	440	1036	1295	3*1250
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-2 Secundario (750 KVA)	440	17	440	1036	1295	3*1250
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-3 Secundario (750 KVA)	440	20	440	1036	1295	3*1250
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-4 Secundario (750 KVA)	440	22	440	1036	1295	3*1250
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-5 Secundario (750 KVA)	440	24	440	1036	1295	3*1250
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_3-6 Secundario (750 KVA)	440	26	440	1036	1295	3*1250

Tabla 35. Protecciones en AC desde transformadores_3 primarios hasta Tablero T_3.

Transformador TR_3-1 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	15	480	950	1187	3*1250
Transformador TR_3-2 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	17	480	950	1187	3*1250
Transformador TR_3-3 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	20	480	950	1187	3*1250
Transformador TR_3-4 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	22	480	950	1187	3*1250
Transformador TR_3-5 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	24	480	950	1187	3*1250
Transformador TR_3-6 primario	TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	480	26	480	950	1187	3*1250

Tabla 36. Protecciones en AC desde Tablero T_3 hasta clúster de baterías.

TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 1 - 208 KW	480	15	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 2 - 208 KW	480	19	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 3 - 208 KW	480	23	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 4 - 208 KW	480	27	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 5 - 208 KW	480	22	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 6 - 208 KW	480	26	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 7 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 8 - 208 KW	480	34	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 9 - 208 KW	480	22	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 10- 208 KW	480	26	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 11 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 12 - 208 KW	480	34	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 13 - 208 KW	480	26	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 14 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 15 - 208 KW	480	34	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 16 - 208 KW	480	38	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 17 - 208 KW	480	30	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 18- 208 KW	480	34	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 19 - 208 KW	480	38	480	263	329	3*350
TABLERO T3_Barraje AC_ 480V	Inversor cargador cluster 20 - 208 KW	480	42	480	263	329	3*350

Tabla 37. Protecciones en AC desde T_2 hasta Tr_1 y poste de salida red 13,2 kv.

TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_1-1 Secundario (2000 KVA)	440	20	440	2763	3453	3*3200
TABLERO T2_Barraje AC_ 440V	Transformador TR_1-2 Secundario (2000 KVA)	440	23	440	2763	3453	3*3200
Transformador TR_1-1 primario (2000 KVA)	Poste acometida Circuitos 1 y 2 casco urbano	13200	30	13200	92	115	3*125
Transformador TR_1-2 primario (2000 KVA)	Poste acometida Circuitos 1 y 2 casco urbano	13200	30	13200	92	115	3*125

12.1. Interruptor automático magnetotérmico general.

Este interruptor se localiza en la caseta de control de acuerdo con la distribución especifica mostrada, protege en media tensión el acople a la red de 13,2 KV la potencia y energía entregada por el campo fotovoltaico es decir la generación del sistema deberá cumplir.

I diseño de línea ≥ I asignada a dispositivo de protección ≥ I admisible de línea

12.2. Fusibles de línea tipo cañuela a la salida de la central.

Se incluirá un seccionador con fusibles tipo aéreo de desconexión manual para la instalación de calibre adecuado, con intensidad de cortocircuito superior a la señalada para el punto de conexión por la compañía distribuidora. Tendrá un poder de corte contra cortocircuitos superior al señalado por la compañía eléctrica en el punto de conexión a la red.

12.3. Interruptor automático de la interconexión de Inversores a trasformador lado BT.

Realiza la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Los valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión serán.

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. Éste sería el caso que nos ocupa, ya que el inversor de especificación 175 KW_9 MPPT_1500 VDC_800 VAC tiene estas protecciones incluidas. Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente. El estado del contactor («on/off»), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado. Al no disponer el inversor seleccionado de interruptor on/off, esta labor la realizará el magnetotérmico accesible de la instalación, que se instalará junto al inversor.

En caso de que se utilicen protecciones para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión incluidas en el inversor, el fabricante del mismo deberá certificar:

1. Los valores de tara de tensión.
2. Los valores de tara de frecuencia.
3. El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
4. Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia.

Mientras que no se hayan dictado las instrucciones técnicas por las que se establece el procedimiento para realizar las mencionadas pruebas, se aceptarán a todos los efectos los procedimientos establecidos y los certificados realizados por los propios fabricantes de los equipos.

En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de «software» de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación. Se deben adjuntan en el apartado de garantías y certificados todos estos documentos por cada proveedor de las protecciones.

13. CONTADOR DE ENERGÍA.

Los contadores se ubicarán en una sala o armario destinado a ese uso y a albergar las protecciones necesarias. La sala cumplirá las condiciones de protección contra incendios y responderá a las siguientes condiciones:

- Estará situado en planta baja y será de fácil y libre acceso.
- No servirá nunca de paso ni de acceso a otros locales.
- Estará construido con paredes de clase M0 y suelos clase M1, separado de otros locales que presenten riesgos de incendio o produzcan vapores corrosivos y no estará expuesto a vibraciones ni humedades.
- Dispondrá de ventilación e iluminación suficiente para comprobar el buen funcionamiento de todos los componentes de la concentración.
- Si la cota del suelo es inferior o igual a la de las zonas colindantes, se dispondrán sumideros de desagüe para que, en el caso de avería, descuido o rotura de tuberías de agua, no puedan producirse inundaciones en el local.
- Las paredes donde deben fijarse la concentración de contadores tendrán una resistencia no inferior a la del tabicón de medio pie de ladrillo hueco.
- El local tendrá una altura mínima de 2,30 m y una anchura mínima en paredes ocupadas por contadores de 1,50 m. Sus dimensiones serán tales que las distancias desde la pared donde se instale la concentración de contadores hasta el primer obstáculo que tenga enfrente sean de 1,10 m. La distancia entre los laterales de dicha concentración y sus paredes colindantes será de 20 cm.
- La puerta de acceso abrirá hacia el exterior y tendrá una dimensión mínima de 0,70 x 2 m y estará equipada con la cerradura que tenga normalizada la empresa distribuidora.

14. PARARRAYOS.

Se dispondrá de un sistema de apantallamiento con hilos de guarda, siguiendo la periferia de la planta de acuerdo *al plano "Apantallamiento Nuquí_dwg* para evitar el impacto directo en la zona de protección y proteger a personas y a la instalación. El conjunto de la instalación se ha diseñado para canalizar la energía del proceso anterior a la formación del rayo desde el cabezal aéreo hasta la toma de tierra de continua.

14.1. Análisis de Riesgo de origen Eléctrico y Medidas para Mitigarlo

Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo asociado así tenga o no partes vivas expuestas en equipos de patio. Una instalación fotovoltaica es simplemente un sistema generador de energía eléctrica en baja tensión y por tanto, bastaría con aplicar los métodos habituales de protección de las instalaciones eléctricas respecto a la seguridad de equipos y personas; pero, en la práctica, los generadores fotovoltaicos tienen unas características singulares, especialmente porque no se puede interrumpir la generación de la fuente de energía solar. Por estos motivos se debe ser cuidadoso en la aplicación de los métodos y dispositivos convencionales de protección y pueden existir riesgos adicionales para los equipos de extinción de incendios.

Además de las causas habituales que se dan en cualquier instalación eléctrica, en los generadores fotovoltaicos existen los siguientes riesgos de incendios específicos:

- Puntos calientes en módulos fotovoltaicos.
- Calentamientos y/o arcos eléctricos en módulos fotovoltaicos: interior del módulo fotovoltaico, caja de conexión del módulo fotovoltaico, conectores.
- Calentamientos y/o arcos eléctricos en «cajas de corriente continua»: cajas de paralelos, cajas de protección y maniobra, etc.
- Calentamientos y/o arcos eléctricos en el cableado de corriente alterna. Para hacer frente a estos riesgos hay que tener en cuenta las características especiales de un generador fotovoltaico:
- Si los módulos fotovoltaicos están expuestos a la luz solar es imposible eliminar la tensión en el campo fotovoltaico.
- La corriente de cortocircuito es sólo ligeramente superior a la corriente en condiciones normales de operación; además, su valor, que depende de la irradiancia incidente, oscila entre valores nulos antes del amanecer a valores máximos en el mediodía.
- El valor de la tensión, que depende de las variaciones de la temperatura ambiente y de la radiación incidente, puede oscilar en centenas de voltios entre el inicio y el centro del día.

- Su potencia puede variar desde 1 kW hasta varios MW, lo que conlleva que las intensidades de corriente continua puedan ir desde unos pocos hasta centenas de amperios. Para la planta de NUQUÍ estamos en 4000 KW de instalación fotovoltaica.
- Arcos eléctricos

Las instalaciones solares producen electrones, los cuales generan una vibración cuando están excitados, si una persona se acerca al sistema en un momento incorrecto, puede formar un arco eléctrico que se descargue en su cuerpo y le ocasionará espasmos, parálisis o lesiones, esta es la razón por la cual los sistemas de tierra y las protecciones contra sobretensiones y aterramiento son indispensables para esta clase de instalación. Como se indicó anteriormente, los generadores fotovoltaicos trabajan con tensiones e intensidades elevadas en corriente continua que además son variables, están sometidos a condiciones ambientales extremas y tienen un tiempo de vida muy elevado. Por tanto, aunque para un generador bien diseñado y ejecutado y con material de calidad la probabilidad de arcos eléctricos sea muy baja, no es posible garantizar que no se produzcan en ningún caso.

Estos arcos son más peligrosos que los arcos de corriente alterna, puesto que no se producen pasos por cero en la señal de corriente. La detección de arcos eléctricos en sistemas fotovoltaicos permite reducir considerablemente el riesgo de incendio. Los arcos series o los arcos paralelos sin tierra no son detectados por los sistemas de protección habitualmente utilizados en generadores fotovoltaicos y que se han descrito en el punto anterior.

Dando cumplimiento al Artículo 9 literal 9.2.1. Del RETIE actualización agosto de 2013 se diligencia la matriz de análisis de riesgo en campo, siguiendo el siguiente procedimiento:

- Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- Definir si el riesgo es potencial o real.
- Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa.
- Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.

- Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 9.4 del RETIE.

14.1.1. QUEMADURAS – ARCO ELÉCTRICO

RIESGO A EVALUAR		QUEMADURAS			POR	ARCO ELECTRICO		(AL) o (EN)	SUBESTACION	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico			Ej: Templetes, Apoyos, Bajantes	
		POTENCIAL		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.2. ELECTROCUCIÓN – ARCO ELÉCTRICO

RIESGO A EVAL+A19:K29UAR		ELECTROCUCIÓN			POR	ARCO ELECTRICO		(AL) o (EN)	RED	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
		POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.3. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO DIRECTO

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN			POR	CONTACTO DIRECTO	(AL) o (EN)	RED		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
	Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
	POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.4. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO INDIRECTO

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN			POR	CONTACTO INDIRECTO	(AL) o (EN)	RED		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
	Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
	POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.5. ELECTROCUCIÓN - CORTOCIRCUITO

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN			POR	CORTOCIRCUITO	(AL) o (EN)	RED		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
	Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
	POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
	E				E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.6. ELECTROCUCIÓN - ELECTRICIDAD ESTATICA

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN			POR	ELECTRICIDAD ESTATICA	(AL) o (EN)	RED		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
	Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
	POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
	E				E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.7. ELECTROCUCIÓN - EQUIPO DEFECTUOSO

RIESGO A EVALUAR		ELECTROCUCIÓN EVENTO O EFECTO Ej: Quemaduras			POR	EQUIPO DEFECTUOSO FACTOR DE RIESGO (CAUSA) Ej: Arco electrico	(AL) o (EN)	RED FUENTE Ej: Celda de 13,8 kV		
		POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.8. DESCARGAS - RAYOS

RIESGO A EVALUAR		DESCARGAS EVENTO O EFECTO Ej: Quemaduras			POR	RAYOS FACTOR DE RIESGO (CAUSA) Ej: Arco electrico	(AL) o (EN)	RED FUENTE Ej: Celda de 13,8 kV		
		POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.9. SOBRECARGA

RIESGO A EVALUAR		DAÑOS			POR	SOBRECARGA	(AL) o (EN)	RED		
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.10. TENSION DE CONTACTO

RIESGO A EVALUAR		DAÑOS			POR	TENSION DE CONTACTO	(AL) o (EN)	SUBESTACION		
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14.1.11. ELECTROCUCIÓN - TENSION DE PASO

RIESGO A EVALUAR		ELECTROCUCIÓN			POR	TENSION DE PASO		(AL) o (EN)	SUBESTACION	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

15. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico. Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establece 10 Ω para este tipo de instalación fotovoltaica. Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte de paneles, como el terminal de puesta a tierra del inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados

Los cálculos siguientes muestran los conductores de tierra de cada componente de construcción especifica expuesta al inicio del apartado 5.9, se ha basado como puede verse en la NTC 2050 Tabla 250_95 cálculo de los conductores de tierra para sistemas eléctricos, estos cálculos se han complementado teniendo en cuenta también la IEC 60896_11. Como lo afirmamos en el párrafos anteriores

15.1. Puesta a tierra en corriente continua.

En el lado de continua, los cables activos irán aislados de tierra. Es decir, irán en una configuración flotante. Mientras que todas las masas asociadas al lado de continua irán puestas a tierra, incluidas las del pararrayos, los cuadros de continua y la valla metálica. De modo que el esquema de puesta a tierra es un sistema IT en continua. Este tipo de configuración es segura por sí misma en caso de un primer defecto de aislamiento. Se diseñará el siguiente sistema de tierras para una resistencia de tierras no superior a 10 Ohm. Las masas de las estructuras irán unidas entre sus patas dos a dos tal como se especifica en los *planos Cortes paneles NUQUÍ.dwg.* Además, el cable equipotencial irá unido por dos sitios a cada fila de paneles transversales.

Tabla 38. Conductores de tierra de paneles solares.

Formula	Item	Secuencia y descripcion	Valor	Unidad	Normatividad
Corrientes de corto circuito , proteccion y Tierras por string_CUMARIBO					
	1	Icc_string_1_119 (de especificacion del panel solar usado);Inversor 175 KW	11,5	Amp.	
	2	Voltaje DCoc_string_1_119	1349	VDC	
	3	Area Conductor solar #10	5,39	mm2	
	4	Tiempo de despeje falla	1,0	seg.	
	5	Icc_conductor #10 _capacidad nominal	771	Amp.	
	6	5>1	Cumple		IEC 60896-11
	6a	*Area del Conductor de tierra por string asociado*	*5,39*	*mm2*	#10;NTC 2050_Tabla 250-95
Iccmaxcond=raiz(k^2*S^2)/t	7	Proteccion fusible DC de string_1_119 en (+ y -)	15	Amp.	1500 VDC,Icc>1kA

Tabla 39. Conductores de tierra de Estructuras de paneles.

Corrientes de corto circuito , proteccion y Tierras Inversores y Tablero T_1 800 VAC CUMARIBO					
	8	Numero de string inversor	17		
	9	Icc_ DC_Inversor_1_7	196	Amp.	
	9a	Icc_AC_Inversor_1_7	391	Amp.	
	10	Voltaje DCoc_Inversor _1_7	1349	VDC	
	10a	Voltaje AC_Inversor _1_7	800	VAC	
	10b	Corriente AC salida trifasica por inversor	133	Amp.	
	11	Area Conductor salida inversor # 2/0	67,4	mm2	
	12	Icc_conductor # 2/0 _capacidad nominal	9.644	Amp.	
	13	12>9a	Cumple		IEC 60896-11
	13a	Mesas o estructuras de 60 paneles Inversor	7,4		
	13b	*Area Conductor de tierra entre las 4 mesas mas lejanas; Cu_Cu Desnudo*	5,4	mm2	#10;NTC 2050_Tabla 250-95
	13c	*Area Conductor de tierra entre las 4 mesas mas cercanas; Cu_Cu Desnudo*	8,4	mm2	# 8;NTC 2050_Tabla 250-95
	13d	*Area del Conductor de tierra por Inversor; Cu_Cu Desnudo*	13,3	mm2	# 6; NTC 2050_Tabla 250-95
	13e	*Area del Conductor de tierra colectivo Tablero T_1 y Transformador TR_2*	67,4	mm2	# 2/0; NTC 2050_Tabla 250-95
	14	*Capacidad del transformador TR_2*	1000	KVA	
	14a	Proteccion salida AC por Inversor 1_7	175	Amp.	1000 VAC,Icc>30kA
Iccmaxcond=raiz(k^2*S^2)/t	14b	Proteccion salida AC salida de Tablero TR_1 a Transformador T_2	1200	Amp.	1000 VAC,Icc>42kA

15.2. Puesta a tierra en corriente alterna.

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas y se conectan equipotencialmente. Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TN-C, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna. Así mismo se dispondrán el número de picas suficiente para conseguir una resistencia no superior a 10 Ohms.

Tabla 40. Conductores de tierra de en Transformadores y plantas generadoras AC.

Corrientes de corto circuito , proteccion y Tierras para Tablero TR_2 440 VAC CUMARIBO					
	15	Proteccion entrada AC de TR_2 a Tablero T_2	2000	Amp.	
	16	Proteccion planta generadora 750 KVA stand by	1350	Amp.	
	17	Proteccion planta generadora 625 KVA stand by	1200	Amp.	
	18	Proteccion planta generadora 625 KVA stand by	1200	Amp.	
	19	Proteccion de salida T_2 a Ttranformador TR_3	1200	Amp.	
	20	Proteccion de salida T_2 a Ttranformador TR_4	1200	Amp.	
	21	Proteccion de salida T_2 a Ttranformador TR_1	2000	Amp.	1000 VAC,Icc>42kA
	22	*Area del Conductor de tierra colectivo Tablero T_2 y Transformador TR_1(1000 KVA);Cu_Cu Desnudo*	126,67	mm2	# 250 MCM; NTC 2050_Tabla 250-95
	23	*Area del Conductor de tierra por transformador TR_3 y TR_4; Cu_Cu Desnudo*	67,44	mm2	# 2/0; NTC 2050_Tabla 250-95
	24	*Area del Conductor de tierra Plantas generadoras G_1,G_2 G_3; Cu_Cu Desnudo*	67,44	mm2	

Tabla 41. Conductores de tierra en inversores bidireccionales y almacenamiento baterías Litio.

Corrientes de corto circuito , proteccion y Tierras para Tablero TR_3 480 VAC CUMARIBO					
	25	Proteccion entrada AC de transformadores TR_3 a Tablero T_3A	1000	Amp.	
	26	Proteccion entrada AC de transformadores TR_4 a Tablero T_3B	1350	Amp.	
	27	Proteccion Salida AC de Tablero T_3 a Inversore bidirecionales 1 al 7 de 200 KW	350	Amp.	1000 VAC,Icc>42kA
	28	Proteccion en DC de entrada a los Inversores bidireccionales 1 al 7	300	Amp.	800 VDC;Icc>30 kA
	29	*Area del Conductor de tierra colectivo Tablero T_3A y T_3B ;Cu_Cu Desnudo*	67,44	Amp.	# 2/0; NTC 2050_Tabla 250-95
	30	*Area del Conductor de tierra de inversores Bidireccionales barraje AC del 1 al 7 ;Cu_Cu Desnudo*	21,14	Amp.	
	31	*Area del Conductor de tierra de inversores Bidireccionales barraje DC del 1 al 7 ; Extendido a rack de abterias ;Cu_Cu Desnudo*	21,14	Amp.	# 4 ; NTC 2050_Tabla 250-95

Tabla 42. Conductores de tierra admisibles NTC 2050 Tabla 250_95.

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm^2	AWG o kcmil	mm^2	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Tabla 43. Especificaciones de varillas de puesta a tierra tabla 15.2 del RETIE.

Material	Conductividad (%)	T_m (°C)	K_F
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico.	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

16. OBRA CIVIL

La obra civil comprende varios aspectos, entre los que destacan, el acondicionamiento y nivelación mínima del terreno de manera tal que se permita el montaje de las estructuras y la apertura y cerrado de zanjas para las canalizaciones y obras civiles secundarias para puesta de tableros y transformadores baja - baja que requiere el proyecto.

16.1. LINDES DE PARCELA.

La superficie utilizada para la instalación de los módulos fotovoltaicos y casetas de inversores y transformadores quedará vallada en todo su perímetro; además, la valla quedará separada de los elementos de la planta por una distancia de dos metros y medio (2.5) para permitir y realizar labores de mantenimiento.

En los planos se observa la colocación de la valla perimetral y las distancias indicadas.

16.2. ADECUACIÓN DEL TERRENO.

Se realizarán los trabajos de desbroce y preparación del terreno para el soporte de las estructuras de los paneles fotovoltaicos, afectando lo menos posible a la topografía actual.

16.3. ESTRUCTURA DEL EDIFICIO.

Se deberá garantizar un correcto cerramiento perimetral y de los cuartos eléctricos con el fin de contar con una estructura segura para los equipos y para el personal que operará el parque solar y labores de mantenimiento.

16.4. CANALIZACIONES.

Las canalizaciones del cableado de la planta se efectuarán mediante zanjas adecuadas al número y tipo de tubos que deberán albergar. En los casos en los que exista un cruce, los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos. La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad mínima de 0,60 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo. La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será 0,25 m con cables de alta tensión y de 0,10 m con cables de baja tensión, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los de baja tensión y de 0,25 m con los de MT. La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

Las zanjas se dividen en zanjas principales, que unen las cajas de conexionado con los inversores, y zanjas secundarias, necesarias para unir las series hacia sus correspondientes cajas de conexionado intermedio. Las zanjas de corriente continua estarán rellenas de arena en sus primeros 50 cm y luego rellenas de tierra compactada, según los detalles indicados en los planos.

Las zanjas que contengan canalizaciones de media tensión estarán hormigonadas para garantizar la separación de las líneas MT y llevarán cinta señalizadora. El trazado de las zanjas se realizará de manera que se optimicen los recorridos de los cables, con el fin de reducir la caída de tensión, reducir los costos y aumentar la productividad.

17. PROCEDIMIENTO PARA EL MONTAJE DE LA INSTALACIÓN

17.1. DESCRIPCIÓN GENERAL.

La Planta Solar Fotovoltaica dispondrá de una red subterránea en media tensión (13,2 kV) de corriente alterna trifásica de 60 Hz, que conectará los dos (2) transformadores de potencia de 2000 kVA con el Centro de Maniobra y Medida (seccionamiento) desde el que la Compañía Distribuidora o el operador de red podrá efectuar las lecturas de los contadores, con acceso desde el camino junto a la red de MT. Los centros de transformación estarán en la misma caseta que los inversores , al igual que los bancos de baterías de cada clúster. Todas las redes de la planta (corriente continua, baja tensión alterna y media tensión) irán enterradas y entubadas, excepto los tramos de línea que puedan ir soportados en las estructuras de los paneles, por su parte posterior. En los tramos rectos de la ruta de conductores de media tensión se realizarán registros virtuales de una longitud mínima de 40 metros, en los que se interrumpirá la continuidad de la canalización.

17.2 CONDUCTOR MT.

Este cableado existe en las instalaciones y solo será necesario realizarle pruebas de aislamiento a los conductores existentes y verificación de fugas parciales con equipo de ultrasonido para determinar elementos de aisladores en las estructuras que deban sustituirse.

17.3 ZANJAS Y ENTUBADOS.

Los cables se colocarán entubados, bajo tubo de polietileno en zanjas y sobre expuesto debe utilizarse tubería Conduit, los tamaños y longitudes deben seguir los planos constructivos del proyecto. El ancho de la zanja vendrá dado por los servicios que deban disponerse en la misma. En el apartado de planos de la presente memoria se muestran los distintos tipos de zanjas a efectuar donde figura la anchura mínima de estas y la situación, protección y señalización de los cables.

17.4 PROTECCIONES.

17.4.1 Protección contra sobrecargas y sobreintensidades.

Los cables estarán debidamente protegidos contra sobrecargas y contra los efectos térmicos y dinámicos que puedan originarse debido a las sobreintensidades que puedan producirse en la instalación. Para la protección contra sobrecargas y sobreintensidades,

se utilizan interruptores automáticos asociados a relés de protección que estarán colocados en los centros de transformación y subestaciones, en las cabeceras de las líneas que alimentan a los cables subterráneos. Deben seguir los cálculos descritos en la secciones 6 y 7 de este documento.

17.4.2 Protección contra sobretensiones.

Los cables aislados deben estar protegidos contra sobretensiones por medio de pararrayos de características adecuadas. Estos se colocarán en los lugares apropiados que puedan ser origen de sobretensiones, particularmente, en caso de conversiones aéreo-subterráneas.
En caso de instalarse uno de estos dispositivos se cumplirá lo referente a coordinación de aislamiento y puesta a tierra de los pararrayos.

17.5 PUESTA A TIERRA.

Las pantallas metálicas de los cables de media tensión se conectarán a tierra en cada uno de sus extremos. Toda la puesta a tierra de la instalación deberá cumplir lo detallado en la normativa y reglamentación relacionada con la Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red. Se conectarán a tierra los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas. Las celdas de MT dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección. Se conectarán a tierra el neutro del transformador y los circuitos de baja tensión de los transformadores del equipo de medida.

La red de tierras se hará a través de picas de cobre. La configuración de las mismas debe ser redonda y de alta resistencia, asegurando una máxima rigidez para facilitar su introducción en el terreno. Hay que tratar de evitar que la pica se doble a la hora de su colocación.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito. Se opta por obtener una buena resistencia a tierra para evitar posibles accidentes por contacto directo con las masas metálicas de la instalación, sea con las partes metálicas de los paneles o de su estructura metálica.

18. PROCEDIMIENTO PARA EL MONTAJE DEL SISTEMA.

18.1. APROVISIONAMIENTO, TRANSPORTE, RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO DEL MATERIAL.

Un primer paso para el montaje de la central es el acopio de los materiales y equipos necesarios para la instalación. Este es un punto muy importante si se quiere tener éxito en el logro de las estimaciones de montaje de esta.

Para recibir los materiales se debe tener un local tipo caseta de obra para dar cabida a todo aquel material que no se pueda quedar a la intemperie, como son los equipos electrónicos. Se estima una zona interna al cerramiento actual de 300 m². El material, como son los módulos y las estructuras metálicas se pueden almacenar en la intemperie, siempre que no exista peligro de robo. Todo lo que sea pequeño material como tornillería, cables, accesorios, etc., se aprovisionará por parte del instalador al inicio de la obra.

También es importante hacer un buen control de la llegada de este material (recepción) para comprobar que el material ha llegado completo y en correcto estado. Habrá que evitar al máximo los imprevistos.

18.2 MONTAJE DEL CAMPO SOLAR.

18.2.1 Montaje del campo solar.

Antes de la colocación de los paneles se tienen que comprobar que éstos funcionen correctamente, evaluando que el voltaje y la intensidad sean los que indica el fabricante en la hoja de especificaciones. Esto se hace debido a que es mucho más fácil comprobarlos antes de instalarlos y no una vez ya estén instalados, lo que nos permite detectar posibles fallos de funcionamiento.

Durante la fase de construcción daría empleo a unas 20 personas. El campo se montará en estructuras montadas sobre el terreno. El peso de cada una de ellas es de unos 40 Kg, por lo que el levantamiento y fijación se advierte como una tarea para realizarla con al menos dos o tres personas, y la utilización de un camión grúa.

Una vez montado el campo solar se procederá al conexionado eléctrico de los módulos, así como la puesta a tierra de estos y de la estructura. Los módulos se suministran con cable tipo multicontact preparado para conexión serie. Estas tareas se recomiendan dejadas a cargo de una persona especialista.

Por último, se montará la acometida eléctrica desde el campo solar hasta los centros de transformación y seccionamiento.

18.2.2 Instalación equipos electrónicos.

La instalación de los equipos no requiere de ningún utillaje especial, siendo su montaje bastante sencillo y rápido.

Se procederá primeramente al montaje en los armarios. Estas estructuras se montarán a una altura tal que la pantalla de los equipos quede a una altura típica de los ojos de una persona de pie (ver plano de alzado del conjunto inversor). Posteriormente se procederá a colgar y fijar (mediante los tornillos previstos) los equipos. En este caso una sola persona puede ser capaz de montar los equipos.

18.2.3 Interconexión y cableado de equipos.

La interconexión de los equipos y de éstos con las acometidas la puede realizar perfectamente una única persona con la ayuda de la herramienta habitual de electricista.

18.2.4 Instalación del resto de canalizaciones eléctricas.

La instalación de las canalizaciones eléctricas seguirá las prescripciones del RETIE. Para la instalación de las canalizaciones eléctricas se deberá disponer, al menos, de dos personas, siendo necesario únicamente aquellas herramientas y/o utillajes habituales de electricistas.

19. CONTROL DE CALIDAD DEL MONTAJE.

Para conseguir la calidad necesaria en la plata fotovoltaica es necesario efectuar primeramente una comprobación de todos los elementos que la componen a medida que se reciben del fabricante.

En el caso de los módulos solares, se deben comprobar las polaridades, las tensiones y las intensidades uno por uno, clasificándolos según los valores obtenidos. Esto es muy importante para poder instalar los que realmente tienen los valores prácticamente iguales entre sí.

Por otro lado, también se comprobarán los demás equipos, especialmente los inversores. El conexionado de los equipos se realizará siguiendo estrictamente las recomendaciones de los fabricantes.

A medida que se vayan montando elementos, se irán comprobando todas las conexiones por partes, de manera que se obtenga un control de toda la planta.

20. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

La compañía de distribución eléctrica y la administración pública competente tienen que hacer las comprobaciones oportunas de la instalación antes de la conexión a la red con tal que todas las protecciones del sistema funcionan correctamente, lo que puede implicar pruebas de conexión durante días. Una vez verificado que el sistema funciona correctamente comprobando todos los voltajes e intensidades de los diferentes puntos del sistema y verificando también la conexión a tierra, sólo queda conectarlo manualmente con los interruptores y seccionadores y empezar la inyección de energía en la red eléctrica.

El instalador entregará al usuario un documento-memoria de entrega del proyecto en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, transformadores, protecciones, conductores, etc.) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este proyecto, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.
- Pruebas I_V.

Estas últimas pruebas I_V deben hacerse con equipos computarizados que tracen las curvas corriente voltaje y corriente potencia, para variaciones de la radiación del sitio, tomando la temperatura del módulo se debe tener por cada string una curva equivalente a la mostrada en la figura 14, puede observarse que se tomó a una radiación de sitio de puede observarse que se tomó a una radiación de sitio de 1057 w/m2, temperatura de módulo de 54,3 °C, en un módulo de 8,1° de inclinación. Comportamiento normal de las curvas mostradas con un performance de 98,4 y un Fill factor de 0,75.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

21. OPERACIÓN DE LA PLANTA

Gracias al control monitorizado del sistema, la operación se limitará al seguimiento de la producción (que tendrá que ser similar a la estimación de producción) que se podrá visualizar en el monitor o contador existente a tal efecto.

Los inversores de la instalación permiten la comunicación vía RS-485 con cualquier usuario a través de tecnología GSM o GPRS. Cualquier incidencia quedará registrada una vez se pasen los datos en el ordenador (en caso de la instalación de la interface de captura de datos).

El sistema de control prevé la conexión a un dispositivo externo (como una alarma) con tal de avisar en caso de fallo del sistema o pérdidas de energía.

22. MANTENIMIENTO.

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

22.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

El plan de mantenimiento preventivo está constituido por las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita anual semestral a la instalación. Se realizará un informe técnico en cada visita donde se reflejarán todos los controles y verificaciones realizados y si hay alguna incidencia.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen dos partes claramente diferenciadas:

El conjunto de los paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.

El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, y la protección de las personas y las instalaciones.

El mantenimiento de los equipos electrónicos viene especificado por el fabricante.
En el planteamiento del servicio de mantenimiento de las instalaciones el instalador debe considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el servicio técnico y las que han de realizar el encargado de la instalación.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

- El contrato de mantenimiento y la garantía de los equipos.
- Las operaciones de mantenimiento pueden ser de dos tipos muy diferenciados. Por un lado, tenemos la revisión del estado de operatividad de los equipos, conexiones y cableado, incluyendo aspectos mecánicos, eléctricos y de limpieza; y por otro, el control y calibración de los inversores.
- Los procedimientos de mantenimiento, y la frecuencia de estos serán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación.

Los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. Su mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica de los paneles. La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento de este y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras. El problema puede llegar a ser serio en el caso de los residuos industriales y los procedentes de las aves. La intensidad del efecto depende de la opacidad del residuo. Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa. La periodicidad del proceso del proceso de limpieza depende, lógicamente, de la intensidad del proceso de ensuciamiento. En el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos instalando pequeñas antenas elásticas en la parte alta del panel, que impida a éstas que se posen. La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los paneles.

- La operación de limpieza debe ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación, y consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo, procurando evitar que el agua no se acumule sobre el panel.

- La inspección visual del panel tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:

1. Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje. Oxidaciones de los

circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.
2. El adecuado estado de la estructura portante frente a corrosión.
3. La no existencia de sombras con afección al campo fotovoltaico, producidas por el crecimiento de vegetación en los alrededores.

- Control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado. Se procederá a efectuar las siguientes operaciones:

1. Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.
2. Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. En el caso de observarse fallos de estanqueidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado da la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.

- El mantenimiento del sistema de regulación y control difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:

1. Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietes de bornes. Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. Se procederá de forma similar que, en los paneles, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.
2. Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que les indicaciones sean correctas.
3. Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo.

- El mantenimiento de las puestas a tierra: cuando se utiliza un método de protección que incluye la puesta a tierra, se ha de tener en cuenta que el valor de la resistencia de tierra varía durante el año. Esta variación es debida a la destrucción corrosiva de los electrodos, aumento de la resistividad del terreno, aflojamiento, corrosión, polvo, etc., a las uniones de las líneas de tierra, rotura de las líneas de tierra... Estas variaciones de la resistencia condicionan el control de

la instalación para asegurar que el sistema de protección permanezca dentro de los límites de seguridad.

Se proponen revisiones generales semestrales, a realizar las siguientes medidas:

1. Comprobación visual del generador fotovoltaico: detección de módulos dañados, acumulación de suciedad, etc.
2. Comprobación de las características eléctricas del generador fotovoltaico (Voc , Isc, Vmáx e Imáx en operación).
3. Comprobación de los ajustes en las conexiones, del estado del cableado, cajas de conexiones y de protecciones.
4. Comprobación de las características eléctricas del inversor (Vin, lin, lout, Vred, Rendimiento, fred.).
5. Comprobación de las protecciones de la instalación (fallo de aislamiento), así como de sus períodos de actuación.
6. Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
7. Comprobación de la potencia instalada e inyectada a la red.
8. Comprobación del sistema de monitorización.
9. Medir la resistencia de tierra, realizándose en el punto de puesta a tierra.
10. Medir la resistencia de cada electrodo, desconectándolo previamente de la línea de enlace a tierra.
11. Medir desde todas las carcasas metálicas la resistencia total que ofrecen, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra.

- Mantenimiento de los equipos de protección: la comprobación de todos los relés ha de efectuarse cuando se proceda a la revisión de toda la instalación, siguiendo todas las especificaciones de los fabricantes de estos.

En resumen, este plan de mantenimiento preventivo incluirá las siguientes actuaciones:

- Inspección visual de los módulos, cableado, conexiones, circuitos de protección e inversor.
- Medición y comprobación de las tensiones y corrientes de los módulos.
- Comprobación de las protecciones eléctricas, verificando su comportamiento.
- Comprobación del normal funcionamiento del inversor.
- Comprobación de los cables y terminales, reapriete de bornes.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, o bien por otra empresa que disponga del contrato de mantenimiento y conozca la instalación en profundidad.

En las visitas de mantenimiento preventivo se le entregará al cliente copia de las verificaciones realizadas y las incidencias acaecidas, y se firmará en el libro de mantenimiento de la instalación, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa) y la fecha de la visita.

22.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

El plan de mantenimiento correctivo se refiere a todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en caso de incidencia, la cual deberá producirse dentro de los plazos establecidos en el contrato de mantenimiento, pero siempre en tiempo inferior a una semana, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

Este mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado. Este plan incluye todas las operaciones de reparación de equipos necesarios para que el sistema funcione correctamente. Se elaborará un presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación que deberá ser aceptado por el cliente antes de llevar a cabo dicha tarea.

23. GARANTÍAS.

23.1 ÁMBITO GENERAL DE LA GARANTÍA.

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

23.2 PLAZOS.

El constructor garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, baterías e inversores bidireccionales la garantía mínima será de 10 años, la cual puede extenderse hasta 20 años de ser requerida.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

23.3 CONDICIONES ECONÓMICAS.

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no

cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

23.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto.

23.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará en el menor tiempo al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará inmediatamente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

24. CONCLUSIONES.

- Con la presente memoria, y demás documentos que se acompañan y que componen el Proyecto Básico de "Nuquí 4 MW", se ha descrito adecuadamente y a suficiente nivel la instalación de referencia y que configuran la planta fotovoltaica, sin el perjuicio de cualquier ampliación o aclaración que las autoridades competentes consideren oportunas.

- Las instalaciones descritas en el presente proyecto deberán ser ejecutadas por empresas homologadas y por personal técnico calificado.

- Durante la ejecución de las instalaciones se desarrollarán planos as-built con el fin de disponer de una información exhaustiva de la planta fotovoltaica en el momento de la puesta en servicio.

- Cualquier cambio o modificación del presente proyecto deberá ser aprobada por el Director de Obra.