

**ANTEPROYECTO PLANTA
SOLAR FOTOVOLTAICA
“BRANCA 1 DE 50 MW”**

TITULAR

BRANCA POWER, S.L., CIF B88346143

EMPLAZAMIENTO

**Parcelas 2, Polígono 10
Coto Mayor de Vera,
T. M. Mérida (Badajoz)**



CONTROL DE REVISIONES		
REV. NUM.	FECHA	CAUSA DE REVISIÓN
01	05/08/2020	Documento inicial
02		
03		

	NOMBRE	FECHA
ELABORADO POR	E.S.	05/08/2020
REVISADO POR	A.S.	05/08/2020
APROBADO POR	J.L.L.	06/08/2020

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO N°1: MEMORIA TÉCNICA	1
DOCUMENTO N°2: ANEXOS	24
DOCUMENTO N°3: MEDICIONES Y PRESUPUESTO.....	38
DOCUMENTO N°4: PLANOS.....	40

DOCUMENTO N°1: MEMORIA TÉCNICA

CONTENIDO

1	OBJETO.....	3
2	REGLAMENTACIÓN APLICABLE	3
3	BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	4
4	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	4
5	RELACIÓN DE PARCELAS AFECTADAS	5
6	SERVICIOS AFECTADOS POR LA PLANTA.....	6
7	ACCESOS	6
8	POTENCIA INSTALADA	6
9	EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA	6
10	DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	7
10.1	Módulos fotovoltaicos	7
10.2	Inversor.....	8
10.3	Seguidores solares.....	12
10.4	Instalación de baja tensión CC.....	13
10.5	Instalación de media tensión	14
10.6	Puesta a tierra	15
10.7	Centro de conexión.....	15
11	PUESTA A TIERRA.....	17
11.1	Puesta a tierra del centro de conexión	17
11.2	Puesta a tierra de los centros de transformación (SKID).....	18
11.3	Puesta a tierra del campo fotovoltaico	18
11.4	Puesta a tierra del vallado perimetral y del sistema de seguridad.....	18
12	SERVICIOS AUXILIARES.....	19
12.1	Monitorización.....	19
12.2	Estación meteorológica	19
12.3	Sistema de seguridad perimetral.....	19
13	OBRA CIVIL.....	20
13.1	Viales	20
13.2	Canalizaciones	21
13.3	Cerramiento	22
14	PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	23

1 OBJETO

El objeto del presente anteproyecto llevado a cabo por **BRANCA POWER, S.L.**, con CIF B88346143, es establecer y justificar los datos de diseño de la **Planta Solar Fotovoltaica "BRANCA 1 DE 50 MW"** y al mismo tiempo exponer ante los Organismos Competentes que la instalación que nos ocupa reúne las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente con el fin de **solicitar el Acceso y Conexión a la SET CARMONITA 400**.

La Subestación de Red Eléctrica de España a la cual se evacuará la energía generada por la planta solar fotovoltaica es la SET CARMONITA 400.

La instalación que nos ocupa es una Instalación Solar Fotovoltaica con conexión a red de acuerdo con el **RD 413/2014, de 6 de junio**, para la **venta de la energía obtenida al mercado eléctrico ("pool")**.

2 REGLAMENTACIÓN APLICABLE

La legislación que rige la descripción y ejecución de las Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica es la que sigue:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria ITC BT-52.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- IDAE, octubre de 2002, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Otras normas y condiciones impuestas por la Compañía Eléctrica, Organismos públicos afectados y ayuntamientos.

- Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras.

3 BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Como se ha descrito anteriormente, la empresa BRANCA POWER, S.L. llevará a cabo la ejecución de una "planta solar fotovoltaica" de 50 MWp.

Dicha "huerta solar", constituida por una instalación generadora, evacúa su energía a través de 8 centros de transformación de intermedia tensión, denominado Skid MV, y un Centro de Conexión, Protección y Medida (CPM). Se construirán líneas subterráneas de media tensión, que unirán los centros de transformación con el CPM.

Los centros de transformación cuentan con 30 inversores que convierten la corriente continua generada por los campos de paneles fotovoltaicos en corriente alterna senoidal 50Hz. Estos inversores son de la **marca INGTEAM**. Después se elevará esta tensión, mediante un transformador de media tensión, a 30 kV para evacuar la energía hacia una subestación colectora.

Los inversores junto al transformador más las celdas de media tensión formarán el conjunto denominado Skid MV (Skid de media tensión).

Los inversores se alimentan por campos de paneles fotovoltaicos, siendo estos **Hanwha Q Cells Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp**.

La huerta cuenta con un total de **116.208 módulos**, dando una **potencia pico total de 49.969.440 Wp**.

Los paneles solares irán montados sobre estructuras solares móviles denominadas SEGUIDORES, concretamente serán seguidores solares de un eje, con la configuración de 2 paneles en vertical.

La planta solar también consta de otros sistemas auxiliares:

- Sistema de Seguridad por cámaras de infrarrojos.
- Sistema de monitorización
- Elementos de protección: de continua, alterna, servicios auxiliares.

En cuanto a los servicios necesarios para la operación de la planta se considera lo siguiente:

- Red Eléctrica: no necesita suministro eléctrico exterior, pues la instalación produce su propia energía eléctrica de origen fotovoltaico.
- Red de Suministro de agua: no necesita conexión a la red de aguas, no consume agua para su funcionamiento.
- Red de Saneamiento: no necesita conexión con la Red de Saneamiento pues no produce aguas residuales.

4 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la instalación objeto, es el siguiente:

Tabla 1: Datos emplazamiento

Parcela	2
Polígono	10

Paraje	Coto Mayor de Vera
Término Municipal	Mérida
Provincia	Badajoz
Referencia Catastral	06083A010000020000ZI
Coordenadas centro de Planta Solar	726.651 m E; 4.329.555 m N (HUSO 29S)



Ilustración 1: Localización del emplazamiento

5 RELACIÓN DE PARCELAS AFECTADAS

Se adjunta la relación de parcelas afectadas por la realización de este proyecto de energía solar fotovoltaica, así como las superficies de cada una de ellas.

Tabla 2: Relación de parcelas afectadas

TÉRMINO MUNICIPAL	POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE (Ha)	ÁREA VALLADA (Ha)
Mérida	10	2	328,77	111,74
		TOTAL	328,77	111,74

Se describe ahora la superficie ocupada por los equipos, resultando un porcentaje de ocupación del 24,35%.

Tabla 3: Superficie ocupada por los equipos

Item	Cantidad	Superficie Unitaria (m ²)	Superficie Total (Ha)
Seguidores 3 series	1.435	189,33	27,17
Centro de inversores	8	46,00	0,04
Centro de conexión	1	75,0	0,0075
TOTAL			27,2175

6 SERVICIOS AFECTADOS POR LA PLANTA

En las proximidades de la Planta Solar se han identificado los siguientes organismos afectados por la construcción:

Tabla 4: Organismos afectados

AFECCIÓN	Distancia mínima por respetar	ORGANISMO AFECTADO
Arroyo del Granado	5 m	Confederación Hidrográfica del Guadiana
Nueva planta solar	-	Excelentísimo Ayuntamiento de Mérida

Se realizarán las correspondientes Separatas al Proyecto para los organismos afectados.

7 ACCESOS

Existen varios posibles accesos, pero se ha elegido el más cercano al Centro de Conexión.

Tabla 5: Posibles accesos a la planta

Camino	CAMINO MERIDA
Vía principal	CARRETERA NAVA ALJUCEN

8 POTENCIA INSTALADA

La potencia de la planta se desglosa en los siguientes apartados:

- Potencia instalada de los módulos en condiciones estándar (STC): **49,97 MWp**
- Potencia instalada de los inversores (@ $\cos\varphi = 1$, @ 25°C): **42 MW**
- Potencia nominal de la planta: **40 MWn**

9 EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA

La evacuación de energía de la planta fotovoltaica se dirigirá hacia una **subestación elevadora** de nueva construcción, que subirá la tensión de 30 kV a 400 kV para la conexión con la subestación de Red Eléctrica de España, SET CARMONITA 400.

Tabla 6: Datos punto de conexión: Subestación elevadora

Punto de entronque	Subestación elevadora
Potencia	40 MW
Nivel de Tensión	30 kV/ 400 kV

Desde esta subestación elevadora se llevará una línea aérea de alta tensión que permite evacuar la energía hasta la subestación (punto de conexión) de Red Eléctrica de España en una nueva posición.

10 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Los componentes principales que componen la Instalación Solar Fotovoltaica son los siguientes:

Tabla 7: Componentes de la instalación

Número total de módulos	116.208 (4.304 series de 27 módulos)
Potencia pico de la instalación (Wp)	49.969.440
Tipo de módulos	Hanwha Q Cells, Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp
Número total de inversores	30
Tipo de inversor	INGETEAM INGECON SUN 1400TL B540
Número total de seguidores	1.435
Tipo de seguidor	SOLTEC, SF7

10.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos Fotovoltaicos serán suministrados por **Hanwha Q Cells**. El modelo elegido es el **Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp**.



Ilustración 2: Módulo fotovoltaico Hanwha Q Cells, Q.PEAK DUO L-G8.2 de 430Wp

Para las condiciones estándar de radiación 1.000 W/m², temperatura de célula 25° C y espectro AM 1,5G tenemos las siguientes características:

Potencia pico (Wp)	430
Tensión a máxima potencia (V)	41,70
Intensidad a máxima potencia (A)	10,31
Tensión de circuito abierto (V)	49,33
Intensidad de cortocircuito (A)	10,83

Ilustración 3: Características del módulo fotovoltaico

10.2 Inversor

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua de los Módulos Fotovoltaicos en alterna y sincronizarse con la red eléctrica de la compañía suministradora.

El elegido para la instalación objeto será suministrado por **INGETEAM o similar. El modelo será el INGECON SUN 1400TL B540 de 1.400 kVA a 25°C**, limitando la potencia del total de inversores de la planta al valor de potencia nominal del proyecto, 40 MW.

Los inversores de INGETEAM proporcionan la solución ventilada por aire más fiable y potente del mercado gracias a su tecnología "outdoor" modular redundante.



Ilustración 4: Inversor INGETEAM INGECON SUN 1400TL B540

Estos inversores de 1500Vdc ofrecen un amplio rango de voltaje MPPT y máxima eficiencia en diferentes voltajes de salida AC desde 600VAC a 690VAC, permitiendo así cubrir todas las instalaciones fotovoltaicas comerciales, basándose en un diseño modular y redundante con las ventajas de los inversores strings y centrales, pero sin poseer sus inconvenientes.

De modo opcional esta generación de inversores puede integrar de forma externa o interna un módulo de seccionamiento y protección DC el cual se puede adaptar a las necesidades de cada instalación.

Personalizada a las necesidades del cliente, el inversor, es compatible con todos los perfiles LVRT, ajustes de tensión en función de la red (VRT), procedimientos de regulación de frecuencia (FRS), cortes de la frecuencia en los límites (NIF, FRT), protección anti -isla, reducción rápida y precisa de la potencia activa y reactiva, como también en el control de la velocidad de rampa, configurable en los intentos y en el tiempo de reconexión, ...

Tabla 8: Equipamiento de serie

Marca	INGETEAM
Serie	INGECON SUN 1400TL B540
Potencia	1.400 kVA a 25°C
Rango de tensión de salida a red	630 Vac
THDi	<3% para cualquier condición de carga
Rango de frecuencia de red	50/60 Hz

Limitación de potencia	0-100% (escalones de 0,1%)
Comunicaciones	Modbus RTU (RS232/RS485) Modbus TCP/IP (Ethernet)
Puertos de comunicación	2
Entrada cables	Parte inferior
Salida cables	Lateral superior

Cada centro de inversión cuenta con 4 de estos inversores y con **un transformador outdoor de intemperie y celdas compactas de media tensión**. Aunque uno de estos centros será más pequeño y tendrá sólo 2 de estos inversores.

INGECON		SUN		PowerMax B Series 1,500 Vdc		
	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615	
Input (DC)						
Recommended PV array power range*	1,157 - 1,500 kWp	1,380 - 1,804 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,037 kWp	1,582 - 2,077 kWp	
Voltage Range MPPT**	655 - 1,300 V	783 - 1,300 V	837 - 1,300 V	868 - 1,300 V	880 - 1,300 V	
Maximum voltage**	1,500 V			1,500 V		
Maximum current	1,830 A			1,830 A		
MP inputs with fuse holders	8 up to 15 (up to 12 with the combiner box)					
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)					
Type of connection	Connection to copper bars					
Power blocks	1					
MPPT	1					
Max. current at each input	From 80 A to 300 A for positive and negative poles					
Input protections						
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I not optional)					
DC switch	Motorized DC load break disconnect					
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency shutdown					
Output (AC)						
Power IP54 @30°C / @50°C	1,369 kW / 1,052 kW	1,403 kW / 1,263 kW	1,502 kW / 1,352 kW	1,550 kW / 1,403 kW	1,598 kW / 1,438 kW	
Current IP54 @30°C / @50°C	1,500 A / 1,350 A					
Power IP56 @27°C / @50°C**	1,369 kW / 1,025 kW	1,403 kW / 1,262 kW	1,502 kW / 1,330 kW	1,559 kW / 1,380 kW	1,598 kW / 1,415 kW	
Current IP56 @ 27°C / @ 50°C**	1,500 A / 1,308 A					
Rated voltage**	400 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System	
Frequency	50 / 60 Hz					
Power Factor**	1					
Power Factor adjustable	Yes, Smax=1,169 kW	Yes, Smax=1,403 kW	Yes, Smax=1,502 kW	Yes, Smax=1,559 kW	Yes, Smax=1,598 kW	
THD (Total Harmonic Distortion)**	<3%					
Output protections						
Overvoltage protections	Type II surge arresters					
AC breaker	Motorized AC circuit breaker					
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection					
Other protections	AC short circuits and overloads					
Features						
Maximum efficiency	98.3%					
Europe efficiency	98.0%					
Max. consumption aux. services	4,250 W					
Stand-by or night consumption**	90 W					
Average power consumption per day	3,000 W					
General Information						
Ambient temperature	-20°C to +60°C					
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%					
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)					
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)					
Cooling system	Air forced with temperature control (230V phase + neutral power supply)					
Air flow range	0 - 7,800 m ³ /h					
Average air flow	4,200 m ³ /h					
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <58.5 dB(A) at 10m					
Marking	CE					
EMC and security standards	EN 62009-1, EN 62009-2, EN 62009-3, EN 62009-4, EN 62009-5, EN 62009-6, EN 62009-7, EN 62009-8, EN 62009-9, EN 62009-10, EN 62009-11, EN 62009-12, EN 62009-13, EN 62009-14, EN 62009-15, EN 62009-16, EN 62009-17, EN 62009-18, EN 62009-19, EN 62009-20, EN 62009-21, EN 62009-22, EN 62009-23, EN 62009-24, EN 62009-25, EN 62009-26, EN 62009-27, EN 62009-28, EN 62009-29, EN 62009-30, EN 62009-31, EN 62009-32, EN 62009-33, EN 62009-34, EN 62009-35, EN 62009-36, EN 62009-37, EN 62009-38, EN 62009-39, EN 62009-40, EN 62009-41, EN 62009-42, EN 62009-43, EN 62009-44, EN 62009-45, EN 62009-46, EN 62009-47, EN 62009-48, EN 62009-49, EN 62009-50, EN 62009-51, EN 62009-52, EN 62009-53, EN 62009-54, EN 62009-55, EN 62009-56, EN 62009-57, EN 62009-58, EN 62009-59, EN 62009-60, EN 62009-61, EN 62009-62, EN 62009-63, EN 62009-64, EN 62009-65, EN 62009-66, EN 62009-67, EN 62009-68, EN 62009-69, EN 62009-70, EN 62009-71, EN 62009-72, EN 62009-73, EN 62009-74, EN 62009-75, EN 62009-76, EN 62009-77, EN 62009-78, EN 62009-79, EN 62009-80, EN 62009-81, EN 62009-82, EN 62009-83, EN 62009-84, EN 62009-85, EN 62009-86, EN 62009-87, EN 62009-88, EN 62009-89, EN 62009-90, EN 62009-91, EN 62009-92, EN 62009-93, EN 62009-94, EN 62009-95, EN 62009-96, EN 62009-97, EN 62009-98, EN 62009-99, EN 62009-100					
Grid connection standards	IEC 62116, Aviva 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. 8, Terna ANR, 059/C, BDCW-Mitahajpansungidhikie 2011, P-0.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, EROK122, UNE 204007-1, ABNT NBR 16243, ABNT NBR 16250, KEE 7547, IEEE1547.1, GGCACDC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code					

Notes: * Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ** Vmpg, min is for rated conditions (Voc=1 p.u. and Power Factor=1). ** Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures. ** With the sand trap kit. ** Other AC voltages and powers available upon request. ** For P₀>25% of the rated power. ** For P₀<25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ** Consumption from PV field when there is PV power available.

Ingeteam

Ilustración 5: Características del inversor INGEGTEAM INGECON SUN 1400TL B540

10.2.1 SKID MT

El Skid de media tensión de INGETEAM integra todos los componentes necesarios para el conexionado a la red de media tensión en un conjunto Skid outdoor compacto. Consta de transformador de MT, celdas integradas en envolvente metálica, todo totalmente preparado para ser conectado al inversor AC. El Skid de media tensión ofrece la solución más eficaz, versátil y rentable para el conexionado a la red de media tensión de los inversores fotovoltaicos.

El Skid de MT debido a su diseño compacto puede ser transportado fácilmente, minimizando los costes de logística para ser fácilmente instalado en planta. El Skid de MT se localiza de forma adyacente en la misma plataforma de hormigón que el inversor Outdoor. La huella global del sistema completo está optimizada ya que el Skid de MT complementa los beneficios de la envolvente del inversor outdoor en una instalación sencilla y compacta.

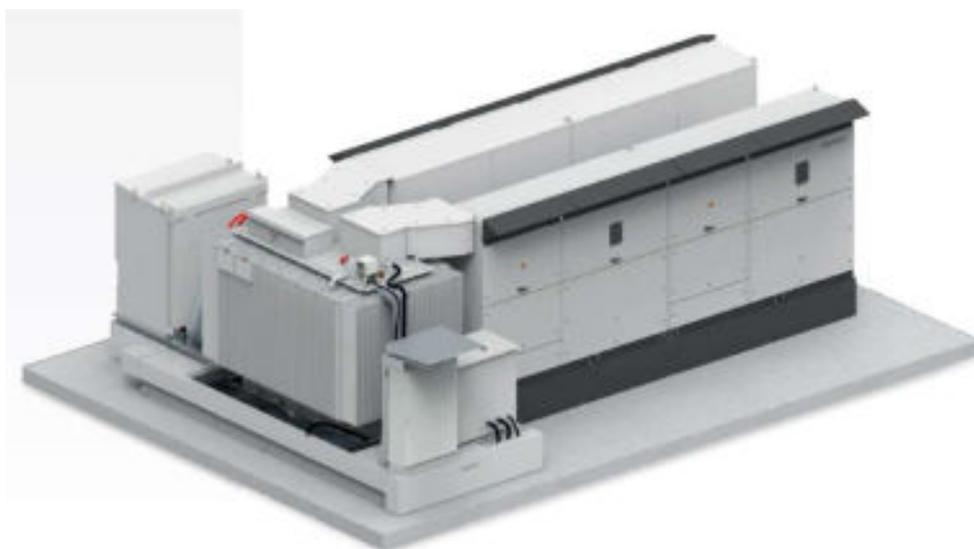


Ilustración 6: Skid de MT INGETEAM

La solución incluye puente de interconexión entre el inversor y el transformador el cual está incluido en el SKID de MT formado por pletinas de cobre de 200x10 mm. Las celdas de control están alojadas en una envolvente de metal resistente a las condiciones meteorológicas más adversas en la cual se incluye cubículo adicional con ventilación opcional proporcionando de esta forma espacio de reserva para montar posibles equipos auxiliares tales como analizadores de red, contadores, SAI's, transformadores de auxiliares, etc.

El transformador de media tensión outdoor incluye; depósito de aceite, filtro, relé de protección DGPT2 de sobrecalentamiento y sobrepresión y nivel de aceite. Como opcionales se pueden añadir los siguientes accesorios: vallado perimetral del transformador, caja de protección para puente de baja tensión, transformador para servicios auxiliares, protecciones auxiliares, analizadores de red, contadores, SAI, aire acondicionado y cualquier elemento que se pueda requerir.

El puente de interconexión del Skid de MT queda alineado con el inversor por medio de un soporte de posicionamiento. Este soporte facilita la localización exacta entre elementos para asegurar la correcta instalación de estos.

10.3 Seguidores solares

Se ha elegido para la instalación presente un sistema de seguimiento solar en un eje de la empresa **SOLTEC**. La utilización del seguimiento, esto es, mover las superficies receptoras para maximizar la energía solar recibida a lo largo de un período de tiempo se debe al intento de disminuir el coste de la energía producida.

El sistema modular de filas autónomas permite la mayor eficiencia, así como **la máxima adaptabilidad al terreno y la posibilidad de hacer instalaciones en pendiente de hasta un 17% en dirección Norte-Sur y pendiente ilimitada en dirección Este-Oeste**. No tienen biela central, lo que posibilita la libre circulación a través del recorrido completo de las filas de seguidores solares y un mejor aprovechamiento del suelo disponible.



Ilustración 7: Ejemplo de adaptabilidad al terreno



Ilustración 8: Optimización del mantenimiento



A su vez estos seguidores tienen la posibilidad de realizar la cimentación sin hormigón:

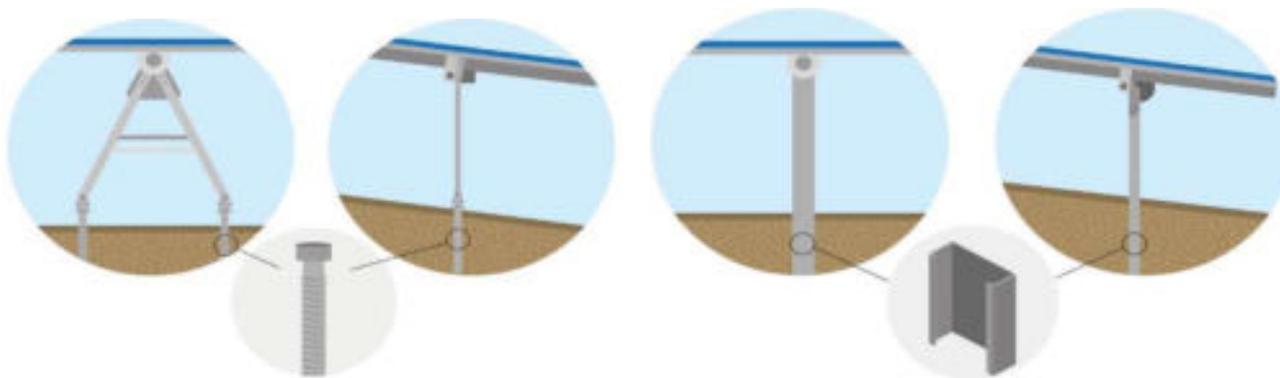


Ilustración 9: Tipos de cimentación posible

10.3.1 CARACTERÍSTICAS GEOMÉTRICAS DEL SEGUIDOR

Tenemos dos tipos de seguidores: de dos y tres series. Los módulos están repartidos en dos filas, con las medidas siguientes:

- Ancho: 4,17 metros.
- Largo: 43,00 metros (para el seguidor de 3 series)
- Altura máxima: 4,06 metros.
- Distancia entre estructuras: 11 metros.

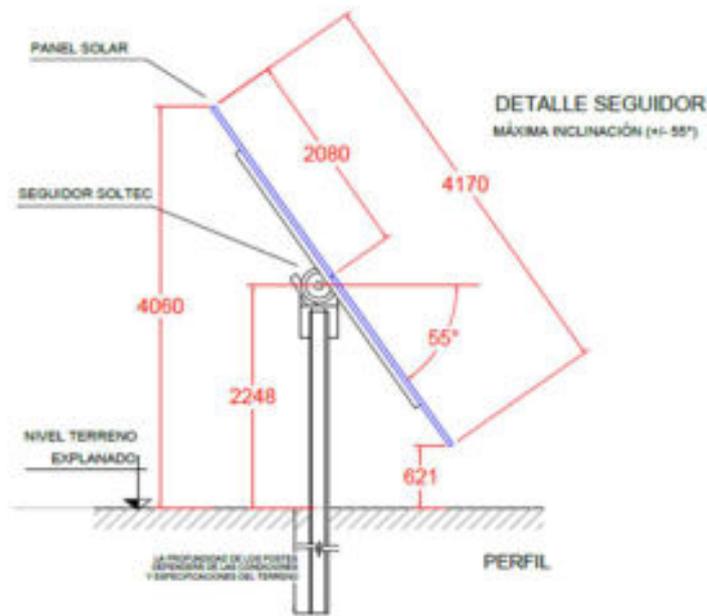


Ilustración 10: Detalle altura máxima de seguidor



Ilustración 11: Detalle planta seguidor

Disponen también de backtracking adaptativo, la funcionalidad de backtracking asimétrico en superficies inclinadas de los seguidores de **SOLTEC** **posibilita un incremento del rendimiento debido al seguimiento independiente de las filas** en función de la orientación del sol.

10.4 Instalación de baja tensión CC

La energía producida por el campo fotovoltaico, en forma de corriente alterna de baja tensión, se evacúa mediante una red enterrada a través de una canalización que unirá los módulos entre sí y con el módulo Outdoor Inversor-Transformador.

Cada centro albergará un cuadro de protección en baja tensión correspondiente al grupo de generadores asociados.

En el cálculo de la sección de cableado se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002 de 2-8-02, y publicado en el B.O.E. del 18-9-02 y el Real Decreto 1053/2014.

La distribución se realizará en CC a tensiones cercanas a los 1.500V.

Se utilizarán cables unipolares con aislamiento de dieléctrico seco, de las características siguientes:

Tabla 9: Características de los cables de CC

Tipo	PV ZZ-F	XZ1-AL
Tensión DC	1,5 kV	1,5 kV
Conductor	Cobre	Aluminio
Secciones	4-10 mm ²	70-400 mm ²

Para la elección de la sección del conductor se han tenido en cuenta la intensidad máxima admisible por el cable y la caída de tensión, además de la adecuada protección de los cables contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles clase gPV o interruptores magnetotérmicos.

Los cables se etiquetarán e identificarán adecuadamente según los esquemas eléctricos y se adoptará un código de colores, facilitando las labores de mantenimiento.

Las longitudes de los cables serán tales que eviten los esfuerzos de estos.

El conexionado en serie de los módulos se realizará mediante pequeños tramos de cables unipolares que unirán el terminal positivo de un módulo con el terminal negativo del siguiente, quedando libres un terminal positivo y un terminal negativo en los módulos de los extremos de cada rama. Estos terminales libres se conectarán en paralelo a través de conectores apropiados al inversor.

La caída de tensión máxima admisible en la instalación fotovoltaica no deberá ser superior al 1,5% en la parte de CC.

10.5 Instalación de media tensión

La huerta consta de **8 centros de transformación 7xTWIN SKID DE 5.332 kVA 30 kV y 1xTWIN SKID DE 2.666 kVA 30 kV de exterior y uno de conexión, seccionamiento y medida** en edificios prefabricados.

La energía transformada a media tensión se evacua, desde cada centro de transformación, mediante una red enterrada a través de una canalización que unirá los centros entre sí y con el centro de conexión a red. Desde este centro será evacuada mediante una línea subterránea hasta el punto de conexión indicado por la compañía eléctrica.

La línea estará constituida por una terna de cables unipolares con aislamiento de dieléctrico seco, de las características siguientes:

Tabla 10: Características de los cables de MT

Tipo	RHZ1
Tensión	18/30 kV
Conductor	Aluminio
Sección	150-500 mm ²

Los accesorios empleados para las conexiones serán terminales de tipo enchufables acodados con contacto atornillable y apantallados adecuados tanto al tipo de conductor como al tipo de celdas usadas.

10.6 Puesta a tierra

Se realizará una red equipotencial de tierras en toda la planta a la que se conectarán todos los elementos metálicos de la misma.

10.7 Centro de conexión

Se instalará un centro de protección y medida de cliente tipo caseta prefabricada, para conectar la planta fotovoltaica con la subestación elevadora.

El centro dispondrá de dos unidades muy similares con las siguientes celdas:

2 celdas con función de línea: para la entrada de los Skid MV; 1 celda de línea para la salida; una celda de protección para el transformador de servicios auxiliares, una celda de medida y una celda de interruptor automático, además de los equipos de medida de energía.

Se dotará a este centro de un transformador de servicios auxiliares, que será alimentado desde la celda de protección de una de las unidades.

Se ha previsto la instalación de un edificio prefabricado provisto de una sala de control y una sala de celdas.

Tabla 11: Características generales del centro de conexión

Tensión asignada	36 kV
Tipo de aparamenta de MT	Celdas de aislamiento y corte en SF6

10.7.1 EDIFICIO PREFABRICADO

El edificio será prefabricado con las características siguientes:

Tabla 12: Características del edificio del centro de conexión

Nº de transformadores	1
Tipo de ventilación	Normal
Puertas de acceso peatón	2
Dimensiones exteriores	12.190 x 2.430 x 2.590 mm
Altura vista	2.595 mm

10.7.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas utilizadas serán de distribución secundaria, blindadas y aislamiento de SF6. El conductor de puesta a tierra estará dispuesto a todo lo largo de las celdas, y estará dimensionado para soportar la intensidad admisible de corta duración. El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las características principales de las celdas previstas son:

Tabla 13: Características de las celdas de media tensión

Tensión asignada	36 kV
Intensidad asignada en el embarrado	630 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz	16/20 kA
Intensidad de corta duración (1 s) cresta	40/50 kA
Nivel de aislamiento	
Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases	70 kV
Impulso tipo rayo a tierra y entre fases	170 kV

Las celdas se instalarán agrupadas constituyendo un conjunto formado por las siguientes celdas:

- 2 celdas de línea (entrada)
- 1 celda de protección por fusibles
- 1 celda de medida
- 1 celda de Protección General con interruptor automático
- 1 celda de línea (salida)

10.7.3 AUTOMATISMOS Y CONTROL

En la celda de interruptor automático de vacío se incluirá un mando motorizado y bobinas de cierre y apertura, lo que permitirá la carga automática de los resortes, sin necesidad de orden de carga, cuando detecte que estos están destensados. No obstante, se dispondrá también de una palanca de carga de resortes para realizar la operación manualmente.

Para la realización del automatismo y las técnicas de telemando se instalará un sistema controlador de celdas capaz de comunicarse con un centro remoto mediante modem.

10.7.4 SEÑALIZACIONES Y MATERIAL DE SEGURIDAD

El centro de conexión cumplirá con las siguientes prescripciones:

- Las puertas de acceso al edificio llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.
- En un lugar bien visible del edificio se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente.
- Cartel de las cinco reglas de oro.
- Deberá estar dotado de bandeja o bolsa portadocumentos, con la siguiente documentación:
 - Manual de instrucciones y mantenimiento del CC.
 - Protocolo del transformador.
 - Documentación técnica.
- El CC dispondrá de banqueta aislante y guantes de goma para la correcta ejecución de las maniobras.

11 PUESTA A TIERRA

La instalación dispone de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de aislamiento.

Las masas de la instalación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes.

Se montará una Toma de Tierra independiente para el campo de paneles fotovoltaicos que permita una seguridad ante los fenómenos meteorológicos adversos, así como para los equipos de protección e Inversores.

Todos los seguidores se pondrán a tierra a través de las cajas de protecciones de continua. Cada caja de protección tendrá una pica de puesta a tierra.

Por la zanja de baja tensión DC, se colocará un cable desnudo de cobre que unirá todas las cajas de protección.

Un conductor de protección conectará la puesta a tierra de todos los centros de transformación de la planta, situándose en el fondo de la zanja de los cables de media tensión.

La sección del material empleado para la construcción de líneas de tierra será:

Tabla 14: Características puesta a tierra general

Material	Cobre desnudo
Sección P.A.T. general	35 mm ²
Sección C.T. y SKID	35 mm ²

La pantalla de los cables de MT que unirán los centros se conectará, en sus extremos, a la instalación de puesta a tierra de cada uno de ellos.

11.1 Puesta a tierra del centro de conexión

La tierra del centro de conexión estará unida a la red general de puesta a tierra que hará las funciones de tierra de protección y tierra de servicio.

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el centro de conexión se unen a la tierra: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio. No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro.

Puesta a tierra de servicio: el neutro del transformador de SS.AA. se conectará a una tierra independiente del resto de tierras.

Para disponer una puesta a tierra única para los sistemas de protección y servicio se asegurará una resistencia de puesta a tierra igual o menor a dos ohmios.

La configuración de la red de puesta a tierra será tendrá las siguientes características:

Tabla 15: Características puesta a tierra centro de conexión

Geometría	Anillo rectangular
Material	Cobre desnudo
Sección	35 mm ²

11.2 Puesta a tierra de los centros de transformación (SKID)

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en los centros de transformación se unen a la tierra: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio.

El neutro del sistema de BT se conecta a la toma de tierra general.

Para disponer una puesta a tierra única para los sistemas de protección y servicio se asegurará una resistencia de puesta a tierra igual o menor a 2 Ω.

La configuración de la red de puesta a tierra tendrá las siguientes características:

Tabla 16: Características puesta a tierra centro de transformación

Geometría	Anillo rectangular
Material	Cobre desnudo
Sección	35 mm ²

11.3 Puesta a tierra del campo fotovoltaico

Todos los seguidores dispondrán de una puesta a tierra a través de las cajas de protección de continua.

En cada caja de protección se instalará una pica de puesta a tierra.

Además, en el fondo de la zanja de baja tensión DC, se colocará un cable desnudo de cobre que unirá todas las picas de tierra de las cajas de protección de DC.

Todas las partes metálicas se unen a la tierra: cuadros de conexión, estructura y módulos.

El campo solar será flotante, no tendrá ningún polo a tierra, por lo que se deberán proteger ambos polos con fusibles en todos los casos, tanto en las cajas de protección como en el inversor.

11.4 Puesta a tierra del vallado perimetral y del sistema de seguridad

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas accesibles del sistema de seguridad perimetral: vallado y sistema de seguridad.

Cada cámara de seguridad sobre soporte metálico dispondrá, en su arqueta correspondiente, de una pica de tierra, unidas éstas entre sí mediante una línea de enlace a base de conductor unipolar de cobre de sección mínima 16 mm². Este conductor de enlace discurrirá fondo de la canalización directamente enterrado.

La conexión a tierra de los soportes, desde su fuste hasta el electrodo de tierra, se hará sobre el tornillo que deberán de disponer éstos y se efectuará con terminal y conductor unipolar de cobre de sección mínima 16 mm².

12 SERVICIOS AUXILIARES

La función de los servicios auxiliares es la de garantizar el suministro de energía eléctrica en baja tensión, necesario para la explotación y mantenimiento de todos los equipos de la instalación.

La energía necesaria para la alimentación de los servicios auxiliares será aportada por el transformador instalado en el centro de conexión.

La instalación contará con un cuadro general situado en el centro de conexión para alimentar el sistema de seguridad perimetral y los requisitos de suministro eléctrico de los edificios principales.

Las necesidades de alimentación auxiliar de los centros de transformación (SKID) serán alimentadas desde su propio transformador de servicios auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares, equipado en el centro de protección y medida, es necesario también para cubrir las necesidades que pueda disponer la Compañía Eléctrica, en cuanto a protecciones, teledisparo o teledisparo.

12.1 Monitorización

Se utilizará un sistema de adquisición de datos que permita controlar ciertas las diferentes variables de la instalación, que facilitará al usuario información sobre el comportamiento general del sistema.

12.2 Estación meteorológica

Para realizar las medidas de las prestaciones reales de la instalación se utilizarán los siguientes equipos:

- Piranómetros para calcular la radiación solar real en W/m², tanto horizontal como inclinada.
- Anemómetro.
- Sensores de temperatura ambiente y de célula.
- Sensores de lluvia y humedad.
- Se utilizará un mástil de 2 metros de altura, compuesto por secciones tubulares de acero galvanizado, en el que se colocarán los mecanismos de medición.
- Armario de control y comunicaciones.

12.3 Sistema de seguridad perimetral

Para detectar la presencia de intrusos se instalará un sistema de seguridad perimetral mediante un circuito cerrado de televisión.

El sistema de videovigilancia consiste en varias cámaras térmicas, instaladas sobre columnas troncocónicas de 3m y ubicadas en el perímetro de la parcela, que detectarán al intruso y activarán a varias Domo, colocadas en lugares estratégicos sobre columnas de 4 m de altura, que filman y transmiten imágenes a los monitores

de la oficina central de vigilancia. El sistema de CCTV debe proporcionar imágenes de excelente calidad tanto de día como en la oscuridad.

Se instalarán videograbadoras digitales que se encargarán de recibir las señales de vídeo y almacenarlas en formato digital.

La central de intrusión será el elemento encargado de gestionar las señales de alarma, provenientes de los sistemas de detección. En caso de que una de las zonas salte, la cámara Domo más cercana dará un barrido por la zona, evitando las alarmas no deseadas.

En caso de intrusión, el sistema enviará una señal de aviso al centro integral de seguridad. El centro procederá a la verificación por los medios existentes, avisando en su caso a las fuerzas de seguridad, bomberos, etc., además de al responsable de la instalación.

La alimentación general del sistema será por red de corriente alterna de 230 VAC y 50 Hz.

Para garantizar que el sistema funcione en caso de corte de suministro eléctrico se instalará un SAI.

13 OBRA CIVIL

La obra civil para la construcción de la instalación consistirá en:

- Explanación y acondicionamiento del terreno, lo que implica la realización de excavaciones, rellenos, compactación, drenajes y estabilidad mediante taludes, si fuera necesario según características del seguidor.
- Ejecución de los accesos a la planta.
- Construcción del cerramiento.
- Ejecución de viales interiores con un firme apto para el tránsito de vehículos.
- Realización de las cimentaciones para estructura y soportes.
- Canalizaciones para los cables de potencia y control.

13.1 Viales

Se abrirán nuevos caminos de acceso a la instalación.

En el interior del recinto se ejecutarán viales para permitir el acceso de vehículos pesados para la instalación de los edificios prefabricados y los SKID's, de grúas de gran tonelaje, así como permitir el acceso al campo solar para su limpieza y mantenimiento.

Las características principales de estos viales son:

Tabla 17: Características de los viales

Anchura útil de la calzada	4 m
Pendiente transversal	2%
Radio de curvatura mínimo (al borde interior)	14 m
Firme	Zahorra artificial

Espesor del firme

20 cm

13.2 Canalizaciones

13.2.1 CANALIZACIONES PARA BAJA TENSIÓN

Los cables de baja tensión se alojarán en zanjas de 1,25 metros de profundidad máxima y una anchura de 1,00 metros para canalizaciones de hasta 20 circuitos, para que los conductores superiores siempre estén a más de 0,6 metros de la superficie en tierra y a 0,8 en calzada.

En el lecho de la zanja se colocará una capa de arena de un espesor de 0,05 m, sobre la que se depositarán los cables a instalar. Sobre cada fila de cables se dejará una capa adicional de 0,20 m de arena. Sobre la última fila de cables se dejará otra capa de 0,10 m de arena. Encima de esta, se colocarán las placas cubrecables sobre estas irá una capa de tierra compactada procedente de la excavación de las zanjas con un espesor de 0,40 m, y sobre ésta se instalará una cinta de señalización de los cables, una por cada circuito. Finalmente se dejará una nueva capa de tierra compactada de 0,10 m, que será la superficie final.

En el caso de zanjas situadas bajo caminos, las capas entre cables estarán rellenas con hormigón y los cables se instalarán bajo tubos.

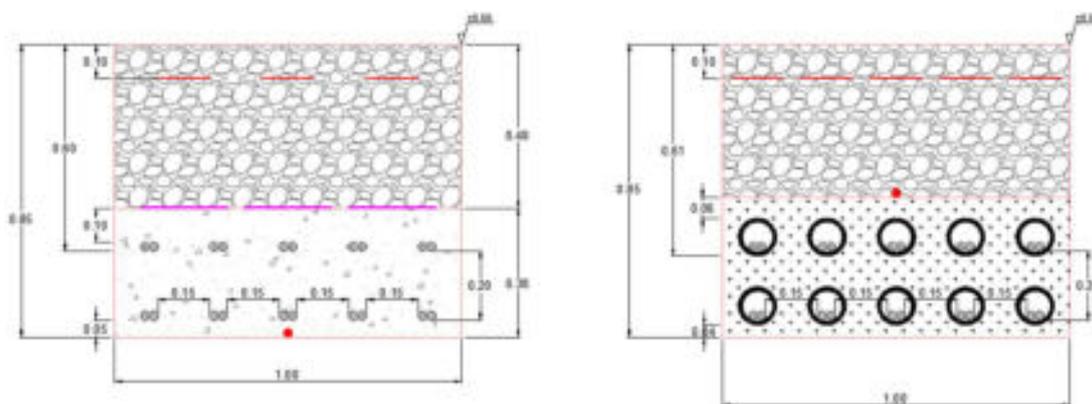


Ilustración 12: Detalle de zanjas BT normal y reforzada hasta 10 circuitos

13.2.2 CANALIZACIONES PARA MEDIA TENSIÓN

Los cables de media tensión se alojarán en zanjas de 1,35 metros de profundidad máxima y una anchura mínima de 0,40 metros para canalizaciones de un solo circuito, de 0,60 metros para canalizaciones de dos o cuatro circuitos y de 0,95 metros para canalizaciones de tres circuitos.

Se ha previsto el uso de tubos para cables de servicios auxiliares y de control para la unión entre el SKID y el CPM. Si estos cables no se instalan, se puede reducir la profundidad de las zanjas.

En el lecho de la zanja se colocará una capa de arena de un espesor de 0,10 m, sobre la que se depositarán los cables a instalar. Sobre esta fila de cables se dejará otra capa de 0,25 m de arena. Encima se colocarán las placas cubrecables, una encima de cada circuito; sobre esta irá una capa de tierra compactada procedente de la excavación de las zanjas con un espesor mínimo de 0,60 m, y sobre ésta se instalará una cinta de señalización de los cables, una encima de cada circuito. Finalmente se dejará una nueva capa de tierra compactada de 0,10 m, que será la superficie final.

En el caso de zanjas situadas bajo caminos, las capas entre cables estarán rellenas con hormigón y los cables se instalarán bajo tubos de igual manera que ocurriría con las zanjas de baja tensión.

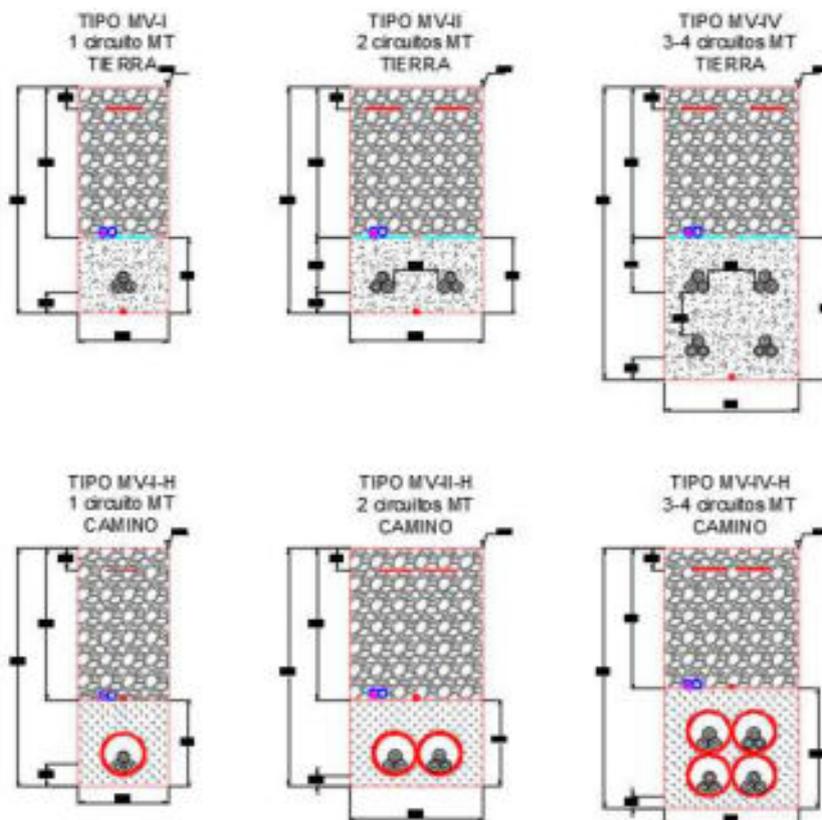


Ilustración 13:Detalle de zanjas MT normal y reforzada

13.2.3 OTRAS CANALIZACIONES PARA BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Los tipos de zanja presentes en el proyecto al completo se pueden consultar en el anexo Planos, donde se detallan los cruces subterráneos de cableado con caminos exteriores, oleoductos y gasoductos, además de los propios cruces entre zanjas de cables de baja tensión y de media tensión.

13.3 Cerramiento

Todo el recinto de la instalación estará protegido por un cerramiento realizado con malla metálica anudada galvanizada tipo 200-17-30, fijado todo sobre postes metálicos de 48 mm de diámetro, colocados cada 2,50 m.

La sujeción de los postes al suelo se realizará mediante hincado de los mismos, sin usar dados de hormigón. La malla no estará anclada al suelo en puntos distintos a los de los postes de sujeción.

El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2 m sobre el terreno. El ancho de los huecos de la malla será de 30 cm, la altura de los huecos dependerá de la distancia al suelo. Puede verse un detalle en el plano D-03.00.

Se instalará una puerta principal de acceso a la instalación de 6 metros de anchura de doble hoja, que se abrirá manualmente.

El cerramiento tendrá en sus puertas señales normalizadas de advertencia de riesgo eléctrico.

14 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Se adjunta un cronograma con las distintas actividades a realizar para la construcción del Parque Solar. Se ha dividido en varias etapas hasta conseguir la Puesta en Marcha, indicando la duración aproximada en meses.

CRONOGRAMA EJECUCIÓN PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA																												
MES:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Estudio Medio Ambiental Planta	█																											
DIA							█	█	█																			
AAP Planta										█	█	█	█	█	█													
AAC Planta										█	█	█	█	█	█													
Construcción Planta FV																█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	
Movimiento de Tierras																█	█	█										
Caminos de Zahorra																█	█	█										
Apertura de Zanjas e Instalación MT y BT																█	█	█										
Hincado de Estructura																			█	█	█	█						
Montaje de Estructura																			█	█	█	█						
Montaje de Módulos																				█	█	█	█					
Cimentaciones Power Stations																					█	█	█	█				
Instalación Inversores y Combiner Boxes																									█	█	█	█
Terminación Eléctrica - Conexiones BT y MT																									█	█	█	█
Commissioning & Puesta en marcha.																									█	█	█	█
Puesta en Marcha																									█	█	█	█

Madrid, agosto de 2020

Ingeniero Industrial

Fdo.: José Luis Lires González

Colegiado nº 146 del COIIB

DOCUMENTO N°2: ANEXOS

CONTENIDO

1	EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE	26
1.1	Potencia pico del generador fotovoltaico (P*)	26
1.2	Radiación sobre superficie horizontal (Ga(0)).....	26
1.3	Performance ratio (PR).....	27
1.4	Producción anual estimada	31
1.5	Informe de PVSyst	31

1 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR DISPONIBLE

La energía anualmente producida por una instalación fotovoltaica E_{AC} , puede expresarse como el producto de una serie de factores independientes:

$$E_{AC} = P^* * \left(\frac{G_{inc}}{G^*}\right) * PR$$

Donde P^* equivale a la potencia pico de la instalación, G_{inc} se corresponde con la irradiación anual incidente sobre la superficie el generador, G^* indica la irradiación con la que se determina la potencia nominal de las células y generadores fotovoltaicos ($1000W/m^2$) y PR equivale al *performance ratio* de la instalación, tal y como se define en el apartado 1.3.

1.1 Potencia pico del generador fotovoltaico (P^*)

Es la potencia máxima que entrega el generador en las condiciones estándar de medida ($1000W/m^2$ de irradiación solar, $25^\circ C$ de temperatura de célula, distribución espectral 1,5 AM e incidencia normal). La potencia pico instalada en la planta es de 49.969.440 Wp.

1.2 Radiación sobre superficie horizontal ($G_a(0)$)

La irradiación anual incidente en la superficie del generador puede expresarse como el producto de los siguientes parámetros:

$$G_{inc} = G_a(0) * Ganancia$$

Donde $G_a(0)$ es la irradiación anual incidente sobre una superficie horizontal y *Ganancia* es el incremento de irradiación que incide en la superficie del módulo con respecto a la superficie horizontal.

Para determinar la irradiación media anual incidente en una superficie horizontal en el emplazamiento objeto de análisis, se evalúan las fuentes de información de irradiación solar disponibles en la zona, según muestra la siguiente tabla:

Tabla 1: Irradiación horizontal

BASE DE DATOS	Irradiación media horizontal (kWh/m ² día)
PVSYST	1.794
Irradiación elegida	1.794

1.2.1 GANANCIA NETA

La irradiación incidente sobre el generador depende de las condiciones climatológicas del emplazamiento y de la disposición del generador. En el presente estudio el generador estará situado sobre un seguidor de un eje.

Se ha realizado una simulación del recurso solar con la aplicación informática **PVSYST 6.7.9**. El citado programa es habitualmente empleado en el sector y cuenta con los principales parámetros que permiten

particularizar los resultados en función de los equipos de la instalación, la ubicación y la orografía del emplazamiento, entre otros. A partir de los resultados obtenidos se ha estimado una **ganancia generada para la estructura con seguidores en el generador de un 35,2% con respecto al plano horizontal.**

1.3 Performance ratio (PR)

El performance ratio es el factor de rendimiento global de la instalación que considera todas las pérdidas energéticas estimadas en la instalación fotovoltaica.

Las pérdidas energéticas consideradas en el cálculo del PR de la planta fotovoltaica son las siguientes:

1.3.1 PÉRDIDAS ANGULARES Y ESPECTRALES (IAM)

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico está referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que además de $1000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar (AM 1.5) durante todo el tiempo de operación. La desviación de este último efecto de la idealidad supuesta implica una reducción en la producción que debe ser tomada en consideración a la hora de determinar la producción anual de una instalación fotovoltaica como la que nos ocupa.

1.3.1.1 Reflectancia angular

La irradiación que finalmente recibe el módulo disminuye debido a la reflexión de los rayos solares cuando atraviesan dos superficies con diferentes índices de refracción. En nuestro caso, el cristal anti reflectante del módulo y la propia célula solar. El valor de la irradiación que se refleja se calcula mediante la Ley de Fresnel. La figura siguiente muestra el fenómeno descrito:

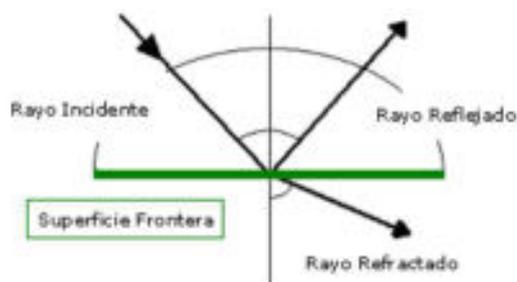


Ilustración 1: Fenómeno de reflexión de la luz

No existe reflexión cuando el ángulo de incidencia con la superficie del módulo es exactamente 90° . Adicionalmente las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad.

Actualmente, con el fin de minimizar las pérdidas asociadas a la reflexión acaecida en la cubierta frontal de los módulos, los principales suministradores están empleando vidrios texturizados. De esta manera se consigue que la cantidad de luz reflejada por la superficie sea menor, mejorándose así el rendimiento del dispositivo.

1.3.1.2 Reflectancia espectral

Los dispositivos semiconductores son espectralmente selectivos, es decir, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral).

La variación horaria y estacional del espectro solar respecto del espectro solar normalizado afecta al comportamiento de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas en la conversión.

1.3.2 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Las características técnicas de un módulo solar se facilitan para unas condiciones estándares de medida:

Tabla 2: Condiciones Estándares de medida

Radiación	1.000 W/m ²
Distribución espectral	1,5G AM
Temperatura de célula	25°C

La producción es proporcional a la intensidad de radiación, la distribución espectral tiene una influencia significativa en la potencia suministrada y por último la temperatura influye en el voltaje de circuito abierto del módulo de forma negativa.

Determinación de la temperatura de trabajo de un módulo. Conociendo la disminución de potencia por °C de aumento, nos queda determinar la temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico. El dato facilitado por el fabricante es el TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula) que se define como la temperatura que alcanza el módulo solar cuando es sometido a las siguientes condiciones:

Tabla 3: Condiciones de operación de célula

Radiación	800 W/m ²
Distribución espectral	1,5G AM
Temperatura de célula	20°C
Velocidad del viento	1 m/s

La temperatura en una célula depende exclusivamente de la temperatura ambiente y de la intensidad de radiación solar.

$$T_c - T_{amb} = C * G_{cm}(\alpha, \beta)$$

Donde "C" es una constante con el siguiente valor:

$$C = \frac{TONC (°C) - 20}{800 W/m^2}$$

1.3.3 PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN O NO CUMPLIMIENTO DE LA POTENCIA NOMINAL

A pesar de que los módulos se producen mediante un proceso industrial, no son todos idénticos, ya que se componen de células fotovoltaicas que son por definición distintas unas de otras.

Esto implica que el valor de la potencia que pueden entregar de modo individual, referida a las condiciones estándar de referencia, STC, va a presentar una distorsión. Ésta se encuentra dentro de un margen que oscila desde el $\pm 3\%$ hasta el $\pm 10\%$ sobre su potencia nominal, aunque actualmente todas las tolerancias son positivas.

1.3.4 PÉRDIDAS POR NO UNIFORMIDAD O "MISMATCH"

Las pérdidas por mismatch o conexaso son pérdidas energéticas causadas al realizar la conexión entre módulos con distinto valor de potencia.

Cuando se conectan un conjunto de módulos en serie se va a producir una limitación sobre la corriente de la serie, ya que el panel que disponga de menor potencia de todos los conectados no va a permitir que circulen más amperios que los máximos que él pueda dar.

Del mismo modo, cuando se realice la conexión en paralelo, el de menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto. Así, la potencia de un generador fotovoltaico será inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo componen.

1.3.5 PÉRDIDAS POR SOMBREADO

Un sistema fotovoltaico suele estar condicionado por la presencia de sombras en determinadas horas del día. En un sistema con seguimiento es complicado que algún momento se generen sombras de unos elementos sobre otros por tener implementado el sistema de Backtracking.

Estas sombras generan unas pérdidas energéticas causadas por un lado por la disminución de captación de irradiación solar (al existir menor irradiación, la potencia generada disminuye) y, por otro, por los posibles efectos de mismatch a las que estas puedan dar lugar al afectar a la potencia individual de un panel o a la de un conjunto de paneles.

1.3.6 PÉRDIDAS POR POLVO O SUCIEDAD

Sobre la superficie del panel instalado en la intemperie, será inevitable que se vaya depositando el polvo y la suciedad. Esta deposición puede dar lugar a una disminución en la corriente y tensión producida por el panel.

Estas pérdidas dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de las lluvias. En la práctica esto se suma a la aparición de puntos de suciedad localizada que van a dar lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

1.3.7 PÉRDIDAS POR CAÍDAS ÓHMICAS EN EL CABLEADO

Tanto en la zona de CC como en la parte de CA de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, siendo necesario un equilibrio entre el coste extra de la instalación producido por un incremento en la sección de los cables y la reducción de las pérdidas de potencia en el generador fotovoltaico.

1.3.8 PÉRDIDAS EN INVERSOR

El inversor fotovoltaico de conexión a red es un dispositivo electrónico que presenta unas determinadas pérdidas en sus componentes de conmutación. Es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador.

El inversor opera directamente conectado al generador y dispone de un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia (que varía en función de las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes.

1.3.8.1 Pérdidas por rendimiento de conversión DC/AC

El funcionamiento de los inversores se define mediante una curva de rendimiento en función de cuál sea la potencia de operación. Es muy importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación, hecho que normalmente va a ir ligado a una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador.

Además de su diseño interno y características constructivas el rendimiento del inversor viene determinado por la utilización o no en el equipo de un transformador de aislamiento galvánico.

1.3.8.2 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)

Los inversores se caracterizan por trabajar con una curva de rendimiento en función de la potencia, de modo que será esencial conseguir el seguimiento del punto de máxima potencia definido como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador y la energía que se extraería en un seguimiento ideal.

En condiciones normales de operación se van a producir interferencias sobre la potencia producida por el generador. Por ejemplo, la presencia de sombras o la aparición de suciedades va a provocar escalones en la curva I-V de la célula, y por tanto del generador, y por ello, el inversor va a pasar a operar en un punto que no es el de máxima potencia.

1.3.9 PÉRDIDAS DESPUÉS DEL INVERSOR (ELÉCTRICAS)

1.3.9.1 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de CA

Tanto en la zona de CC como en la parte de CA de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se van a reducir durante la fase de diseño, mediante un correcto dimensionado, siendo necesario un equilibrio entre el coste extra de la instalación producido por un incremento en la sección de los cables y la reducción de las pérdidas de potencia en el generador fotovoltaico.

1.3.9.2 Pérdidas en Medida y Transformación

Una vez leída la energía generada por los contadores, se deberá corregir teniendo en cuenta las pérdidas de los transformadores y de la línea de media tensión.

Según lo señalado por la empresa eléctrica distribuidora, las pérdidas de interconexión a red serán aquellas que van desde los contadores individuales de los generadores hasta el punto de entronque, englobando pérdidas de los transformadores y la línea de media tensión.

1.3.10 DESCRIPCIÓN DE PÉRDIDAS GENERALES EN PLANTA

1.3.10.1 Disponibilidad

Durante la operación es necesario realizar una serie de trabajos relacionados con el mantenimiento preventivo de la instalación. Esto puede ocasionar la parada de elementos de la instalación. Del mismo modo, se producirán averías o condiciones de mal funcionamiento de los equipos que habrá que sustituirlos o repararlos lo más rápido posible.

1.3.10.2 Pérdida de producción de módulos (Degradación)

El proceso de degradación que sufre una célula consta de dos etapas diferenciadas. En una etapa inicial se produce una degradación de la célula debido a la exposición a la irradiación después de su fabricación. En una segunda etapa, mucho más larga, se produce una degradación del módulo en su conjunto por la acción de los condicionantes ambientales.

No obstante, para estimar correctamente la disminución en producción por degradación de los materiales constituyentes del módulo sería necesario disponer de la curva de degradación del dispositivo fotovoltaico empleado realizada o comprobada por un laboratorio independiente reconocido en el sector fotovoltaico.

1.4 Producción anual estimada

La energía neta exportada durante **el primer año de operación** se refleja en la siguiente tabla:

Tabla 4: Producción de energía

Irradiación Anual Horizontal (kWh/m ²)	1.794
Ganancia	35,2%
Irradiación Global Incidente (kWh/m ²)	2.426
PR _T (%)	82,53
Horas Equivalentes, HES [kWh/kWp]	2.002
Producción de la Instalación (MWh/año)	100.029

1.5 Informe de PVsyst

Se adjunta a continuación el informe de resultados obtenidos tras la simulación realizada con el software PVsyst.

		PVSYST V6.74	RIC Energy (Spain)	06/08/20	Page 1/6																		
Grid-Connected System: Simulation parameters																							
Project : Carmonita 400																							
Geographical Site		Mérida_Badajoz		Country Spain																			
Situation		Latitude 39.09° N		Longitude -6.39° W																			
Time defined as		Legal Time Time zone UT+1		Altitude 275 m																			
Meteo data:		Mérida_Badajoz		Promedio (Meteonorm 7.2 (1991-2010), SOLARGIS, PVGIS) Sat=10																			
Simulation variant : Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540																							
Simulation date 06/08/20 12h23																							
Simulation parameters		System type Tracking system, with backtracking																					
Tracking plane, tilted Axis		Axis Tilt 0°		Axis Azimuth 0°																			
Rotation Limitations		Minimum Phi -55°		Maximum Phi 55°																			
Backtracking strategy		Nb. of trackers 1392		Identical arrays																			
Backtracking limit angle		Tracker Spacing 11.0 m		Collector width 4.20 m																			
		Phi limits +/- 67.4°		Ground cov. Ratio (GCR) 38.2 %																			
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm																			
Horizon		Average Height 1.9°																					
Near Shadings		Linear shadings																					
PV Array Characteristics																							
PV module		Si-mono Model Q.PEAK DUO L-G8.2 430																					
Custom parameters definition		Manufacturer Hanwha Q Cells																					
Number of PV modules		In series 27 modules		In parallel 4304 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules 116208		Unit Nom. Power 430 Wp																			
Array global power		Nominal (STC) 49969 kWp		At operating cond. 45570 kWp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 1023 V		I mpp 44548 A																			
Total area		Module area 248964 m²		Cell area 216035 m²																			
Inverter																							
Custom parameters definition		Model INGECON SUN 1400TL B540 OUTDOOR																					
Characteristics		Manufacturer Ingeteam		Unit Nom. Power 1263 kWac																			
		Operating Voltage 782-1300 V		Max. power (=>30°C) 1403 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters 30 units		Total Power 37890 kWac																			
				Pnom ratio 1.32																			
PV Array loss factors																							
Array Soiling Losses				Loss Fraction 1.0 %																			
Thermal Loss factor		Uc (const) 29.0 W/m²K		Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 0.20 mOhm		Loss Fraction 0.8 % at STC																			
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction 2.5 %																			
Module Quality Loss				Loss Fraction 0.0 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 0.8 % at MPP																			
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>0°</th> <th>20°</th> <th>30°</th> <th>40°</th> <th>50°</th> <th>60°</th> <th>70°</th> <th>80°</th> <th>90°</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>1.000</td> <td>0.950</td> <td>0.750</td> <td>0.000</td> </tr> </tbody> </table>						0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.950	0.750	0.000
0°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°															
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.950	0.750	0.000															

	PVSYST V6.74	RIC Energy (Spain)	06/08/20	Page 2/6
Grid-Connected System: Simulation parameters				
System loss factors				
AC loss, transfo to injection	Grid Voltage	30 kV	Loss Fraction	1.6 % at STC
External transformer	Wires: 3x700.0 mm ²	10955 m	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Iron loss (24H connexion)	48943 W	Loss Fraction	0.8 % at STC
	Resistive/inductive losses	147.1 mOhm	Loss Fraction	0.8 % at STC
User's needs :				
	Unlimited load (grid)			
Auxiliaries loss				
	Proportional to Power	5.0 W/kW	... from Power thresh.	0.0 kW
Grid power limitation				
Power factor	Active Power	40.0 MW	Pnom ratio	1.249
	Cos(phi)	1.000 leading	Phi	0.0°

Grid-Connected System: Horizon definition

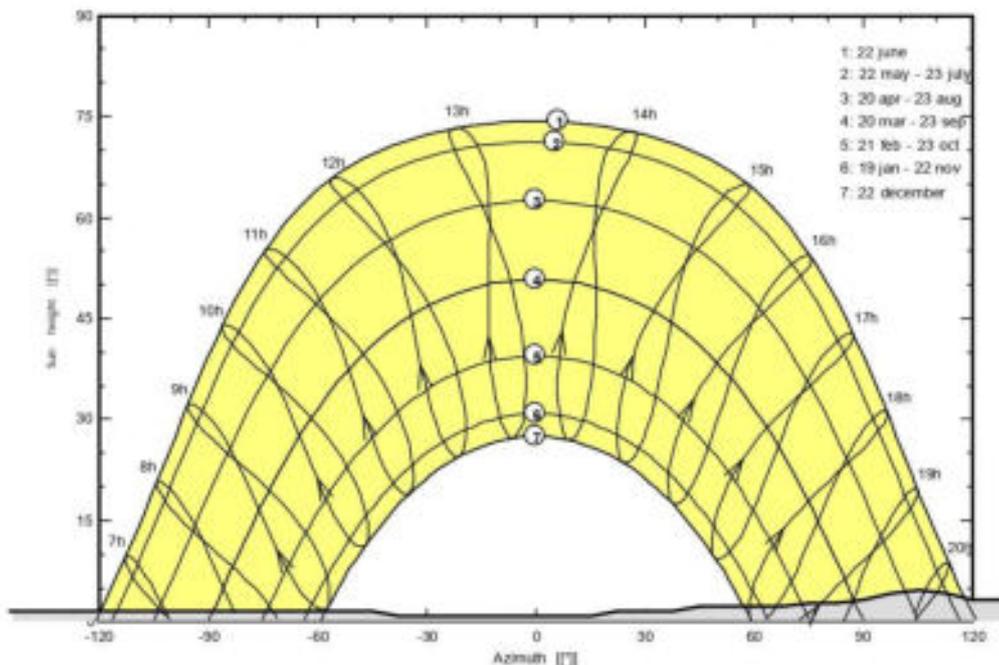
Project : Carmonita 400
Simulation variant : Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540

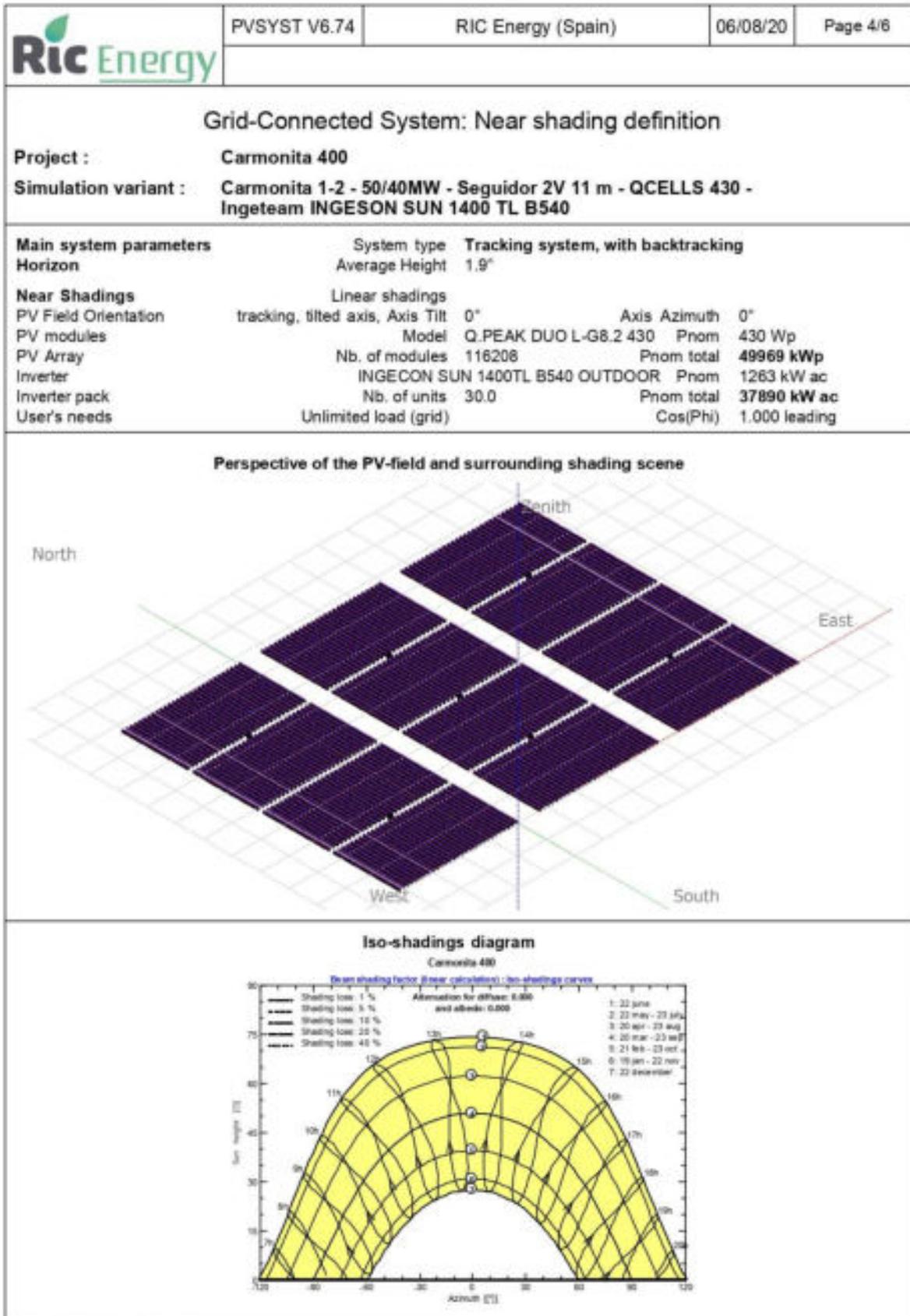
Main system parameters	System type	Tracking system, with backtracking		
Horizon	Average Height	1.9°		
Near Shadings	Linear shadings	tracking, tilted axis, Axis Tilt		
PV Field Orientation	Model	Q.PEAK DUO L-G8.2 430	Pnom	430 Wp
PV modules	Nb. of modules	116208	Pnom total	49969 kWp
PV Array	INGECON SUN 1400TL B540 OUTDOOR		Pnom	1263 kW ac
Inverter	Nb. of units	30.0	Pnom total	37890 kW ac
Inverter pack	Unlimited load (grid)		Cos(Phi)	1.000 leading
User's needs				

Horizon	Average Height	1.9°	Diffuse Factor	0.97
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.85

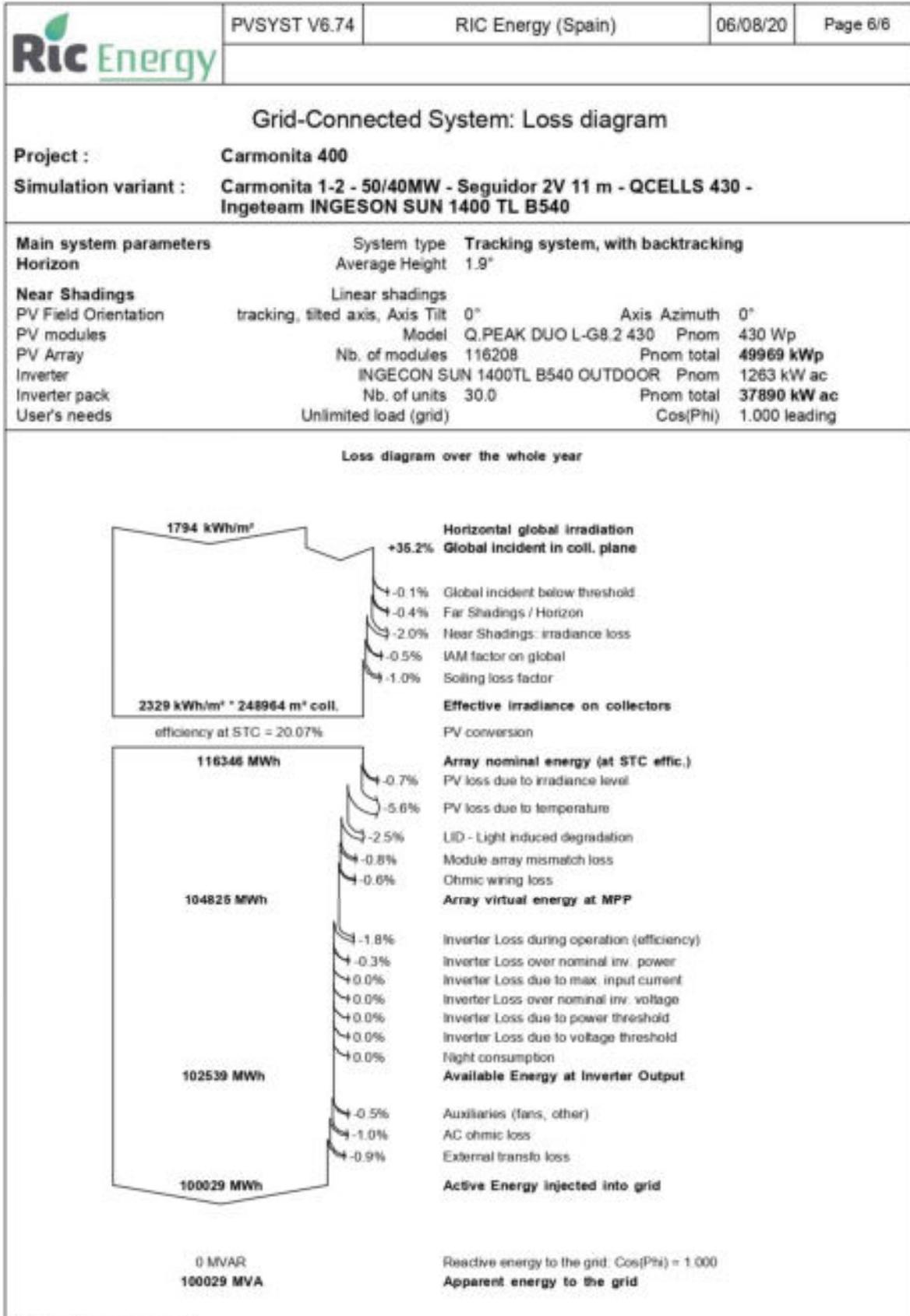
Height [°]	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90
Height [°]	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Azimuth [°]	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8
Height [°]	0.8	1.5	1.5	1.5	2.3	2.3	2.3	2.3	2.7	2.7	3.1	4.2	4.6
Azimuth [°]	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90	98	105
Height [°]	4.2	3.1	3.1	3.1	2.3	2.3	1.9	1.5	1.5	1.5			
Azimuth [°]	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180			

Merida_Badajoz





	PVSYST V6.74	RIC Energy (Spain)	06/08/20	Page 5/6					
Grid-Connected System: Main results									
Project :		Carmonita 400							
Simulation variant :		Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540							
Main system parameters		System type Tracking system, with backtracking							
Horizon		Average Height 1.9°							
Near Shadings		Linear shadings							
PV Field Orientation		tracking, tilted axis, Axis Tilt 0°							
PV modules		Model Q.PEAK DUO L-G8.2 430 Pnom 430 Wp							
PV Array		Nb. of modules 116208 Pnom total 49969 kWp							
Inverter		INGECON SUN 1400TL B540 OUTDOOR Pnom 1263 kW ac							
Inverter pack		Nb. of units 30.0 Pnom total 37890 kW ac							
User's needs		Unlimited load (grid) Cos(Phi) 1.000 leading							
Main simulation results		System Production							
		Produced Energy	100029 MWh/year	Specific prod. 2002 kWh/kWp/year					
		Apparent energy	100029 MVAh	Perf. Ratio PR 82.53 %					
Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 49969 kWp									
Carmonita 1-2 - 50/40MW - Seguidor 2V 11 m - QCELLS 430 - Ingeteam INGESON SUN 1400 TL B540									
Balances and main results									
	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	EApGrid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MVAh	
January	69.7	26.60	8.33	97.1	32.4	4416	4235	4235	0.872
February	88.5	33.40	9.86	120.3	114.9	5438	5213	5213	0.867
March	136.1	51.90	13.00	180.0	172.1	7990	7653	7653	0.851
April	172.7	60.30	15.03	233.3	223.3	10214	9777	9777	0.839
May	212.4	69.20	18.32	282.2	271.9	12897	11980	11980	0.818
June	229.2	66.40	23.91	303.3	292.1	12730	12182	12182	0.804
July	261.7	60.30	26.20	341.3	330.1	14198	13669	13669	0.796
August	219.4	60.50	26.27	302.0	295.1	12661	12121	12121	0.803
September	161.2	46.80	22.57	228.8	212.4	9425	9027	9027	0.818
October	113.3	42.40	17.83	152.5	145.7	6986	6382	6382	0.839
November	78.5	27.90	11.91	108.1	103.2	4952	4651	4651	0.861
December	60.9	24.90	8.94	83.8	79.5	3783	3629	3629	0.867
Year	1733.6	552.60	16.97	2425.6	2328.5	184474	180029	180029	0.825
Legends:	<p>GlobHor Horizontal global irradiation</p> <p>DiffHor Horizontal diffuse irradiation</p> <p>T Amb Ambient Temperature</p> <p>GlobInc Global incident in coll. plane</p>	<p>GlobEFF Effective Global, corr. for IAM and shadings</p> <p>EArray Effective energy at the output of the array</p> <p>E_Grid Energy injected into grid</p> <p>EApGrid Apparent energy to the grid</p> <p>PR Performance Ratio</p>							



DOCUMENTO N°3: MEDICIONES Y PRESUPUESTO

1 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR FV "BRANCA 1 DE 50 MW"

CAPÍTULO 1. EQUIPOS (ESTRUCTURA SEGUIDOR, MÓDULOS, INVERSORES)	15.299.206,51 €
CAPÍTULO 2. OBRA CIVIL	1.330.499,81 €
CAPÍTULO 3. CENTRO DE CONEXIÓN (CC)	82.372,05 €
CAPÍTULO 4. INSTALACIÓN DE AT DENTRO DE LA PLANTA	373.447,50 €
CAPÍTULO 5. INSTALACIÓN EVACUACIÓN BAJA TENSIÓN	387.282,97 €
CAPÍTULO 6. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN	70.124,17 €
CAPÍTULO 7. INSTALACIÓN DE SEGURIDAD	227.194,32 €
CAPÍTULO 8. CORRECCIONES MEDIOAMBIENTALES	62.492,33 €
CAPÍTULO 9. SEGURIDAD Y SALUD	23.217,86 €
<u>TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL</u>	<u>17.855.837,53 €</u>
13% Gastos Generales	2.321.258,88 €
6% Beneficio Industrial	1.071.350,25 €
<u>SUMA DE G.G. Y B.I.</u>	<u>3.392.609,13 €</u>
21% IVA	<u>3.749.725,89 €</u>
<u>TOTAL PRESUPUESTO GENERAL</u>	<u>24.998.172,54 €</u>

Madrid, agosto de 2020

Ingeniero Industrial



Fdo.: José Luis Lires González

Colegiado nº 146 del COIIB

DOCUMENTO N°4: PLANOS

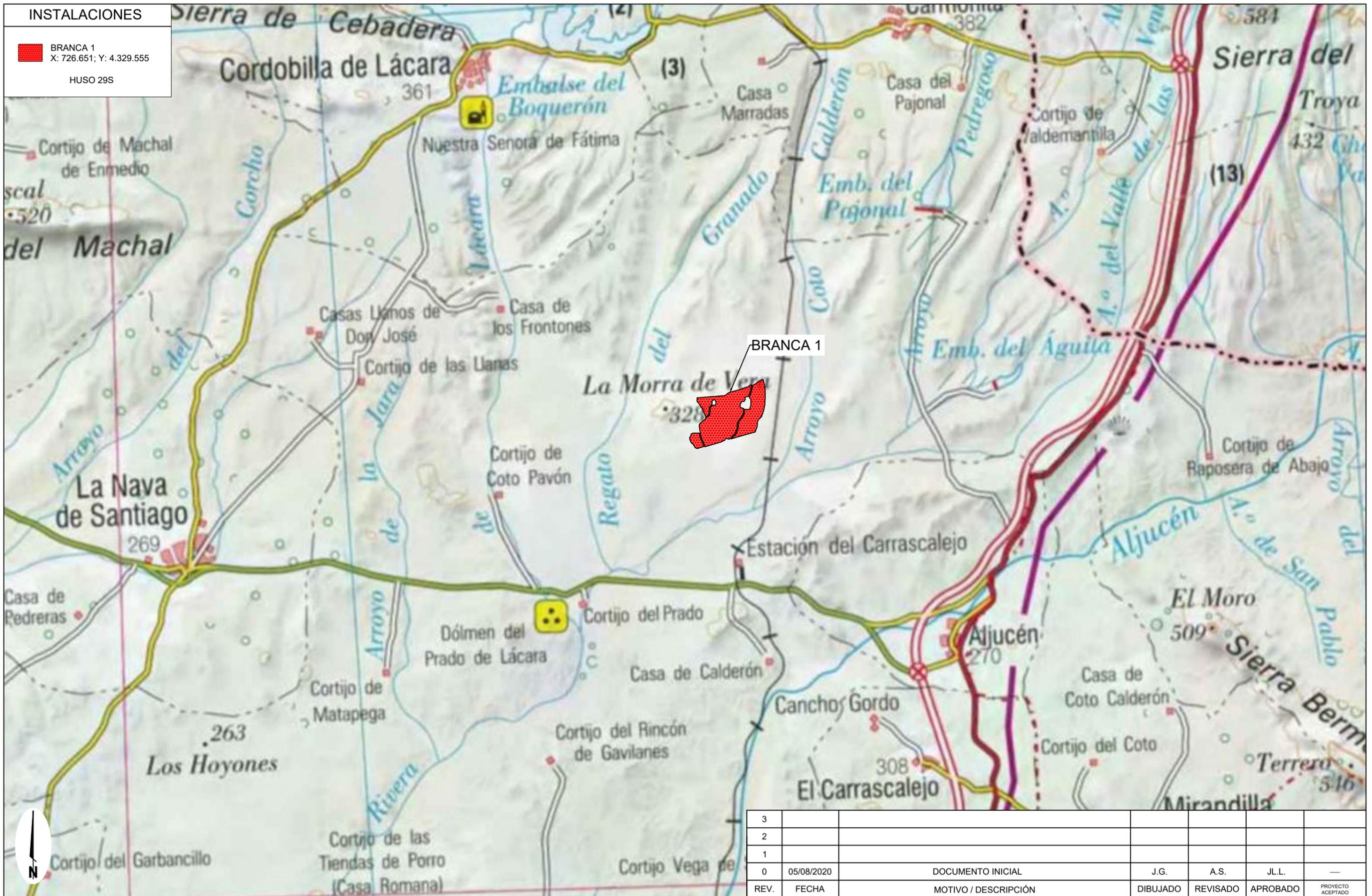
Se adjunta la relación de planos contenida en el proyecto. Las imágenes que se han usado para algunos planos están extraídas de la página web del Instituto Geográfico Nacional (IGN).

ÍNDICE DE PLANOS:

- L-01.10: UBICACIÓN PLANTA FV
- L-02.10: IMPLANTACIÓN GENERAL
- E-03.10: ESQUEMA UNIFILAR DE CONJUNTO
- D-01.10: DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE BT
- D-02.10: DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE MT
- D-03.10: DETALLE SEGUIDOR 3 SERIES
- D-04.10: DETALLE SKID's MT
- D-05.10: EDIFICIOS AUXILIARES

INSTALACIONES

BRANCA 1
X: 726.651; Y: 4.329.555
HUSO 29S



3						
2						
1						
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.	---
REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PROYECTO ACEPTADO



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIB)

Jose Luis Lires
FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**
DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)
Nº DE PROYECTO: BA-016-2020 FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

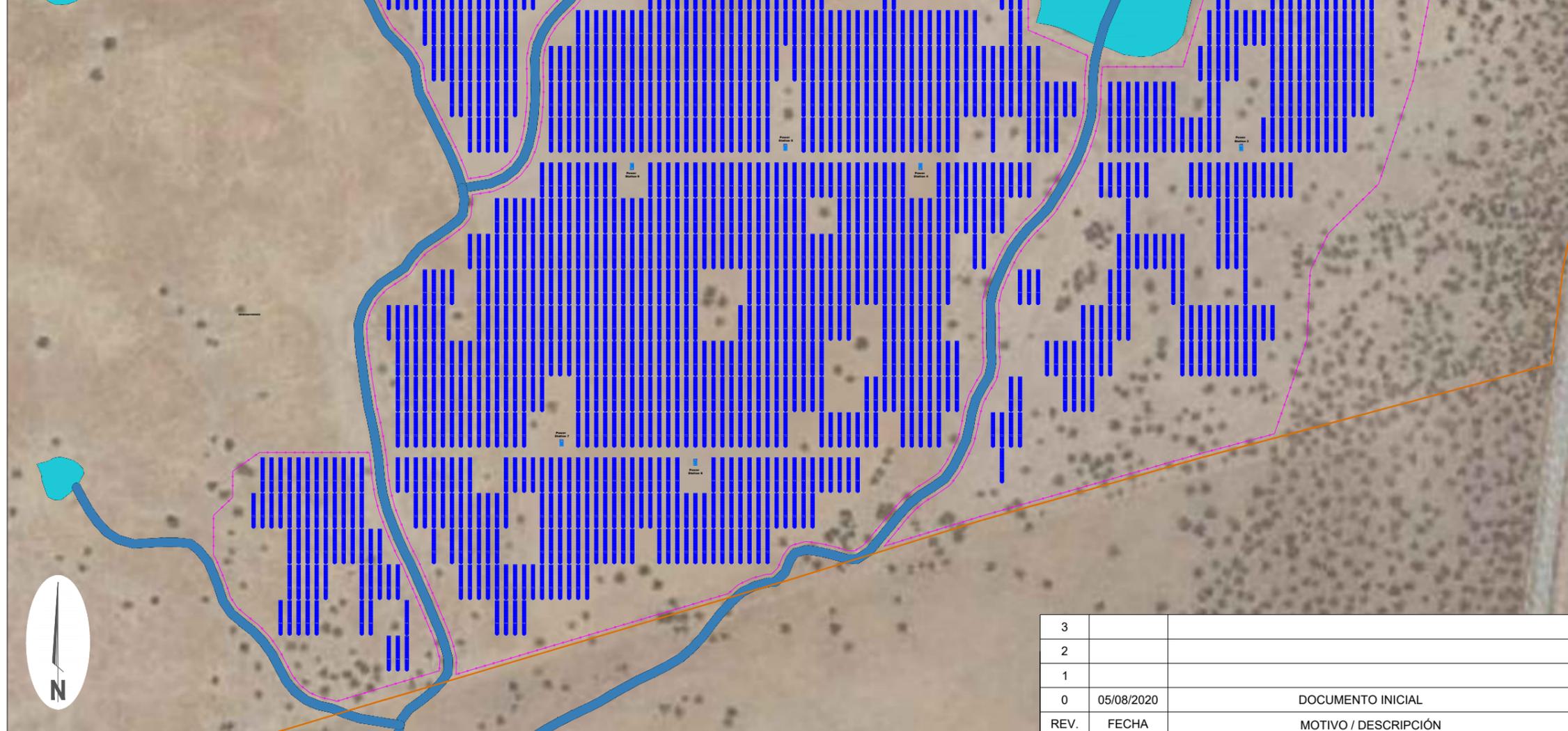
TÍTULO PLANO: **UBICACIÓN PLANTA FV**
ESCALA: 1:70.000 FORMATO: A3 SUBC DWG Nº: --- DWG Nº: **L-01.10** HOJA: REV.:

RELACIÓN DE PARCELAS AFECTADAS POR EL PROYECTO DE PARQUE SOLAR		
POLÍGONO	PARCELA	SUPERFICIE TOTAL (Ha)
10	2	328,77
	TOTAL	328,77

SUPERFICIE OCUPADA POR LOS EQUIPOS			
Item	Superficie Unitaria (m2)	Cantidad	Sup. Total (Ha)
Seguidores de 81 módulos	189,3	1.435	27,169
SKID-MV (4 inversor)	46,0	7	0,032
SKID-MV (2 inversor)	46,0	1	0,005
G.C.R.			0,083

LEYENDA	
	POWER STATION (4 INVERSORES)
	POWER STATION (2 INVERSORES)
	CENTRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA
	SEGUIDOR SOLAR 81 MODULOS (3 series)
	LIMITE DE PARCELA
	VALLADO PERIMETRAL

RESUMEN PROYECTO	
MODULOS FOTOVOLTAICOS	
FABRICANTE	Hanwha Q Cells
MODELO	Q.PEAK DUO L-G8.2
POTENCIA @STC (W)	430
TENSION (V)	1.500
MODULOS POR STRING	27
SERIES	4.304
NUMERO DE MODULOS	116.208
SEGUIDORES	
FABRICANTE	SOLTEC
MODELO	SF7
DE 87 MODULOS (3 SERIES)	1.435
DE 58 MODULOS (2 SERIES)	0
PITCH E-W (m)	11
INVERSORES	
FABRICANTE	INGETEAM
MODELO	INGECON SUN 1400TL
POTENCIA AC a 40°C (kW)	1.333
TENSION AC (V)	670
NUMERO DE INVERSORES	30
TRANSFORMADORES	
TIPO 1	7xTWIN SKID DE 5.352 kVA
TIPO 2	1xTWIN SKID DE 2.666 kVA
CANTIDAD	8
SISTEMA	
POTENCIA PICO (kW)	48.969
POTENCIA NOMINAL (kW)	39.990
DC/AC RATIO	1,250



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIAB)

Jose Luis Lires Gonzalez

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

Nº DE PROYECTO: BA-016-2020

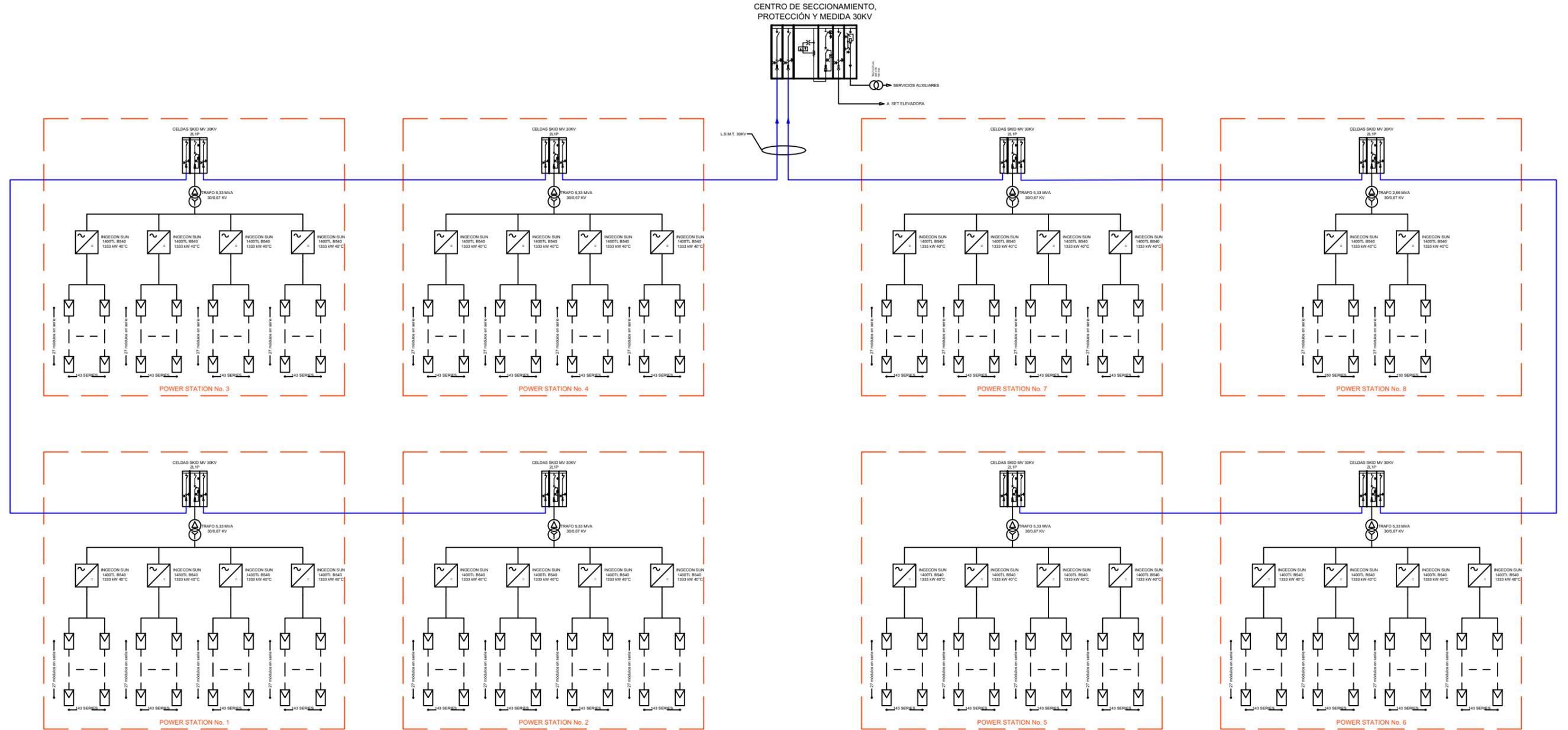
FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PROYECTO ACEPTADO
3						
2						
1						
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.	---

TÍTULO PLANO: **IMPLANTACIÓN GENERAL**

ESCALA: 1:6.000	FORMATO: A3	SUBC DWG Nº: ---	DWG Nº: L-02.10	HOJA: ---	REV.: ---
-----------------	-------------	------------------	-----------------	-----------	-----------

CENTRO DE SECCIONAMIENTO,
PROTECCIÓN Y MEDIDA 30KV



3						
2						
1						
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.	---
REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PROYECTO ACEPTADO

TÍTULO PLANO:		ESQUEMA UNIFILAR DE CONJUNTO				
ESCALA:	FORMATO:	SUBC DWG Nº:	DWG Nº:	HOJA:	REV.:	
S/E	A3	---	E-03.10			



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIB)

Jose Luis Lires Gonzalez

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO:

PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)

DIRECCION:

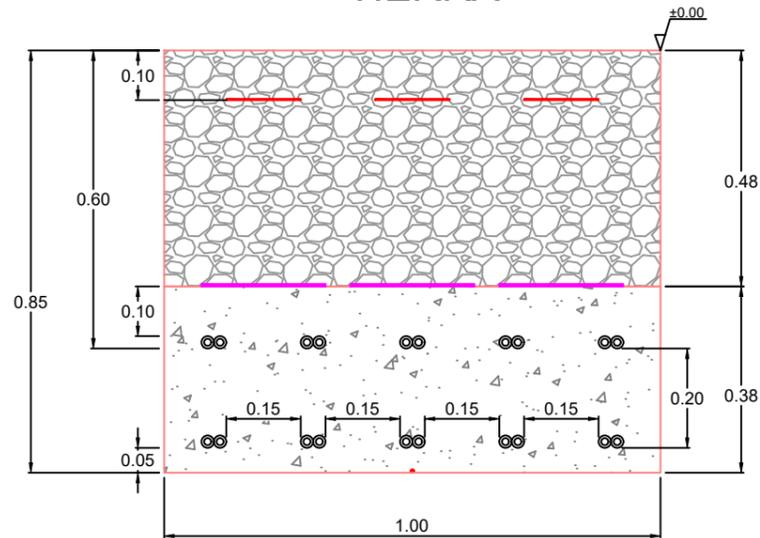
T.M. MERIDA (BADAJOZ)

Nº DE PROYECTO: BA-016-2020

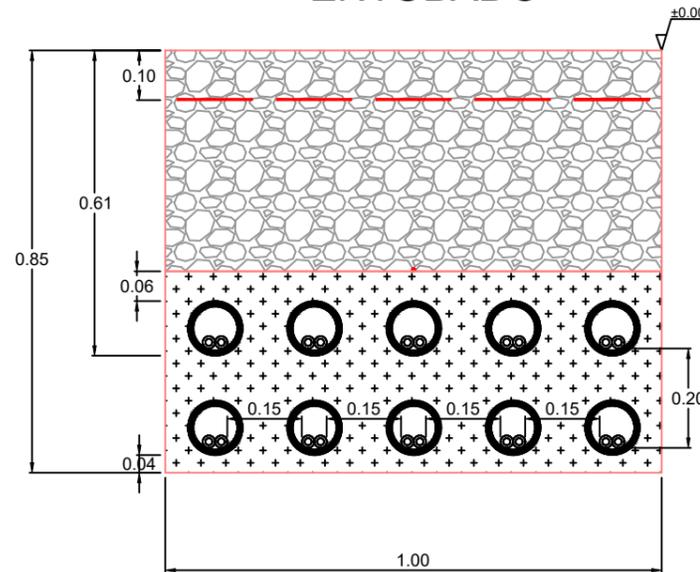
FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de Ric Energy, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.

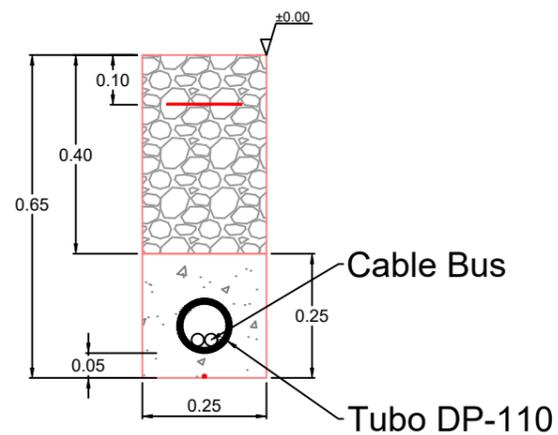
TIPO BT-I
Canalización
de 1-10 circuitos
TIERRA



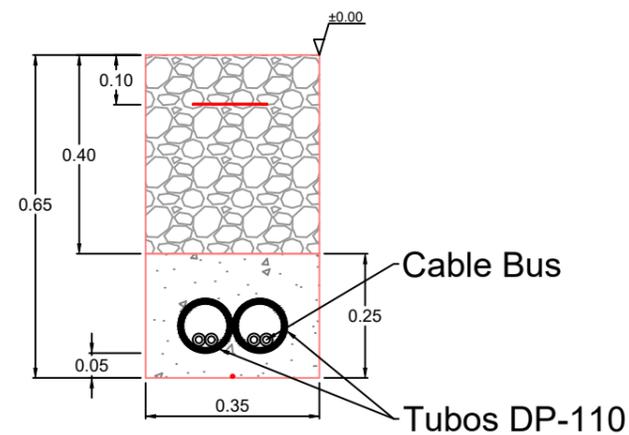
TIPO BT-I-H
Canalización
De 1-10 circuitos
ENTUBADO



TIPO T-I
Cable bus



TIPO T-II
Cable bus



LEYENDA

- ⊙⊙ Cables BT (+&-)
- ⊙ Tubo DP-110
- Cinta de señalización
- Placa de protección mecánica
- Cable de tierra Cu desnudo 35 mm²
- Tierra compactada
- Arena
- Hormigón H15

3					
2					
1					
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.
REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)

Jose Lires

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO:

PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)

DIRECCION:

T.M. MERIDA (BADAJOZ)

N° DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO:

DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE BT

ESCALA:
S/E

FORMATO:
A3

SUBC DWG N°:

DWG N°:

D-01.10

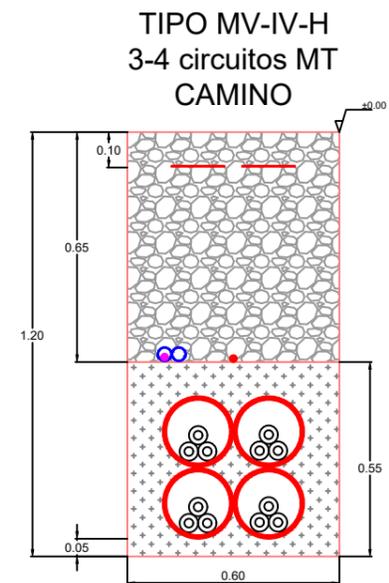
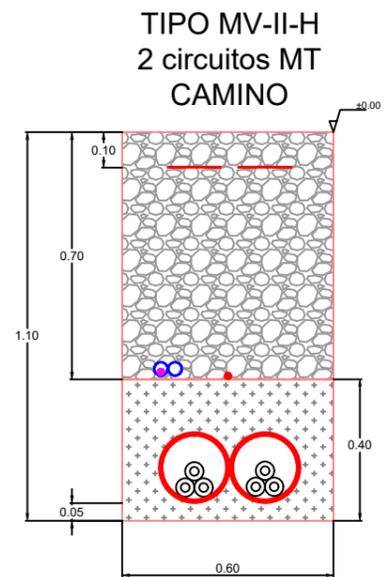
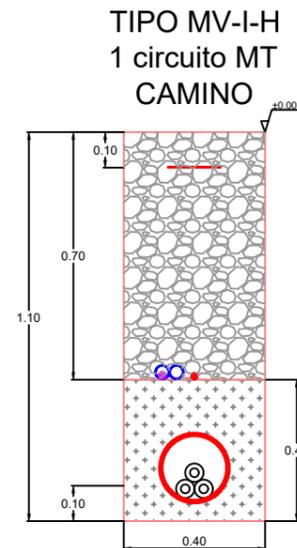
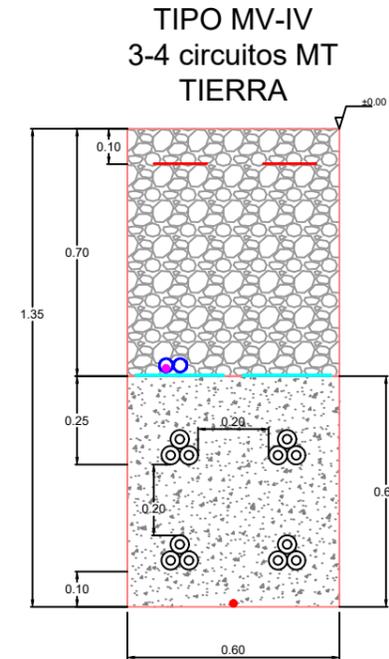
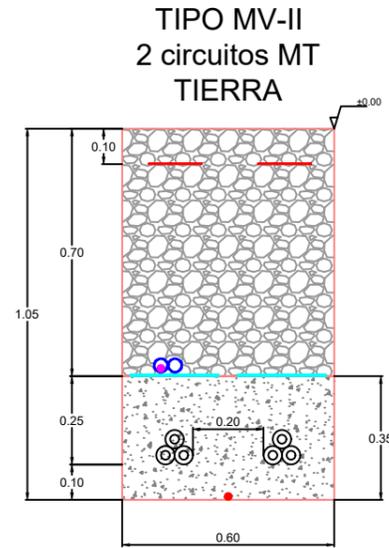
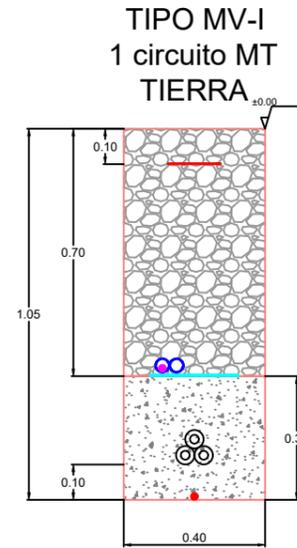
HOJA:

REV.:

Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de Ric Energy, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.

LEYENDA

-  Tubo PVC 40
-  Tubo PVC 200
-  Cinta de señalización
-  Placa de protección mecánica
-  Cable de tierra Cu desnudo
-  Cables MT (3fases)
-  Tierra compactada
-  Arena
-  Hormigón H15
-  Cable de comunicación



3					
2					
1					
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.
REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO
					PROYECTO ACEPTADO



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)

Jose Lires

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

N° DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO: **DETALLE DE ZANJAS PARA CIRCUITOS DE MT**

ESCALA: S/E

FORMATO: A3

SUBC DWG N°: ---

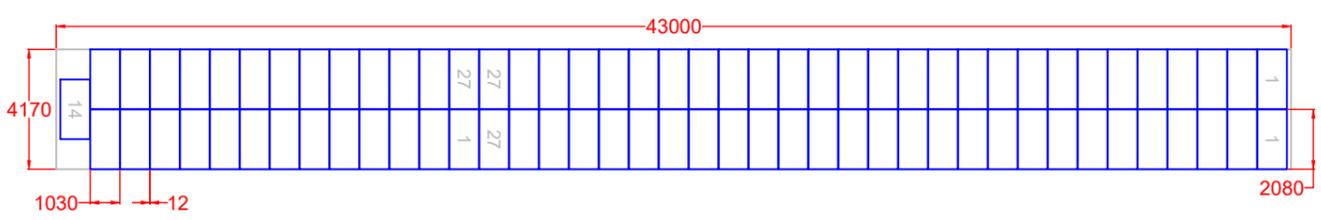
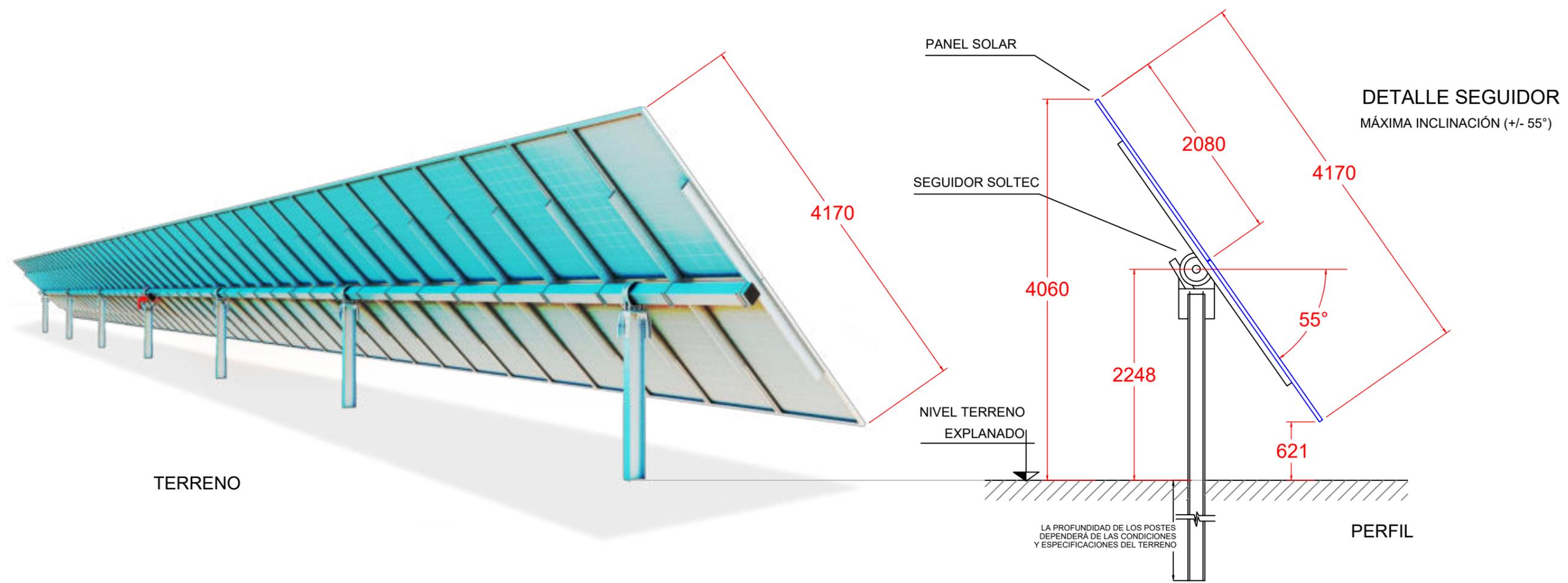
DWG N°:

D-02.10

HOJA:

REV.:

Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de Ric Energy, y la copia o reproducción total o parcial está prohibida sin autorización previa.



3					
2					
1					
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.
REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO

TÍTULO PLANO:					
DETALLE SEGUIDOR 3 SERIES					
ESCALA:	FORMATO:	SUBC DWG Nº:	DWG Nº:	HOJA:	REV.:
S/E	A3	---	D-03.10		

Cotas en mm.



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado Nº 146 COIIB)

Jose Luis Lires Gonzalez

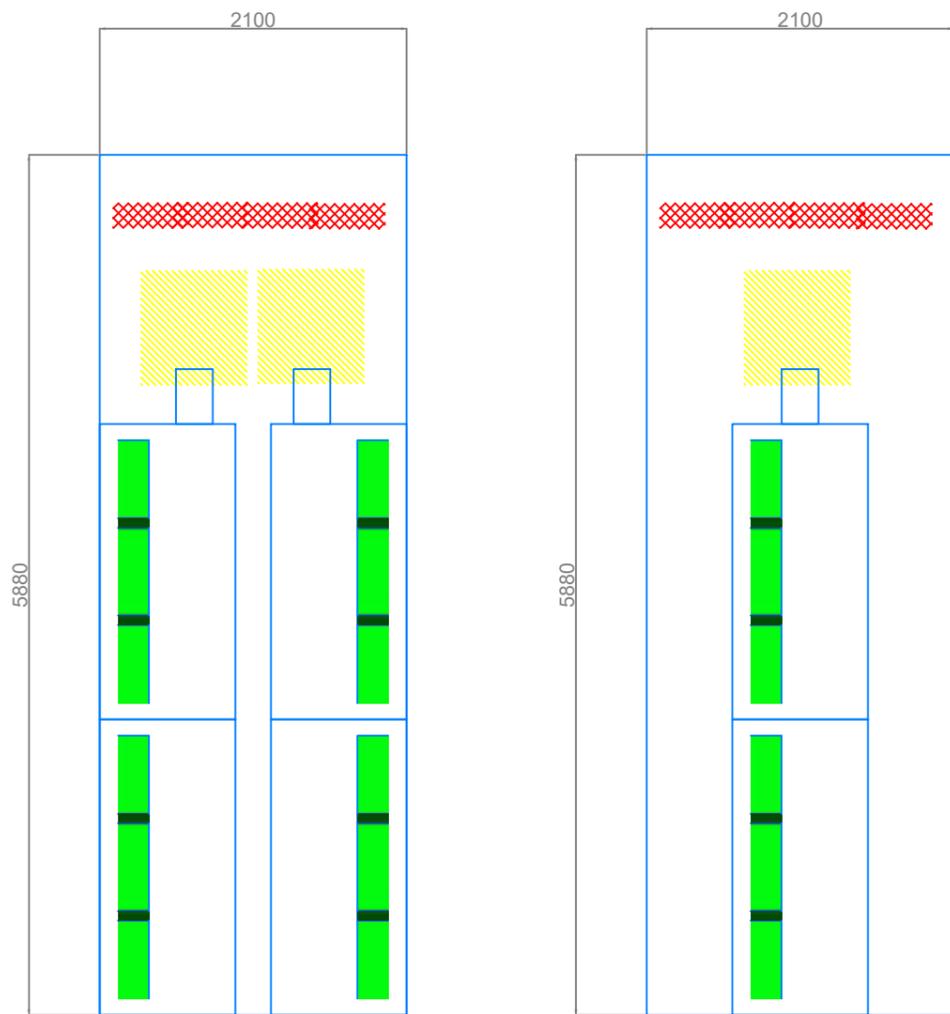
FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

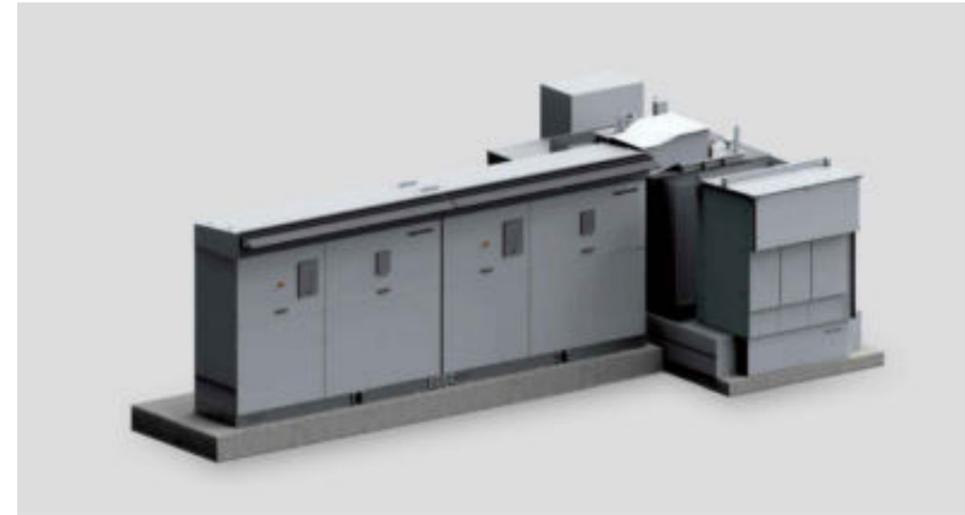
DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

Nº DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO



INFERIOR VIEW



3D VIEW

- DC input and grounding
- MV connection
- LV cabinet grounding and comms (FO)

Preliminary design

3						
2						
1						
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.	---
REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PROYECTO ACEPTADO



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)

Jose Lires

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

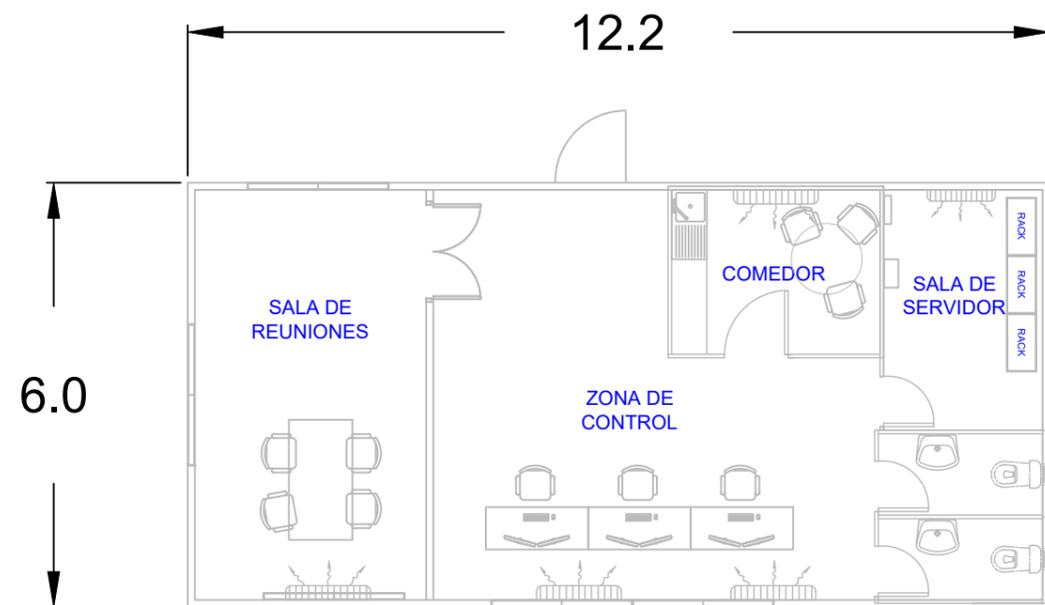
PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

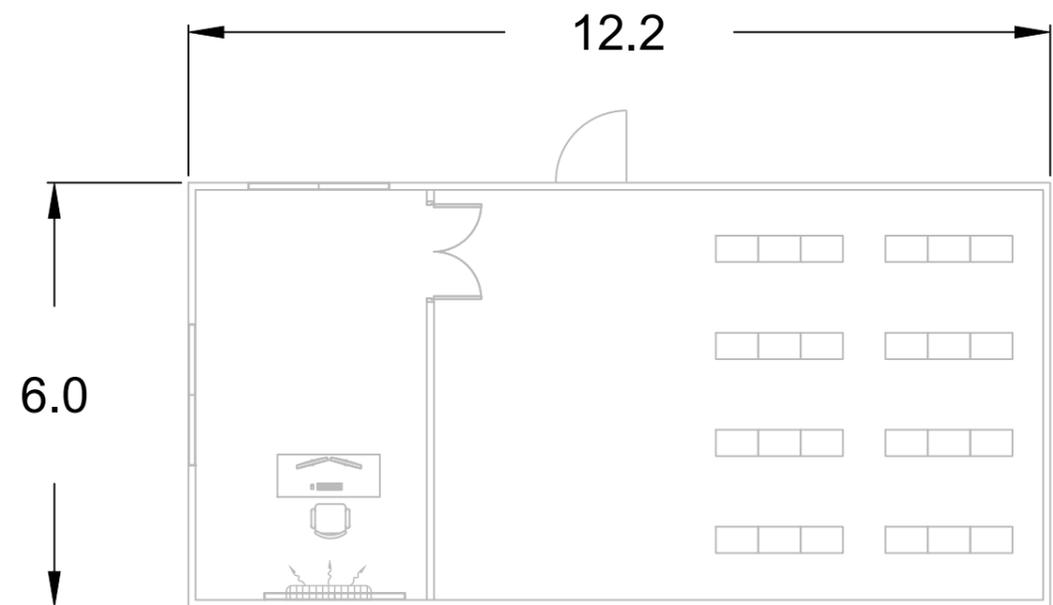
N° DE PROYECTO: BA-016-2020 FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO: **DETALLE SKID's MT**

ESCALA: S/E	FORMATO: A3	SUBC DWG N°: ---	DWG N°: D-04.10	HOJA:	REV.:
-------------	-------------	------------------	------------------------	-------	-------



SALA DE OFICINAS Y CONTROL



ALMACEN

3						
2						
1						
0	05/08/2020	DOCUMENTO INICIAL	J.G.	A.S.	JL.L.	---
REV.	FECHA	MOTIVO / DESCRIPCIÓN	DIBUJADO	REVISADO	APROBADO	PROYECTO ACEPTADO



EL INGENIERO INDUSTRIAL
(Colegiado N° 146 COIIB)

Jose Luis Lires Gonzalez

FDO.: JOSE LUIS LIRES GONZALEZ

PROYECTO: **PLANTA SOLAR BRANCA 1 (50 MWp)**

DIRECCION: T.M. MERIDA (BADAJOZ)

N° DE PROYECTO: BA-016-2020

FASE DEL PROYECTO: ANTEPROYECTO

TÍTULO PLANO:					
EDIFICIOS AUXILIARES					
ESCALA: S/E	FORMATO: A3	SUBC DWG N°: ---	DWG N°: D-05.10	HOJA:	REV.: