
PROYECTO TÉCNICO ADMINISTRATIVO
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO
PEÑA RUBIA
(max. 25,16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE
MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Índice de documentos						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO							
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE DOCUMENTOS

1- MEMORIA DESCRIPTIVA

PR-PV-10GN0-0300 Memoria descriptiva
ANEXO 1: Datasheets elementos principales
ANEXO 2: Cronograma
ANEXO 3: Permiso de Acceso y Conexión
ANEXO 4: PR-PV-30GN0-0200 Estudio Flujo de Cargas y PQ
ANEXO 5: PR-PV-30GN0-0300 Estudio de Calidad de la Energía
ANEXO 6: PR-PV-31DR0-0100 Memoria de Cálculo y Diseño Sistema de Drenajes
ANEXO 7: PR-PV-32GN0-0200 Estudio de cortocircuito
ANEXO 8: PR-PV-32PT0-0200 Memoria de Cálculo de Protección frente a descargas atmosféricas

2- PLANOS

PR-PV-10GN2-0200-Localización
PR-PV-30GN1-0100-Layout General
PR-PV-30GN1-0400-Layout Localización Estaciones Meteorológicas y detalles
PR-PV-30GN1-0700-Sistema contra incendios y señalética
PR-PV-31CM2-0100-Localización Cimentaciones Menores
PR-PV-31CM2-0200-Localización Cimentaciones Estaciones de Potencia
PR-PV-31CM3-0300-Detalle Cimentaciones Estaciones de Potencia
PR-PV-31CM3-0400-Detalle Cimentaciones Menores
PR-PV-31CM3-0500-Detalle Cimentaciones de Centro de Seccionamiento
PR-PV-31DR1-0100 Layout de Drenajes
PR-PV-31DR3-0200 Detalle de Drenajes
PR-PV-31GN1-0300-Layout de Hincado de estructuras
PR-PV-31GN1-0300-Plano Topográfico
PR-PV-31GN1-0500 Plano de Detalle de Estructuras y tipologías
PR-PV-31VA1-0100-Layout Vallado Perimetral y Puertas de Acceso
PR-PV-31VA1-0200-Detalles de vallado y puertas de acceso
PR-PV-31VI1-0200 Layout Viales Internos y Acceso
PR-PV-31VI5-0410 Sección viales internos y acceso
PR-PV-31VI5-0420 Perfiles Longitudinales y Transversales de Viales Internos y Acceso
PR-PV-31ZN1-0110-Layout Zanjas
PR-PV-31ZN3-0210-Detalle sección de zanja, cruzamiento y arquetas
PR-PV-32BT1-0110-Layout Distribución de Circuitos de BT
PR-PV-32C01-0100-Layout Distribución de Circuitos de Fibra Óptica
PR-PV-32C01-0200 Layout distribución de cable de comunicaciones
PR-PV-32C06-0300 Diagrama arquitectura general comunicaciones
PR-PV-32GN1-0100-Layout Módulos FV
PR-PV-32IN1-0100-Localización de inversores
PR-PV-32IN3-0100-Vistas de inversores
PR-PV-32IN3-0210-Vistas de Estaciones de Potencia
PR-PV-32IN3-0220-Vistas de Centro de Seccionamiento
PR-PV-32MT1-0110-Layout Distribución de Circuitos MT
PR-PV-32PT1-0100-Layout Red de Tierras de Planta y Protección Contra Descargas Atmosféricas

PR-PV-32PT3-0300-Detalle típicos red de tierras
PR-PV-32SA1-0100-Layout Servicios Auxiliares
PR-PV-32SG1-0100-Layout Agrupaciones de Strings
PR-PV-32SG3-0300-Detalle Conexionado de Módulos
PR-PV-32SV1-0100-Layout CCTV
PR-PV-32UN4-0100 Unifilares BT
PR-PV-32UN4-0200 Unifilar MT
PR-PV-32UN4-0400 Unifilar CCTV
PR-PV-32UN4-0500 Unifilar fibra óptica
PR-PV-32UN4-0600 Unifilar SSAA

3- CÁLCULOS

PR-PV-31CM0-0100-Memoria de Cálculo y Diseño de Cimentaciones de Estaciones de Potencia
PR-PV-32BT0-0110 Memoria de Cálculo conductores BT
PR-PV-32MT0-0110 Memoria de Cálculo conductores MT
PR-PV-32PT0-0100 Memoria de cálculo red de tierras
PR-PV-32SA0-0100 Memoria de Cálculo Conductores Auxiliares
PR-PV-32SA0-0200 Dimensionamiento Trafo SSAA y UPS
PR-PV-32SG0-0100-Estudio dimensionado de String

4- PLIEGO DE CONDICIONES

PR-PV-30GN0-0600 Pliego de condiciones

5- ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

PR-PV-10GN0-0400 Estudio de Seguridad y salud

6- PRESUPUESTO

PR-PV-20GN8-0100-Presupuesto

7- MEMORIA DE RECURSO Y PRODUCCIÓN

PR-PV-30GN0-0700 Estudio de producción (PVsyst)

8- CIERRE Y DESMANTELAMIENTO

PR-PV-30GN0-0800 Procedimiento general de desmantelamiento

9- GESTIÓN DE RESIDUOS

PR-PV-10GN0-0500 Gestión de residuos

10- PLAN DE GESTIÓN INTEGRAL DEL GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6)

PR-PV-10GN0-0600 Plan de gestión de SF6

11- SEPARATAS

PR-SEPARATA Ayuntamiento de Mejorada del Campo
PR-SEPARATA Canal de Isabel II
PR-SEPARATA Comunidad de Regantes de Mejorada del Campo
PR-SEPARATA Exolum
PR-SEPARATA I-DE Redes Eléctricas Inteligentes
PR-SEPARATA Nedgia Redes de Distribución de Gas
PR-SEPARATA Orange-Jazztel
PR-SEPARATA REE
PR-SEPARATA Telefónica
PR-SEPARATA UFD Distribución Electricidad

Memoria Descriptiva

PSF PEÑA RUBIA
(max. 25,16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE
MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Memoria Descriptiva						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO	PR-PV-10GNO-0300						
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA	26/11/2025					
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA	26/11/2025					
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	OBJETO	5
2	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	5
3	NORMATIVA DE APLICACIÓN	8
3.1	Normativa Eléctrica, Energética e Industrial	8
3.2	Normativa de Evaluación de Impacto Medioambiental y Medio Natural, Ordenación del Territorio y Urbanismo	10
3.3	Normativa Autonómica y Municipal	12
4	DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	13
4.1	Ubicación	13
4.2	Descripción de los accesos al terreno	14
4.3	Retranqueos utilizados	15
4.4	Interferencias y servicios afectados.....	15
4.5	Condiciones Climáticas.....	15
4.6	Hidrología.....	16
4.7	Recurso solar.....	16
5	JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA	17
5.1	Restricciones urbanísticas.....	17
5.2	Uso del suelo	20
5.3	Condiciones generales de aprovechamiento	20
5.4	Compatibilidad de usos	21
5.5	Distancias a núcleos de población.....	22
5.6	Conclusiones	22
6	ENTIDAD PROMOTORA DEL PROYECTO	23
7	INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	23
8	CRITERIOS DE DISEÑO	24
8.1	Consideraciones de partida.....	24
8.2	Dimensionado de la planta fotovoltaica	24
8.3	Diseño eléctrico.....	24
8.4	Diseño civil.....	25
9	DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR	26
9.1	Características generales	27
9.2	Generador fotovoltaico	27
9.3	Configuración eléctrica	28

9.4 Estructura soporte de módulos	29
9.5 Inversor	30
9.6 Estaciones transformadoras	32
9.7 Transformador de potencia	34
9.8 Centro de seccionamiento	34
9.9 Celdas de Media Tensión (MT)	36
9.10 Sistemas de conexiones eléctricas.....	36
9.11 Sistemas de corriente continua (CC)	37
9.12 Cableado de CC.....	37
9.13 Cableado de CA.....	37
9.14 Sistema de CA.....	37
9.15 Cable de CA BT de Servicios Auxiliares.....	38
9.16 Cableado de Media Tensión (MT)	38
9.17 Suministro de auxiliares	39
9.18 Sistema de seguridad y vigilancia.....	39
9.19 SCADA.....	40
9.20 Estación Meteorológica	40
9.21 Protecciones.....	41
10 DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE EVACUACIÓN	42
11 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN	42
11.1 Obra civil.....	42
11.1.1 Instalación de servicios	42
11.1.2 Topografía, replanteo inicial y estaquillado.....	43
11.1.3 Preparación del terreno, caminos de acceso y movimientos de tierras.....	44
11.1.4 Cercado del perímetro de la planta	44
11.1.5 Suministro de equipos.....	45
11.1.6 Ejecución de cimentaciones, puesta a tierra y canalizaciones eléctricas.....	45
11.1.7 Ejecución de edificios	48
11.2 Montaje mecánico	48
11.2.1 Montaje de la estructura y de los módulos fotovoltaicos.....	48
11.2.2 Montaje de estación transformadora	48
11.3 Montaje eléctrico	48
11.3.1 Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT)	49
11.3.2 Instalación CC	49
11.3.3 Instalación CA.....	49
11.3.4 Instalación eléctrica de Media Tensión (MT).....	50

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Características de la localización de la planta fotovoltaica	14
Tabla 2 Relación de parcelas catastrales.....	14
Tabla 3 Medias mensuales de los datos del TMY P50 de SolarGIS usados en las simulaciones con PVsyst17	
Tabla 4 Resumen de potencias de la planta	29
Tabla 5 Características del inversor.....	31
Tabla 6 Características de las estaciones transformadoras	33
Tabla 7 Características del Centro de Seccionamiento	35

LISTADO DE IMÁGENES

Imagen 1 Localización.....	14
Imagen 2 Módulo fotovoltaico	28
Imagen 3 Detalle del inversor.....	31
Imagen 4 Diagrama eléctrico interno del inversor	32
Imagen 5 Detalle de estación transformadora.....	34
Imagen 6 Detalle de Centro de Seccionamiento.....	36
Imagen 7 Dispositivo lanCAM con cubierta protectora.....	39
Imagen 8 Contenedor prefabricado para instalaciones provisionales de obra	43
Imagen 9 Trabajos topográficos	43
Imagen 10 Detalle de vial tipo en ejecución	44
Imagen 11 Cercado perimetral.....	45
Imagen 12 Excavación de zanjas	46
Imagen 13 Perfiles hincados directamente en el terreno	46
Imagen 14 Cimentación con micro pilote. Detalle de cimentación y acabado	47
Imagen 15 Detalle de hincado de perfiles con maquinaria especializada	47
Imagen 16 Montaje de estructura fija con perfiles hincados directamente en el terreno	48
Imagen 17 Tendido de cable en zanja.....	49

1 OBJETO

El presente documento define las características técnicas de la instalación de la planta solar fotovoltaica ubicada en el término municipal de Mejorada del Campo, Comunidad de Madrid, de 25,16 MWca de potencia nominal, conectada a la red.

Con la instalación del generador solar, se pretenden alcanzar dos objetivos bien definidos:

- Fomentar la energía solar fotovoltaica como fuente alternativa de producción de energía.
- Disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.

Para dicho fin se presenta la información pertinente de la actuación, incluida en este Proyecto de la Planta Fotovoltaica.

El presente documento define las características técnicas de la instalación de una planta solar fotovoltaica ubicada en Mejorada del Campo, Comunidad de Madrid.

El aprovechamiento de la energía solar se realiza a partir de células fotoeléctricas que transforman la energía procedente del sol en electricidad, y tras su acondicionamiento, puede inyectarse a la red.

Para que esto sea posible, el desarrollo de la planta fotovoltaica está comprendido por dos elementos principales: la planta solar fotovoltaica y la infraestructura de evacuación.

La conexión de la instalación de generación renovable a la red se realizará en barras de 45kV de la Subestación Puente San Fernando, propiedad de UFD Distribución Electricidad, S.A., con una nueva posición de línea.

El punto de acceso y conexión tiene afección al nudo de transporte de la subestación ST PUENTE DE SAN FERNANDO 220 kV.

La línea de evacuación de 45kV desde el centro de seccionamiento de la planta fotovoltaica hasta el punto de conexión a red constituye objeto de un proyecto independiente.

El presente proyecto recoge todos los condicionados del Informe de Impacto Ambiental (IIA) emitido en resolución del 29 de enero de 2025 por la Dirección General de Transición Energética y Economía Circular.

2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Las plantas de generación renovable se caracterizan por funcionar con fuentes de energía que poseen la capacidad de regenerarse por sí mismas y, como tales, ser teóricamente inagotables si se utilizan de forma sostenible. Esta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente.

Con la instalación del generador solar, se pretenden alcanzar varios objetivos bien definidos:

- Fomentar la energía solar fotovoltaica como fuente alternativa de producción de energía.
- Disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.
- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles.
- Utilización de recursos renovables a nivel global.
- Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Las crecientes necesidades de energía, la mayor preocupación por el medio ambiente, la naturaleza y la calidad de vida, obligan a investigar nuevas fuentes de energía limpias y renovables que contribuyan a una oferta energética sólida, diversificada y eficaz con garantías de abastecimiento y sin connotaciones negativas. La energía proporcionada por el Sol resulta ser una vía alternativa a las fuentes convencionales. Se utilizan para este fin las más recientes tecnologías desarrolladas, siempre bajo el criterio de un máximo respeto al entorno y medio ambiente natural. En el conjunto de la UE, la energía procedente de fuentes renovables representa ahora el 16,9% de total, con diferencias tan acusadas como la que hay entre Suecia, donde alcanza el 54,2%, y Reino Unido, donde solo llega al 8,9%. En España representa el 17,4%.

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. El impulso de la energía fotovoltaica en España es, desde hace un tiempo, notable.

La aprobación del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores, incorpora grandes mejoras respecto al Real Decreto 900/2015 y, ha supuesto el auge de las centrales de energías renovables, concretamente de las instalaciones solares fotovoltaicas.

En 2014, España alcanzó un 17,3% de consumo de energía renovable sobre el consumo final. Se tiene previsto que hasta 2020, el consumo de energía eléctrica aumente un 0,8% anualmente.

Por otra parte, con el objetivo de favorecer una economía sostenible y la reducción de la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero, se evidencia la tendencia de los últimos años en impulsar los proyectos de energías renovables a la hora de realizar la planificación energética de los diferentes países y regiones.

Entre las acciones más reseñables que hacen referencia a la promoción de este tipo de plantas de generación de energía se encuentran:

- Utilización racional y eficiente de la energía, en particular de los recursos energéticos renovables, en sintonía con las directrices marcadas en la Directiva 2009/28/CE y Plan de Energías Renovables en España 2011-2020.
- Directiva 2009/28/CE que establece una penetración de las fuentes de energías renovables en la Unión Europea y en España del 20% en el año 2020. Objetivo que se pretende alcanzar con la participación directa de los países miembros de la Comunidad Europea a través del fomento de las energías renovables de acuerdo con su propio potencial.

- Plan Energías Renovables en España (PER) 2011-2020: aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011, estableciendo objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- En la conferencia de París de diciembre de 2015 sobre el cambio climático, los 195 países reunidos aprobaron un acuerdo final que establece el objetivo de lograr que el aumento de las temperaturas se mantenga por debajo de los dos grados centígrados y compromete a los firmantes a "realizar esfuerzos" para limitar el aumento de las temperaturas a 1,5 grados en comparación con la era pre-industrial. Para lograr estos objetivos, los países se comprometen a fijar cada cinco años sus objetivos nacionales para reducir la emisión de gases de efecto invernadero.
- En junio 2018, en el Marco sobre clima y energía para 2030 se establece un objetivo vinculante a escala europea para impulsar que las energías renovables y que estas representen al menos el 27% del consumo de energía de la UE en 2030.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030: define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética.
- En noviembre de 2018 la Comisión Europea actualizó su hoja de ruta hacia la descarbonización sistemática de la economía con la intención de convertir a la Unión Europea en neutra en carbono en el año 2050.

Adicionalmente, cabe resaltar que la diversificación energética que lleva asociada garantizará una cierta independencia del mercado de combustibles fósiles y una seguridad de suministro energético a largo plazo.

Las plantas solares fotovoltaicas contribuirán positivamente a la protección y cuidado medio ambiental evitando la emisión de gases de efecto invernadero y por lo tanto ayudando a frenar los impactos del cambio climático.

Por otra parte, la instalación y explotación de las plantas solares fotovoltaicas presentan menos problemas o posibles afecciones que otros tipos de energía convencional, como pudieran ser la producción de residuos peligrosos, lluvia ácida o el agotamiento de los recursos.

Adicionalmente, se corroborará la idoneidad de las características y requisitos presentados a través de la concesión del acceso, permitiendo la evacuación de energía por medio de sus infraestructuras de transporte.

En el ámbito socioeconómico, se espera que la planta pueda contribuir tanto a la mejora de la economía local puesto que requerirán un incremento de la disponibilidad de servicios en el municipio y la región, como a la mejora del aspecto social con el correspondiente aumento de puestos de trabajo: servicios de ingeniería y consultoría, constructores de obra civil, montadores electro-mecánicos de equipos, etc.

Se producirá un aumento de la inversión en la región, una activación directa de la industria local en el proceso de producción, y la ampliación del abanico de servicios a suministrar por empresas locales durante la construcción de la planta solar fotovoltaica y durante la vida útil de la misma.

3 NORMATIVA DE APLICACIÓN

Además de las Condiciones Técnicas Particulares contenidas en el presente proyecto, serán de aplicación, a los efectos de garantizar la calidad, funcionalidad, eficiencia y durabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a red y se observarán en todo momento durante su ejecución, las siguientes normas y reglamentos:

3.1 NORMATIVA ELÉCTRICA, ENERGÉTICA E INDUSTRIAL

- Legislación de aplicación.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria.
- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, de Seguridad Industrial. (BOE de 22 de Mayo de 2010).
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban 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. Corrección de errores publicadas el 9 de junio de 2014.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09, y Corrección de errores.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por lo que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- 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.

- Resolución de 18 de enero de 1988, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se autoriza el empleo del sistema de instalación con conductores aislados bajo canales protectores de material plástico.
- Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre sobre producción de energía eléctrica para las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.
- Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- 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. (BOE 27-12-2000).
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
- Ley 51/2002, de 27 de diciembre, de reforma de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, Reguladora de las Haciendas Locales, por la que se habilita a los Ayuntamientos para establecer bonificaciones en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras, a favor de las construcciones, instalaciones u obras que contribuyan o se refieran al uso de la energía solar, a los planes de fomento de la inversión privada en infraestructuras, a las viviendas de protección oficial y a las condiciones de acceso y habitabilidad de los discapacitados.
- Real Decreto Ley 2/2003, de 25 de abril, de medidas de reforma económica. Capítulo II – Artículo 13 sobre “Fomento de las Energías Renovables” y Artículo 14 “Fomento del aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol para autoconsumo”.

- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Normas de la Compañía Suministradora / Distribuidora de energía eléctrica.
- Ordenanzas Municipales del lugar donde se ubique la instalación.
- Colección de Norma UNE del REBT y Normas UNE declaradas de obligado cumplimiento.
- Otras normas UNE / EN / ISO / ANSI / DIN de aplicación específica que determine el Ingeniero proyectista.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

3.2 NORMATIVA DE EVALUACIÓN DE IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y MEDIO NATURAL, ORDENACIÓN DEL TERRITORIO Y URBANISMO

- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.
- Real Decreto 2090/2008, de 22 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.

- Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente (incorpora las Directivas 2003/4/CE y 2003/35/CE).
- Ley 6/2010 de 24 de marzo de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el RD legislativo 1/2008 de 11 de enero.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 3/1995, de 23 de marzo, de vías pecuarias (BOE nº 71, de 24.03.95).
- Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la flora y fauna silvestres (BOE nº 310, de 28.12.95).
- Ley 41/1997, de 5 de noviembre, por la que se modifica la Ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres. (BOE nº 266, de 06.11.97).
- Real Decreto 1193/1998, de 12 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la flora o fauna silvestres (BOE nº 151, de 25.06.98).
- Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de montes (BOE nº 280, de 22.11.03).
- Prescripciones técnicas para el diseño de pasos de fauna y vallados perimetrales.
- Orden de 28 de febrero de 1989 (Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo), sobre gestión de aceites usados (BOE nº 57, de 08.03.89).
- Real Decreto Legislativo 1163/1986, de 13 de junio sobre Residuos y Desechos Sólidos y Urbanos (BOE nº 149, de 23.06.86).
- Real Decreto 833/1988 de 20 de julio por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos. (BOE nº 182, de 30.07.88).
- Orden de 13 de octubre de 1989, sobre Residuos Tóxicos y Peligrosos, métodos de caracterización. (BOE nº 270, de 10.10.89).
- Real Decreto 952/1997, de 20 de junio, por el que se modifica el Reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, de 14 de mayo, Básica de Residuos Tóxicos y Peligrosos, aprobado mediante Real Decreto 833/1988, de 20 de julio (BOE nº 160, de 05.07.97).
- Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelo contaminados (BOE nº 15, de 18.01.05).
- Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación.

- Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Ley 6/2009 de 28 de abril de Evaluación Ambiental de planes y programas.
- Ley 7/1985, de 2 de abril, reguladora de las Bases del Régimen Local. Artículos 2 y 25. (BOE nº 80, de 03.04.1985).
- Ley 16/1985, de 25 de Junio, del Patrimonio Histórico Español. (BOE nº 155, de 29.06.85).
- Real Decreto 111/ 1986, de 10 de enero, de desarrollo parcial de la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español (BOE nº 24, de 28.01.1986).
- Real Decreto 64/1994, de 21 de enero, por el que se modifica el Real Decreto 111/1986, de 10 de enero, de desarrollo parcial de la ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español. (BOE nº 52, de 02.03.1994).
- Real Decreto 162/2002, de 8 de febrero, por el que se modifica el artículo 58 del Real Decreto 111/1986, de 10 de enero, de desarrollo parcial de la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español. (BOE nº 35, 9.02.2002).

3.3 NORMATIVA AUTONÓMICA Y MUNICIPAL

- Resolución de 26 de marzo 2010, por la que se habilita al Registro Telemático de la Consejería de Economía y Hacienda para la realización de trámites telemáticos durante la tramitación de diversos procedimientos (BOCM nº 102, de 30 de abril).
- Ley 2/2002, de 19 de junio, de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid.
- Ley 9/1995, de 28 de marzo, de Medidas de Política Territorial, Suelo y Urbanismo.
- Ley 2/1999, de 17 de marzo, de Medidas para la Calidad de la Edificación.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Decreto 55/2012, de 15 de marzo, del Consejo de Gobierno, por el que se establece el régimen legal de protección contra la contaminación acústica en la Comunidad de Madrid.
- Ley 8/1993, de 22 de junio, de Promoción de la Accesibilidad y Supresión de Barreras Arquitectónicas.
- Ley 5/2003, de 20 de marzo, de Residuos de la Comunidad de Madrid.
- Ley 6/2003, de 20 de marzo, del Impuesto sobre Depósito de Residuos.
- Orden 2690/2006, de 28 de julio, del Consejero de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, por la que se regula la gestión de los residuos de construcción y demolición en la Comunidad de Madrid.
- Decreto 7/2021, de 27 de enero, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de Vías Pecuarias de la Comunidad de Madrid.

- Ley 16/1995, de 4 de mayo, Forestal y de Protección de la Naturaleza de la Comunidad de Madrid.
- Decreto 55/2012, de 15 de marzo, del Consejo de Gobierno, por el que se establece el régimen legal de protección contra la contaminación acústica en la Comunidad de Madrid.
- Ley 9/1995, de 28 de marzo, de Medidas de Política Territorial, Suelo y Urbanismo.
- Ley 3/1991, de 7 de marzo, de Carreteras de la Comunidad de Madrid.
- Ley 3/2001, de 21 de junio, de Patrimonio de la Comunidad de Madrid.
- Plan General de Ordenación Urbana de Mejorada del Campo.
- Ordenanzas municipales del Ayuntamiento de Mejorada del Campo.
- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Resolución de la Dirección General de Transición Energética y Economía Circular por la que se formula el informe de impacto ambiental del proyecto «Planta Solar Fotovoltaica PEÑA RUBIA (PSF PEÑA RUBIA) y su línea subterránea 45 kv, cs “PSF PEÑA RUBIA” – SET “PUENTE SAN FERNANDO” en los términos municipales de Mejorada del Campo y San Fernando de Henares», promovido por

4 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El proyecto consistirá en la construcción, montaje, operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica de 25,16 MWca de potencia nominal, que estará compuesta de 51.064 módulos solares que suman 33.446.920 Wp anclados a una estructura fija inclinada, y la infraestructura eléctrica de evacuación asociada.

4.1 UBICACIÓN

La planta solar fotovoltaica se localiza en el municipio de Mejorada del Campo, Comunidad de Madrid, España.

La ubicación exacta de la planta, así como su área, se indica a continuación:

Características de la localización de la planta fotovoltaica	
Municipio	Mejorada del Campo
Provincia	Madrid
Región	Comunidad de Madrid
País	España

Huso	30 T
X:	461.703 m E
Y:	4.472.987 m N (Coordenadas ETRS89)
Altitud	657 m sobre el nivel del mar

Tabla 1 Características de la localización de la planta fotovoltaica

En la siguiente imagen se muestra la ubicación de la planta FV:



Imagen 1 Localización

La planta solar fotovoltaica Peña Rubia se ubica en la siguiente parcela catastral:

Municipio	Polígono	Parcela	Referencia Catastral
Mejordada del Campo	5	19	28084A005000190000SS

Tabla 2 Relación de parcelas catastrales

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS ACCESOS AL TERRENO

La planta se ubica al este de la población de Mejordada del Campo.

El acceso a las zonas de implantación será a través de la carretera M-203 en Mejorada del Campo, salida en Calle del Dr. Gonzalo Sierra/Camino de Alcalá en dirección Este hacia Calle de Bucarest.

En Calle de Bucarest giro a la izquierda hacia Camino de Torres de la Alameda en dirección Este hacia Calle de las Adelfas donde se encontrarán los accesos principales a la planta fotovoltaica (por el norte de la planta).

4.3 RETRANQUEOS UTILIZADOS

Para la implantación de la instalación solar proyectada se ha tenido en cuenta las distancias de separación a caminos y linderos que establece la normativa vigente incluyendo el PGOU de Mejorada del Campo, pues toda la instalación de la planta fotovoltaica se realizará exclusivamente en terrenos pertenecientes al T.M. de Mejorada del Campo.

Se han dejado las siguientes distancias o retranqueos:

- Servidumbre a camino norte y borde de parcela 15 m
- Servidumbre a camino sur y borde de parcela 15 m
- Servidumbre línea eléctrica 70 m (35 m a cada lado)
- Servidumbre oleoducto 20 m (10 m a cada lado)

4.4 INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS

Se enumeran a continuación los servicios afectados por la Planta:

- Caminos públicos titularidad del Ayuntamiento de Mejorada del Campo.
- Línea aérea de alta tensión 220 kV LOECHES PTE SAN FERNANDO, propiedad de Red Eléctrica de España, S.A.U.
- Oleoducto LOECHES - VILLAVERDE que a su paso por la parcela indicada dejó de estar operativo en 2001 propiedad de EXOLUM CORPORATION, S.A.

4.5 CONDICIONES CLIMÁTICAS

Las condiciones climáticas de la zona son excelentes, en cuanto a calidad del aire y sobre radiación solar, lo que hace un lugar idóneo para la instalación proyectada.

El clima es el propio de la Región con altas temperaturas en verano.

Los veranos son calientes, secos y mayormente despejados. Los inviernos son muy fríos y parcialmente nublados. Durante el transcurso del año la temperatura generalmente varía de 0°C a 28°C, rara vez baja de -5°C o sube por encima de 35°C.

En resumen, es una zona muy soleada, con poca lluvia y temperaturas templadas la mayor parte del año, ideal para la producción fotovoltaica.

4.6 HIDROLOGÍA

Las parcelas en las que se va a ubicar la planta solar fotovoltaica no se ven afectadas por cauces, arroyos o regatos de importancia.

4.7 RECURSO SOLAR

Las condiciones favorables en la orografía del emplazamiento y el elevado potencial de producción de energía eléctrica dada la radiación de la zona, defienden la evaluación preliminar de la viabilidad por la que se plantea el desarrollo del presente proyecto.

Para elaborar este documento se ha utilizado la base de datos de SolarGIS, de la cual se ha obtenido la meteorología típica, basada en datos horarios que abarcan desde enero de 1994 hasta julio de 2022.

La base de datos de SolarGIS es una base de datos de alta resolución reconocida internacionalmente como una de las más fiables fuentes de recurso solar. Esta base de datos se actualiza de forma continua con datos diarios.

Los datos son calculados mediante algoritmos desarrollados por SolarGIS que procesan las imágenes satelitales y atmosféricas de cada localización particular.

Los años típicos meteorológicos (TMY) consisten en datos horarios que incluye los siguientes parámetros:

- Irradiación global horizontal (GHI)
- Irradiación global difusa (DIF)
- Temperatura ambiente (TEMP)
- Velocidad del viento (WS)
- Dirección del viento (WD)
- Altura solar (SE) y Acimut (SA)

La calidad de los datos de SolarGIS está determinada por modelos subyacentes, resolución espacial y temporal y datos de partida meteorológicos y atmosféricos y su propia precisión. SolarGIS ha validado su método en más de 180 localizaciones a nivel mundial, en las cuales había disponibles medidas de alta calidad. Las medidas estadísticas como la RMSD y la distribución de errores se usan para determinar la incertidumbre. SolarGIS ha demostrado un rendimiento estable a nivel global.

A continuación, se describen los datos meteorológicos que se han utilizado.

	Irradiación Horizontal Global (GHI) (kWh/m²/mes)	Irradiación Horizontal Difusa (DIF) (kWh/m²/mes)	Temperatura Ambiente (°C)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	68,9	25,7	6,8	2,0
Febrero	89,8	30,4	9,1	1,7
Marzo	138,8	48,9	10,7	2,6
Abril	168,0	60,7	11,6	2,7
Mayo	205,3	72,2	14,4	2,5
Junio	225,3	67,9	23,7	2,7
Julio	248,4	63,7	25,3	2,6
Agosto	216,1	61,0	26,7	2,6
Septiembre	157,3	49,3	21,0	2,7
Octubre	110,1	38,5	14,6	1,9
Noviembre	69,5	25,5	9,3	2,1
Diciembre	58,9	23,9	6,3	2,2
	1756,4	567,7	15,0	2,4

Tabla 3 Medias mensuales de los datos del TMY P50 de SolarGIS usados en las simulaciones con PVsyst

5 JUSTIFICACIÓN URBANÍSTICA

5.1 RESTRICCIONES URBANÍSTICAS

La parcela prevista para la implantación de la planta fotovoltaica se clasifica como suelo no urbanizable, en categoría Suelo no Urbanizable, Rústico de Reserva, Uso Agropecuario, Cultivo Exclusivo, SNU-RR-AGR-C.

En el plano nº1 del Plan General de Ordenación Urbana, CLASIFICACIÓN DEL SUELO, vincula esta clasificación a la CLAVE 90.0.

Esta clave determina según el PGOU:

“SECCIÓN 24. CLAVE 90(C): CULTIVOS EXCLUSIVOS

Epígrafe 1. Definición

Art.4.561- Corresponde a las áreas destinadas a cultivo sobre suelos de aprovechamiento agrícola que deben de preservarse al máximo de cualquier tipo de edificación o construcción y quedan reflejadas en el Plano 1. Códigos Normativos en el Término con la clave N= 90.

Son suelo de reserva para el futuro, y como tales, la protección contra posibles edificaciones en SNU y su uso agrícola deben entenderse como transitorio hasta que o bien por expropiación (Grados 1 y 2) o por modificación del planeamiento vigente adquieran el uso para el cual se reservan.

Art.4.562- Se consideran los siguientes grados:

Grado 0: Se preservan de edificaciones como reserva de suelo para futuras ampliaciones alternativas del suelo urbanizable.

Su uso estructurante es agrícola y pecuario.

Se localizan en el plano 1: Clasificación, con el grado C= 90.0 (SNU-RR-AGR-C).

Grado 1: Se preservan de edificaciones como reserva a futuras infraestructuras viarias de carácter metropolitano y en base a directrices autonómicas.

Su uso estructurante, hasta que se adquieran por expropiación para implantar estas carreteras, o queden afectadas por servidumbres de estas o de cualquier otra infraestructura lineal, es exclusivamente agrícola y pecuario.

Teniendo en cuenta que el trazado definitivo de dichos viarios podrá verse modificado como consecuencia del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, al que habrá de someterse conforme al Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental, y demás Reglamentos y Leyes autonómicas que lo desarrollan, se estima que estas reservas tienen carácter orientativo, susceptible de admitir modificaciones como consecuencia de los ajustes que pudieran introducirse en el trazado de dichas vías, en el transcurso de su tramitación.

Las zonas con este uso incluidas dentro del ámbito de UZ-PI-1 y UZ-PI-2 tendrán unas consideraciones específicas desarrolladas en los anexos normativos.

Se localiza en el plano 1: Clasificación, con el grado (V=90.1 SNU-SG-SER-C).

Grado 2: Se preservan de edificaciones como reserva de suelo para incremento del patrimonio Municipal de Suelo por el Ayuntamiento, que se realizará por expropiación y para destinar a vivienda social.

Su uso estructurante, hasta que se adquiera por expropiación, es agrícola y pecuario.

Se localiza en el plano 1, con el grado R=90.2 (SNU-RM-REP-C).

Epígrafe 3. Condiciones generales

Art.4.563- Parcela mínima.

Para Grado 0, la parcela mínima para futuras parcelaciones y segregaciones será de (7.500) m2. En regadíos y treinta mil (30.000) m2 en seco.

Para Grado 1º, la parcelación mínima será la misma que para el Grado 0, salvo en reparcelaciones incluidas en ámbitos de actuación definidos en el PGOU, en los que será la de las parcelas que se ajusten a las dimensiones de esta reserva.

Para Grado 2º, la parcela mínima será la misma que para el Grado 0, salvo para ajustarse a el ámbito de actuación.

Art.4.564- La edificación máxima sobre parcela no podrá ser superior a veinte (20) metros cuadrados con una altura total, sobre cualquier punto del terreno de cualquier elemento constructivo, no superior a doscientos (200) centímetros, que necesariamente deberá disponerse en obras de Nueva Planta adosado a un lindero de la parcela.

Art.4.565- Otras condiciones. No se fijan otras condiciones para la ordenación de las construcciones necesarias para albergar las instalaciones mecánicas para la explotación agrícola que las establecidas para el uso Agrícola desarrolladas en los art.4.213 y 4.214 1a, y siguientes de las presentes Normas.

Art.4.565- En estos suelos quedará prohibido todo proceso de formación de núcleo de población, instalaciones y extracción de árido.

Art.4.566- En casos especiales, dentro del grado C=90.0, y siempre que se cumplan las Normas establecidas en este Plan General para la protección del Patrimonio Arqueológico, se podrán autorizar los usos y edificaciones de la clave T=91, siempre previa autorización municipal, y cuando se renuncie en escritura pública registrada como nota marginal, a cualquier derecho o valor, en caso de expropiación o desarrollo urbanístico de estos terrenos, por parte de cualquier administración o junta de Compensación.

Epígrafe 4. Compatibilidad de usos

Art.4.567- Uso agrícola. Epígrafe 1a del artículo 53 de la Ley 9/1995. Permitido en su categoría la.

Art.4.568- Usos primarios. Epígrafe 1.b del artículo 53 de la Ley 9/1995. Prohibido en todas sus categorías.

Art.4.569- Uso deposito en superficie. Epígrafe 1.c del artículo 53 de la Ley 9/1995. Prohibido en todas sus categorías.

Art.4.570- Uso Servicios e infraestructuras. Epígrafe d del artículo 53 de la Ley 9/1995. Permitido en todas las categorías en las situaciones "C" y "D".

Art.4.571- Uso rodoviario. Epígrafe 1.e del artículo 53 de la Ley 9/1995. Permitido en las categorías 2a. y 3a.

Art.4.572- Uso industrial dotacional y equipamental. Epígrafe 1.f del artículo 53 de la Ley 9/1995. Prohibido en todas sus categorías.

Art.4.573- Uso residencial. Epígrafe 2 del artículo 53 de la Ley 9/1995. Prohibido en todas sus categorías.

Art.4.574- Resto de usos. Compatible con Usos Ecológicos (clave N=00).

Resto de usos excluidos por no ser de aplicación.”

5.2 USO DEL SUELO

La actividad prevista se encuadraría por lo tanto dentro del uso SERVICIOS E INFRAESTRUCTURAS, para la que en el PGOU se indica:

“SECCIÓN 8. USOS DE SERVICIOS E INFRAESTRUCTURAS (CLAVE SER)

Epígrafe 1. Definición y clasificación

Art.4.203- Se refiere a las edificaciones e instalaciones de utilidad pública e interés social y a todos aquellos usos que por su singularidad y especialización no requieren una estrecha conexión con el núcleo urbano, pudiendo instalarse de forma aislada o alejada de él, o incluso siendo aconsejable su distanciamiento de zonas habitadas (vertederos, autovías, carreteras, etc.).

Art.4.204- Clasificación:

En función del ámbito al que sirven se distinguen dos categorías:

- 1ª.- Construcciones e instalaciones al servicio principalmente de las necesidades locales tales como cementerio, depuradora, centro de transformación, etc.
- 2ª.- Construcciones e instalaciones al servicio fundamentalmente exterior al municipio tales como vertedero, radiofaro, autovías, gasolineras y estaciones de servicio, etc., de rango metropolitano.

Art.4.205- Por la singularidad de las instalaciones, su ubicación y régimen de funcionamiento no se establecen condiciones particulares para las mismas dentro del P.G.O.U. si bien deberán cumplir la normativa sectorial vigente de orden supramunicipal, especialmente la Ley 10/1991, de la Comunidad de Madrid, para la protección del Medio Ambiente.”

5.3 CONDICIONES GENERALES DE APROVECHAMIENTO

Según las definiciones establecidas en el PGOU, se establece:

“Epígrafe 3. De localización

Art.4.33- Se refiere a las distintas situaciones en que pueda darse un uso o actividad sobre el terreno, bien este dentro o fuera de las edificaciones situadas en una parcela. Se distinguen los siguientes tipos de instalaciones:

- *En edificaciones construidas al efecto y, por tanto, como su uso principal, o en partes de ellas y como uso secundario. (Instalaciones cerradas).*
- *Sobre el terreno y con edificaciones carentes de paramentos verticales opacos en todos sus planos. (Instalaciones abiertas).*
- *Sobre el terreno y en construcciones temporales. (Instalaciones provisionales).*

Art.4.34- En Instalaciones cerradas. Dentro de la edificación una actividad o uso se puede dar en las siguientes situaciones:

- Situación "A". En cualquier planta de piso de edificaciones situadas en zonas calificadas con un uso coincidente o no con el que se destina la edificación.
- Situación "B". En cualquier planta baja de edificaciones situadas en zonas calificadas o no con un uso coincidente o no con el que se destina la edificación.
- Situación "C". En edificios de uso exclusivo localizados en zonas calificadas un uso no coincidente al que se destina la edificación.
- Situación "D". En edificio exclusivo localizado en zonas calificadas con el mismo uso al que se destina la edificación.
- Situación "E". En edificaciones exclusivas localizadas alejadas de los núcleos urbanos.

Los usos secundarios, en las situaciones "A", "B" y "C", admisibles y compatibles con el uso principal de la zona según cada clave de ordenanza no podrán rebasar el cuarenta (40) % de la superficie construida de manzana en el S. Urbano y de sector en el S. Urbanizable.

Art.4.35- En Instalaciones abiertas. Fuera de la edificación cabe distinguir las siguientes situaciones en las que puede darse un uso.

- Situación "F". Libres, en instalaciones abiertas en todos sus planos. Con cerramientos, no superiores a los dos metros de altura, y base opaca o de fábrica de los mismos no superior a cincuenta centímetros.
- Situación "G". Cubiertas, entendiéndose como tales las que no necesitan de cerramientos laterales opacos de alturas superiores a uno y medio (1,5) metros, o las cubiertas propiamente dichas, pero abiertas en todo caso al menos en tres planos.

Art.4.36- En Instalaciones provisionales. Son en este caso las construcciones que soportan o sirven a una actividad o uso por un tiempo determinado. Una vez transcurrido éste, el terreno volverá a su estado original, o a destinarse a los fines señalados. Se diferencian las siguientes:

- Móviles, o que no necesitan de cimentaciones o anclajes en el terreno sujetándose a él por su propio peso a por anclajes elementales, eliminables por tracción simple.
- Fijas, o las que no están en la situación anterior, siendo siempre instalaciones construidas eventualmente."

5.4 COMPATIBILIDAD DE USOS

El artículo 4.570 del PGOU, respecto a la compatibilidad de usos con el estructurante, agrícola y pecuario, determina:

"Art.4.570- Uso Servicios e infraestructuras.

Epígrafe d del artículo 53 de la Ley 9/1995. Permitido en todas las categorías en las situaciones "C" y "D".

De conformidad con lo previsto en los artículos 53.1.d) y 26.1, respectivamente, tanto de la derogada Ley 9/1995 como de la vigente Ley 9/2001, en la clase de suelo que nos ocupa, y en los términos que disponga el planeamiento urbanístico y, en su caso, el planeamiento territorial, podrán legitimarse (entre otras), mediante la previa calificación urbanística, la ejecución de instalaciones que tengan el carácter de infraestructuras.

En tal sentido, de conformidad con lo previsto en el apartado c) del artículo 26.1 de la Ley 9/2001:

“El uso de infraestructuras comprenderá las actividades, construcciones e instalaciones, de carácter temporal o permanente, necesarios para la ejecución y el mantenimiento de obras y la prestación de servicios relacionados con el transporte por cualquier medio de personas y mercancías, así como de potabilización, transporte, abastecimiento, depuración y tratamiento de aguas; la generación, el transporte y la distribución de energía; las telecomunicaciones; y la recogida, la selección, el tratamiento y la valorización de residuos”.

El artículo 4.34 distingue las distintas situaciones en las que se puede dar un uso en instalaciones cerradas, concretando, entre ellas las C y D, en edificios de uso exclusivo, en zonas calificadas con un uso no coincidente con el que se destina la edificación, C, o coincidente, D.

El artículo 4.35 distingue las distintas situaciones en las que se puede dar un uso en instalaciones abiertas, fuera de la edificación, no contemplando esta posibilidad el art 4.570 referenciado.

5.5 DISTANCIAS A NÚCLEOS DE POBLACIÓN

La parcela prevista para la implantación de la planta fotovoltaica colinda con un núcleo de población del municipio de Mejorada del Campo, tal y como se muestra en la planimetría.

Dicho núcleo de población se encuentra en terreno SUZ-PI (P.O.N.P.A.), SUELO URBANIZABLE PLANEAMIENTO INCORPORADO. PLAN DE ORDENACIÓN NUCLEO DE POBLACIÓN (ADAPTADO Y REVISADO), según la planimetría del P.G.O.U.

5.6 CONCLUSIONES

El Proyecto consiste en la ejecución de una planta solar fotovoltaica de 25,16 MWca de potencia nominal sobre la finca sita en la Parcela catastral 28084A00500019 del término municipal de Mejorada del Campo.

De conformidad con la información urbanística remitida el 25 de agosto de 2021 por el referido Ayuntamiento sobre la citada finca catastral, el Plan General vigente en dicha localidad define el suelo sobre el que se pretende llevar a cabo la actuación como “Suelo No Urbanizable, Rústico de Reserva, Uso Agropecuario, Cultivo Exclusivo, “SNU-RR-AGR-C”. A su vez, el Plano nº 1 del Plan General, “Clasificación del Suelo”, vincula esta clasificación a la Clave 90.0 (C). Se adjunta a la presente separata copia del referido Informe Urbanístico.

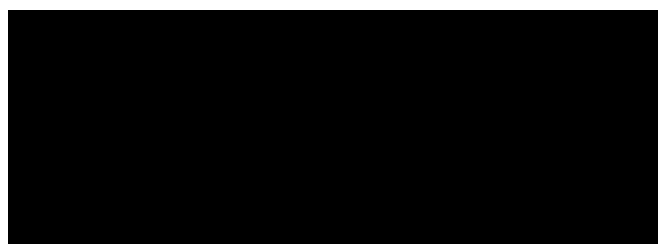
No se establece expresamente en dicho Informe ningún tipo de incompatibilidad urbanística para la ejecución del Proyecto.

En efecto, siendo la clasificación otorgada a la Parcela por el PGOU la de Suelo No Urbanizable, Rústico de Reserva, de conformidad con lo que preveía el artículo 53.1 de la derogada Ley 9/1995, de 28 de marzo, de Medidas de Ordenación del Territorio, Suelo y Urbanismo, de la Comunidad de Madrid, podrá el planeamiento urbanístico autorizar, previo otorgamiento de la correspondiente calificación urbanística, la ejecución de obras, construcciones o instalaciones que, estando asociadas a necesidades de la población urbana y siendo compatibles con el medio rural, tengan como objetivo (entre otros previstos en el referido precepto) “Las actividades indispensables para el establecimiento, el funcionamiento, la conservación o el mantenimiento y la mejora de infraestructuras o servicios públicos estatales, autonómicos o locales”.

Por su parte, conforme a la vigente Ley 9/2001, de 17 de julio, del Suelo de la Comunidad de Madrid, y no existiendo en principio ningún tipo de protección especial sobre la Parcela, debería ésta clasificarse como suelo urbanizable no programado, y en consecuencia legitimarse sobre la misma, mediante la previa calificación urbanística, la ejecución de instalaciones que tengan el carácter de infraestructuras. En tal sentido, de conformidad con lo previsto en el apartado c) del artículo 26.1 de la Ley 9/2001: “El uso de infraestructuras comprenderá las actividades, construcciones e instalaciones, de carácter temporal o permanente, necesarios para la ejecución y el mantenimiento de obras y la prestación de servicios relacionados con el transporte por cualquier medio de personas y mercancías, así como de potabilización, transporte, abastecimiento, depuración y tratamiento de aguas; la generación, el transporte y la distribución de energía; las telecomunicaciones; y la recogida, la selección, el tratamiento y la valorización de residuos”.

6 ENTIDAD PROMOTORA DEL PROYECTO

La entidad promotora del proyecto PEÑA RUBIA es la siguiente:



7 INTERCONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

Con fecha 13 de julio de 2022, se remite por parte de UFD un informe de acceso y conexión para la instalación Peña Rubia de la sociedad [REDACTED] en Mejorada del Campo, Madrid.

Con fecha 2 de junio de 2022, se remite por parte de UFD la propuesta técnica en la que se fijan las condiciones de acceso y un informe de punto de conexión. que especifica las condiciones técnicas.

8 CRITERIOS DE DISEÑO

8.1 CONSIDERACIONES DE PARTIDA

Para el diseño de la planta fotovoltaica, se detallan los datos para la realización del layout de la planta fotovoltaica:

- Potencia nominal en el punto de conexión: 25,16 MWac
- Potencia pico instalada: 33,44692 MWp
- Modelo de panel solar: JA SOLAR JAM72D42 655 LB de 655W o similar.
- Inversores: Sungrow, modelo SG350HX o similar.
- Estructura fotovoltaica: Estructura fija 2V13 inclinada 25° con orientación sur.

8.2 DIMENSIONADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

En base a las consideraciones de partida, se ha realizado el dimensionado de la planta fotovoltaica con los siguientes criterios:

- Maximizar el área ocupada, respetando las servidumbres y distancias mínimas exigidas.
- Maximizar la generación anual de energía.

8.3 DISEÑO ELÉCTRICO

- Los cables de corriente continua (CC) entre strings e inversores han sido diseñados con una caída de voltaje media máxima de 1,5% en las condiciones de STC. Además, los cables de CC propuestos cumplen los criterios de máxima intensidad indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Estos cables serán conductores unipolares de cobre que irán fijados a la estructura del seguidor y bajo tubo en zanja hasta la entrada del inversor de string.
- Los cables de baja tensión (BT) CA desde los inversores hasta los centros de transformación han sido diseñados con una caída media máxima del voltaje de 1,5% en las condiciones STC. Además, los cables de CA propuestos cumplen los criterios de máxima intensidad indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Estos cables serán conductores unipolares de aluminio que irán directamente enterrados en zanjas.
- Los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento del inversor solar y del equipo de CC (1500 Vcc).
- La red de media tensión (MT) que conecta los centros de transformación con el centro de seccionamiento se realizará con cableado de aluminio teniendo en cuenta los criterios de

intensidad nominal y cortocircuito, en ningún caso sobrepasando una caída de tensión media superior a 0,25%.

- El nivel de tensión considerado para la media tensión es de 45 kV.
- El cableado de aluminio seleccionado para la red de media tensión serán conductores unipolares que irán directamente enterrados en zanjas.
- La conexión de la red de media tensión será en líneas-antenas y no en anillo.

8.4 DISEÑO CIVIL

- Se ha considerado la limpieza de todo el recinto de la parcela.
- Se ha considerado el despeje y desbroce de todas las áreas donde se instalen los paneles.
- Los viales internos se han diseñado de 4 metros según indicaciones del cliente, si bien se ha dejado espacio suficiente en la estación de potencia para el paso de una grúa. Se ha tenido en cuenta que conecten todos los centros de transformación y el acceso a la misma, no considerándose vial perimetral de la misma.
- Se han considerado hincado directo de perfiles como cimentación para la estructura fotovoltaica.
- Se ha considerado una red de drenaje interior en forma de cuneta en el lado de los viales internos donde se recoja el agua de escorrentía.
- Se ha tenido en cuenta una distancia entre ejes de filas (pitch) de 9 m
- El cableado entre los módulos será fijado a la estructura soporte y bajo tubo en zanja a la entrada de los inversores.
- El cableado entre módulos e inversores, sobre la misma fila serán fijados directamente a la estructura existente. El conexionado entre módulos se realizará en tresbolillo, por ello el panel FV debe tener un cable de al menos 1,4 metros de longitud.
- Los cables desde los inversores a los centros de transformación serán enterrados directamente en las zanjas de baja tensión (BT).
- El cableado entre centros de transformación y el centro de seccionamiento será llevado enterrado directamente en zanja de acuerdo con la normativa y estándares de aplicación.
- El cableado perimetral del sistema de seguridad será diseñado enterrado bajo tubo en zanja de acuerdo con la normativa y estándares de aplicación.
- Serán instaladas arquetas en todos los cruces de cableado con camino. Las dimensiones de las arquetas serán diseñadas acorde con el número de cables y las dimensiones de las zanjas.
- El sistema de puesta a tierra de la planta conectará los elementos metálicos a tierra de: estructuras fotovoltaicas, inversores, bandeja metálica, centros de transformación, sistema de seguridad, vallado perimetral, etc. Llevando el cable directamente enterrado en las zanjas de baja y media tensión.

9 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA SOLAR

Como se ha expuesto en apartados anteriores el ámbito de implantación reúne unas condiciones óptimas para la instalación proyectada, principalmente en situación, características del terreno y climatología.

Hay que exponer también, que, en este Proyecto, se propone una implantación inicial de la instalación, que podrá ser corregida y ajustada en función de las afecciones resultantes de la aplicación del condicionante, así como de organismos y empresas afectadas que no se hayan podido tener en cuenta en el momento de redactar este Proyecto, pero que se tendrán en cuenta para la realización del Proyecto de Instalación o de ejecución definitivo.

El conjunto de la instalación, con todos los componentes que se proyectan, se basa en la más avanzada tecnología existente a la fecha, incluso se proponen equipos que están en fase de desarrollo, pruebas y pendientes de homologación, lo que da idea del interés de utilizar la tecnología más avanzada en el momento de la instalación.

La planta solar que se pretenden acometer, generará energía a través de tecnología conocida como energía solar fotovoltaica. Esta energía, es aquella que se obtiene por medio del proceso directo de transformación de la energía del sol en energía eléctrica.

Por lo tanto, la planta solar empleará la radiación solar como fuente de energía, transformándola en energía eléctrica.

La energía fotovoltaica utiliza parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. La transformación se realiza por medio de módulos solares fotovoltaicos, formados por células fotovoltaicas, que es donde se produce el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico genera la aparición de una corriente eléctrica sin que sea necesaria la intervención de ningún efecto mecánico o físico.

Las células están formadas por materiales semiconductores como el silicio. Una vez que la luz del sol incide sobre su superficie de la célula fotovoltaica comienza la generación de corriente continua. Al incidir la luz del sol sobre la superficie de la célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del material semiconductor, para así poder circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

Las células solares se unen eléctricamente unas con otras, conformando los módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos se conectan entre sí, formando lo que se denominan “cadenas” o “strings”. De este modo, es posible realizar instalaciones de varios megavatios de manera modular.

9.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

La planta solar convierte la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica a través de una serie de módulos solares fotovoltaicos. Los módulos serán instalados sobre estructuras fijas.

La corriente continua producida en el generador fotovoltaico (conjunto de módulos que conforman la planta) se convierte en corriente alterna por medio de inversores fotovoltaicos, para a continuación ser inyectada directamente en una red interna de media tensión y posteriormente a la red de transporte de alta tensión, una vez adaptado el nivel de tensión en la subestación elevadora.

La potencia conectada a red correspondiente al conjunto de la totalidad de la instalación solar fotovoltaica, será de 25,16 MW_{ca} de potencia nominal, 29,664 MVA@37°C de potencia nominal en inversores y 33,44692 MW_{cc}, de potencia pico correspondiente al generador fotovoltaico.

La planta tiene tres componentes principales que forman el núcleo tecnológico de la planta:

- Generador fotovoltaico.
- Estructura de soporte de los módulos.
- Sistema inversor y de transformación.

Además de los tres componentes principales, las plantas contarán con una serie de componentes estándar (cimentaciones, cables, protecciones eléctricas, sistema de monitorización, sistema de seguridad, etc.) para un correcto ensamblado del sistema.

Todos los equipos y sus elementos, irán conectados a base de conductores eléctricos de diversos tipos y secciones, específicos para las tensiones de trabajo y diseñados y calculadas las secciones para cumplir la normativa eléctrica en la materia, la seguridad de las personas, así como calcular la sección económica con fin de contribuir en este apartado a la optimización de costes y hacer más viable la instalación.

9.2 GENERADOR FOTOVOLTAICO

Tal y como se ha indicado en apartados anteriores, el generador fotovoltaico estará compuesto por 51.064 módulos fotovoltaicos, interconectados entre sí en grupos denominados “cadenas” o “strings”. Cada string estará formado por 26 módulos conectados en serie.

Respecto de los módulos fotovoltaicos (FV), para este proyecto se han seleccionado módulos fotovoltaicos basados en la tecnología de silicio monocristalino, ampliamente probada en numerosas instalaciones a lo largo del mundo.

Los módulos tendrán unas dimensiones de 2.465 x 1.134 x 30 mm o similares, con una eficiencia mínima del 23,4 % y serán capaces de entregar una potencia de 655 Wp en condiciones estándar.

Los módulos escogidos inicialmente son del fabricante JA Solar, modelo JAM72D42-655/LB de 655 Wp o similar.



Imagen 2 Módulo fotovoltaico

El número de módulos y su potencia pico unitaria establecen la potencia pico de la instalación.

Los detalles técnicos del módulo pueden verse en el datasheet u hoja de características incluido como Anexo en el presente documento.

9.3 CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA

La configuración eléctrica de la instalación fotovoltaica será la siguiente:

- 90 inversores Sungrow, modelo SG350HX o similar, repartidos en 3 estaciones transformadoras (30 inversores por estación).
- Las estaciones transformadoras cuentan con transformadores de 10,56 MVA a 30 °C cada uno.

En total se han implantado 51.064 módulos de 655 Wp para un total de 33,44692 MWp. La configuración eléctrica de baja tensión de la planta fotovoltaica será la siguiente:

- Strings de 26 módulos de 655 Wp conectados en serie.
- Cada estación transformadora consta de varios inversores Sungrow SG350HX o similar, cada uno de ellos con un número de strings entre 17 y 24.

De esta forma las potencias nominales y pico serían las siguientes:

	Inversores	Strings totales	Potencia nominal en inversor a 37°C (MVA)	Potencia pico (MWp)
PV-1	30	657	9,888	11,18871
PV-2	30	649	9,888	11,05247
PV-3	30	658	9,888	11,20574
TOTAL	90	1964	29,664	33,44692

Tabla 4 Resumen de potencias de la planta

9.4 ESTRUCTURA SOPORTE DE MÓDULOS

La estructura soporte es uno de los elementos clave para un aprovechamiento adecuado de toda la inversión, ya que es la que asegura la orientación e inclinación de diseño, así como la separación entre filas de módulos.

Todos los módulos FV (51.064 unidades) se instalarán sobre estructuras fijas de 25° de inclinación y orientadas al sur.

Las estructuras donde se sitúan los módulos estarán fijadas al terreno y constituidas por diferentes perfiles y soportes de fijación de los módulos fotovoltaicos.

La tornillería de la estructura podrá ser de acero galvanizado o inoxidable. La de fijación de módulos estará sin embargo realizada en acero inoxidable. El modelo de fijación garantizará las dilataciones térmicas necesarias, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Como elementos de unión entre paneles se emplearán unas pletinas/grapas de fijación metálicas.

La fijación al terreno se realizará según las recomendaciones establecidas en el estudio geotécnico. Para un terreno medio, la estructura irá hincada directamente al terreno, salvo que las características del

terreno no lo permitan u obliguen a adaptar otro tipo de cimentación alternativa. La cimentación de la estructura debe soportar los esfuerzos resultantes de:

- Sobrecargas del viento en cualquier dirección.
- Peso propio de la estructura y de los módulos soportados.
- Solicitaciones sísmicas (terremotos) según las normas vigentes.

Los principales elementos de los que se compone la estructura son:

- Cimentaciones.
- Postes.
- Estructura, formada por diferentes tipos de perfiles de acero galvanizado o aluminio.
- Elementos de sujeción y tortillería.
- Elementos de refuerzo.

Se instalará una tipología de estructuras fijas:

- De 1 string (26 módulos) con configuración 2V13

Se instalarán con un pitch de 9 m y Acimut 0° (sur).

9.5 INVERSOR

El inversor fotovoltaico será el equipo encargado de la conversión de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la misma frecuencia de la red.

Desde la salida del inversor se evacuará la energía al transformador que será el encargado de elevar la tensión establecida para la red de MT.

El funcionamiento del inversor es totalmente automático. A partir de que los módulos solares generan potencia suficiente, la electrónica de potencia implementada en el inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción de energía. A partir de que ésta es suficiente, el inversor comienza a inyectar a la red.

El inversor trabaja de forma que toman la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) de los módulos solares. Cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procede del generador fotovoltaico, por la noche el inversor sólo consume una pequeña cantidad energía procedente de la red de suministro.

Los inversores fotovoltaicos escogidos son del fabricante Sungrow, modelo SG350HX o similar. Se instalarán 90 unidades.

Características del inversor	
Potencia	352 kVA @ 30°C 329,6 kVA @ 37°C 320 kVA @ 40°C
Voltaje máximo CC	1.500 V
Corriente máxima CC	480 A (12 x 40 A)
Número de MPPT	12
Rango MPP	500 - 1.500 V
Voltaje CA	800 V
Corriente CA	254 A
Grado de protección	IP66

Tabla 5 Características del inversor



Imagen 3 Detalle del inversor

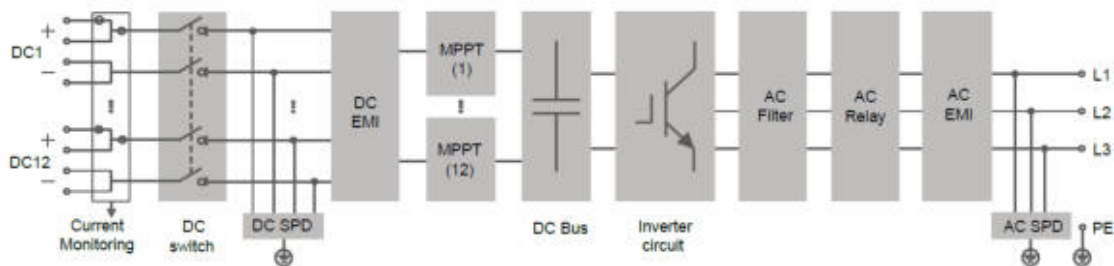


Imagen 4 Diagrama eléctrico interno del inversor

9.6 ESTACIONES TRANSFORMADORAS

La estación transformadora es el edificio prefabricado o contenedor donde se albergarán los equipos encargados de agrupar, transformar y elevar la tensión del subcampo fotovoltaico.

Las estaciones transformadoras incluirán al menos, los siguientes componentes:

- Transformador de potencia
- Celdas secundarias de Media Tensión (RMU).
- Cuadros eléctricos.
- Cuadros del sistema de monitorización.
- Transformador de servicios auxiliares.

En el proyecto habrá tres estaciones transformadoras, modelo MEINS SPS-10560-52 o similar.

Cada estación transformadora irá provista de un transformador de MT, con potencias de 10560 kVA @30°C. Contarán con celdas de MT para un sistema de 45 kV. Los equipos se localizarán en el mismo edificio prefabricado o contenedor.

El primario de los transformadores se conectará con las celdas de MT, y estas con las celdas de MT de la subestación a la que se conecta la planta fotovoltaica.

El diseño de la estación transformadora permitirá lo siguiente:

- Facilidad de movimiento y ubicación de los equipos para permitir el funcionamiento adecuado de los mismos.
- Realización de las maniobras requeridas para la correcta operación y mantenimiento, y en condiciones óptimas de seguridad para los trabajadores.
- Entrada, salida y tendido de cables de BT y AT.

Especificaciones Técnicas

Transformador de Potencia	
Tipo de transformador / Refrigeración	ONAN
Potencia AC	10,56 MVA (30 °C) / 9,60 MVA (30 °C)
Grupo Vectorial	Ynd1d1l
Tensión nominal primario / (Um / U AC / U LI)	45 kV (52 - 95 - 250kV)
Tensión nominal secundario / (Um / U AC / U LI)	800-800 V (3,8-10-20 kV)
Frecuencia	50 Hz
Tap changer	DETC / + 2,5 ± 5 % ± 7,5 % ± 10 %
Pérdidas sin carga	UE548/2014 TIER 2
Pérdidas en carga	UE548/2014 TIER 2
Ucc % (HV/LV1-LV2 / HV-LV1 / HV-LV2)	10% / 9% / 9%
Material devanados	Al / Al
Otros	Termómetro, bushing PT100, relé Buchholz, sensor de nivel, válvula de sobrepresión, válvula de llenado y vaciado, terminal de tierra, orejetas de elevación
Celda MT	
Tipo aislamiento	SF6
Tension nominal / (Um / U AC / U LI)	45 kV (52 - 95 - 250kV)
Corriente nominal	630 A
Corriente máx. cortocircuito	25 kA / 1s
Configuración	DSO (Protección, línea, remonta)
Dispositivo de protección transformador	PSF30 o similar (ANSI 50, 5L, 5DN, 5IN)
Otros	Dispositivo de presencia de tensión, CB motorizado, bobina de cierre, 1ª y 2ª bobina de disparo, conectores tipo Pfisterer, terminales de puesta a tierra, analizador de red.
Cuadro BT (2x)	
ACB	1 x 4000 A / 800 Vac / 85 kA / 3P
MCCB	15x 320 A + 1x 63 / 800 Vac / 50 kA / 3P
Otros	Protección datalogger, SPD I+II, dispositivo de vigilancia del aislamiento, PLC para monitoreo de señales, descargadores BT, enchufes.
Transformador SSAA y cuadro SSAA	
Transformador SSAA	25 kVA, 3F/3F+N, Dyn11, 800 V / 400 V, Ucc: 3,5%
Protecciones	Según SLD
Otros	PLC para monitoreo de señales, SPD II, ethernet switch no gestionable Opcional: OF managed switch + patch panel + pigtail
Miscellaneous	
Miscellaneous	SAI 3KVA 60', sistema de ventilación y calefacción + sistema de detección de incendios y anti-intrusión, herramientas de seguridad, valla perimetral (opcional), depósito de retención de aceite del transformador con filtro de carbón (opcional), iluminación exterior con sensor de movimiento.
General	
Material estructural	Hormigón armado y vibrado
Dimensiones (L x H x W)	Edificio Celdas MT: 4860 x 3670 x 3100 mm / Skid para transformador (Opcional): 4650 x 1050 x 2950 mm
Peso (kg)	Edificio Celdas MT: 25 Tn / Skid para transformador (Opcional): 37 Tn
Temperatura operación	-15 °C - 60 °C (-13 °F - 140 °F)
Grado de protección	IP54 / C5 carpinterías metálicas / C4H transformador / C3 Celdas MT
Rango humedad	0% - 95%
Altitud máx. operación	2000 m (mayor altitud disponible como opcional)
Standards	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202, MIE-RAT, ITC-BT, ITC-LAT

Tabla 6 Características de las estaciones transformadoras



Imagen 5 Detalle de estación transformadora

9.7 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para adecuar el nivel de tensión de salida de los inversores, de BT a MT, la planta FV contará con 3 transformadores diferentes de 45/0,8/0,8 kV.

Los transformadores serán trifásicos, con regulación en carga en el lado de MT, aislados por baño de aceite con refrigeración natural.

Tendrán pocas pérdidas y estarán especialmente diseñados para plantas FV, funcionamiento en continuo para carga nominal.

Dispondrán de circuitos diferentes para el primario (U, V y W) y el secundario (u, v y w)

9.8 CENTRO DE SECCIONAMIENTO

El centro de seccionamiento es el edificio prefabricado o contenedor donde se albergarán los equipos encargados de unir la planta fotovoltaica con la línea de interconexión de la planta.

El centro de seccionamiento incluirá, al menos, los siguientes componentes:

- Celdas de Media Tensión (RMU).
- Cuadros del sistema de monitorización.

- Cuadro de servicios auxiliares.
- Sistema de alimentación ininterrumpida (UPS o SAI)

En el proyecto habrá un centro de seccionamiento MEINS CPM-52-UFD o similar.

El centro de seccionamiento irá equipado con celdas de MT para un sistema de 45 kV. Los equipos se localizarán en el mismo edificio prefabricado o contenedor.

El diseño del centro de seccionamiento permitirá lo siguiente:

- Facilidad de movimiento y ubicación de los equipos para permitir el funcionamiento adecuado de los mismos.
- Realización de las maniobras requeridas para la correcta operación y mantenimiento, y en condiciones óptimas de seguridad para los trabajadores.
- Entrada, salida y tendido de cables de CA.

Especificaciones Técnicas

Celda MT	
Tipo aislamiento	SF6
Tension nominal / (Um / U AC/ U LI)	45 kV (52 – 95 – 250kV)
Corriente nominal	630 A
Corriente máx. cortocircuito	25 kA / 1s
Configuración	D5 (Protección, línea con TT-T0)
Dispositivo de protección y control	P442 o similar (ANSI 50,5L50N,5IN,27,59,59N(84),67,67N,BIM/m,21,74TCS (3)) + Dispositivo de Teleprotección ABB NSD57D
Otros	Dispositivo de presencia de tensión, CB motorizado, bobina de cierre, 1ª y 2ª bobina de disparo, bobina de mínima tensión, conectores tipo Pflotzer, terminales de puesta a tierra, analizador de red
Transformador SSAA y cuadro SSAA	
Transformador SSAA	Alimentado desde SPSOI
Protecciones	Según SLD
Otros	PLC para monitoreo de señales, SPD II, ethernet switch no gestionable Opcional: OF managed switch + patch panel + pigtail
Varios	
Varios	SAI 3KVA 607, sistema de ventilación y calefacción + sistema de detección de incendios y anti-intrusismo, herramientas de seguridad, iluminación exterior con sensor de movimiento
General	
Material estructural	Hormigón armado y vibrado
Dimensiones (L x H x W)	Edificio Celdas MT: 4860 x 3670 x 3100 mm
Peso (kg)	Edificio Celdas MT: 25 Tn
Temperatura operación	-15 °C – 60°C (-13 °F – 140 °F)
Grado de protección	IP54 / C5 carpinterías metálicas / C3 Celdas MT
Rango humedad	0% – 95%
Altitud máx. operación	2000 m (mayor altitud disponible como opcional)
Standards	IEC 61439-1 IEC 62271-200, IEC 62271-202, MIE-RAT, ITC-BT, ITC-LAT

Tabla 7 Características del Centro de Seccionamiento



Imagen 6 Detalle de Centro de Seccionamiento

9.9 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN (MT)

Las estaciones transformadoras albergarán celdas de MT que incorporarán la aparamenta necesaria de maniobra y protección.

Se instalarán celdas compactas debido a que, entre otras ventajas, permiten una operación segura y sencilla, tienen pequeñas dimensiones y poco peso, aumentan la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y generalmente la manipulación e instalación es rápida y sencilla.

Las celdas contarán con un dispositivo de detección de voltaje que deberá mostrar la presencia o ausencia de voltaje de las tres fases de la red de MT. Este detector proveerá señales independientes de cada fase, evitando el uso de transformadores de tensión.

El seccionador de puesta a tierra, será capaz de soportar la corriente nominal de cortocircuito. Los interruptores/seccionadores de las RMU estarán dimensionados para abrir en carga a corriente nominal.

9.10 SISTEMAS DE CONEXIONES ELÉCTRICAS

Según la naturaleza de la corriente, la instalación fotovoltaica está dividida eléctricamente en dos tramos, tramo de corriente continua, hasta el inversor, y tramo de corriente alterna, tras realizar el conveniente acondicionamiento de potencia mediante el inversor fotovoltaico, adecuación del nivel de tensión mediante el transformador de MT de la estación transformadora.

9.11 SISTEMAS DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

El tramo de corriente continua de la instalación estará localizado en el campo solar, y se corresponde al cableado entre módulos formando strings, la conexión de los strings hasta los inversores.

El sistema de CC incluye el siguiente equipamiento:

- Cableado
- Conectores
- Inversor

El diseño y dimensionado del sistema de CC para la planta FV cumplirá todo lo establecido en la normativa vigente.

9.12 CABLEADO DE CC

El circuito de corriente continua consta del conductor de polo positivo y conductor de polo negativo. Este cableado se dispone a la intemperie o enterrado, canalizado en bandejas, fijado directamente a la estructura o mediante tubo aislante de PVC o similar.

En general, los cables serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.

El cable de string es el cable de CC que conecta las series de módulos (strings) hasta los inversores. Es necesario utilizar cable específicamente diseñado para instalaciones fotovoltaicas de exterior. Las secciones tipo a considerar para el cable están comprendidas entre 6 y 10 mm².

9.13 CABLEADO DE CA

El cable desde cada inversor hasta el cuadro de BT de la estación transformadora se tenderá enterrado en zanjas, y será cable directamente enterrado.

Este tramo de cable de corriente alterna estará formado por cable de aluminio y aislamiento XLPE. Las secciones tipo a considerar para el cable enterrado están comprendidas entre 240 y 400 mm².

9.14 SISTEMA DE CA

El sistema El sistema de CA incluirá el siguiente equipamiento principal:

- Cable de baja tensión (BT)

- Estación transformadora
- Aparamenta de BT
- Transformador
- Celdas de MT (RMU)
- Cables de media tensión (MT)

El sistema de CA de la planta cumplirá con lo establecido en la Norma de Instalaciones Eléctricas vigente en la actualidad con el fin de garantizar la seguridad tanto en el uso de la energía eléctrica, como de las personas; maximizando la eficiencia del complejo.

El sistema de CA de la planta comprende desde la salida de cada inversor hasta la estación transformadora y de ésta hasta la subestación.

9.15 CABLE DE CA BT DE SERVICIOS AUXILIARES

Los cables de CA de BT de servicios auxiliares se utilizarán en:

- Alimentación del sistema de seguridad
- Alimentación de la estación meteorológica
- Otros servicios auxiliares

Estos tramos de cable de corriente alterna estarán formados por cable de cobre y aislamiento XLPE.

9.16 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN (MT)

Para evacuar la energía generada desde la estación transformadora, se instalará una red de MT a 45 kV. Los cables de MT irán directamente enterrados y tendrán aislamiento seco.

El cable de CA de MT conectará las celdas de MT de cada estación transformadora, recorriendo desde el PV-3 al PV-2, del PV-2 al PV-1 y del PV-1 al centro de seccionamiento.

Los cables serán de conductor de aluminio mono núcleo para un nivel de tensión 45 kV, no propagadores de llama y libres de halógenos. A su vez, serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.

El conductor tendrá flexibilidad de clase II, dispondrá de aislamiento XLPE, pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina.

9.17 SUMINISTRO DE AUXILIARES

En la planta fotovoltaica existirán dos tipos de alimentación para los consumos auxiliares:

- Alimentación de consumos auxiliares para la estación transformadora.
- Alimentación de consumos auxiliares para el almacén (si lo hubiere), sistema de seguridad, SCADA, estación meteorológica y garita de seguridad.

El suministro de auxiliares a la estación transformadora se realizará desde la propia generación de la Central fotovoltaica. Para la distribución de los auxiliares, la estación transformadora contará con un cuadro de BT con las protecciones necesarias; fusibles, interruptor manual de corte en carga y un automático.

9.18 SISTEMA DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

La planta fotovoltaica contará con un sistema de vigilancia perimetral en toda la instalación.

Se dispondrán dispositivos lanCAM (cámaras de seguridad) o similar, las cuales estarán situadas cada 50 metros aproximadamente y equidistantes 0,5 m del vallado perimetral; serán instaladas en postes metálicos a una altura de 2,20 m y poseerán un foco infrarrojo para visión nocturna.

Las cámaras lanCAM transmiten por la red TCP/IP al Centro de Control remoto la información de video. El software de gestión instalado en el Centro Control puede ser programado para reaccionar de forma automática a todo tipo de alarmas que lleguen de los dispositivos, por ejemplo:

- Reproducir un aviso sonoro.
- Mostrar ventanas de las cámaras que estén en el lugar de alarma en un monitor especial.
- Enviar un correo electrónico.
- Enviar un SMS (en este caso es necesario un modem GSM/GPRS conectado al servidor).



Imagen 7 Dispositivo lanCAM con cubierta protectora

9.19 SCADA

El sistema SCADA incorpora el sistema de control de la planta y la interfaz con el operador de la red. Los puntos de operación de la planta (para el factor de potencia, del nivel de voltaje) deben ser instalados remotamente por el operador de la red. El sistema de control de la planta deberá incorporar los procesos de control para mantener los ajustes apropiados durante el funcionamiento, mediante control remoto de los inversores y equipos de conmutación.

9.20 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Se instalará una (1) estación meteorológica en la planta fotovoltaica para monitorizar y registrar las condiciones meteorológicas.

Se evitarán zonas sombreadas en su localización.

La estación meteorológica tendrá los siguientes componentes principales:

- Estructura de 3 metros de altura para permitir la correcta instalación de los componentes.
- Registrador de datos (Data-logger) con pantalla, modelo Meteodata 3016 CM de Geónica o similar y con al menos las siguientes características:
 - Precisión de muestreo: 1 s.
 - Precisión de almacenamiento: 1min, 5 min, 10 min, 15min...(configurable).
 - Debe almacenar las siguientes funciones: desviaciones estándar, valores mínimos, valores máximos, valores medios, valores acumulados, integrales...).
 - Datos accesibles mediante MODBUS para valores instantáneos, medios y agregados con acceso desde el sistema de monitorización de la planta, desde el Power Plant Controller (PPC) y el edificio de control de la planta.
- Sistema de suministro eléctrico independiente incluyendo batería (12V-9Ah recomendado) y panel fotovoltaico de 60 W.
- Cargador de batería (220 V).
- GPRS-IP y comunicaciones Ethernet.
- Dos (2) piranómetros Secondary Standard según las Especificaciones ISO (Alta Calidad según las Características de la Organización Mundial de Meteorología). Los piranómetros están diseñados para la medición de la radiación solar y del cielo, totalmente o en bandas de longitudes de onda amplias definidas. Se colocarán uno en el plano de los módulos y otro horizontalmente.
- 3 células calibradas. Se colocarán dos en el plano de los módulos (una limpia y la otra sucia para medir el efecto del ensuciamiento) y la restante horizontalmente. Todos los sensores se instalarán con la misma longitud de cableado con la que han sido calibrados.

- 2 sondas PT-100 para medir la temperatura de los módulos fotovoltaicos.
- Pluviómetro.
- Medidor integrado de temperatura ambiente y humedad relativa:
 - Temperatura ambiente
 - Humedad relativa
- Anemómetro.
- Veleta.
- Sistema de entrada auxiliar mediante conexión a la red SSAA.
- Equipo de comunicaciones.
- Cableado y soportes.
- Cimentación de hormigón.

9.21 PROTECCIONES

Las protecciones eléctricas en la interconexión entre el sistema fotovoltaico y la red de distribución eléctrica aseguran una operación segura, tanto para las personas como para los equipos que participan en todo el sistema.

Los diferentes equipos de la planta estarán provistos con una serie de elementos de protección que se exponen a continuación:

- Se instalarán varistores entre los terminales positivos y negativos de los módulos fotovoltaicos y entre cada uno de ellos y tierra para proteger contra posibles sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.
- Los conductores del campo fotovoltaico estarán dimensionados para soportar, como mínimo el 150% de la intensidad de cortocircuito sin necesidad de protección.
- Se instalarán seccionadores a la salida del campo de paneles (los puede incorporar el propio inversor de string)
- Los conductores de corriente alterna estarán protegidos mediante fusibles y magnetotérmicos contra sobreintensidades.
- Los inversores evitarán que se puedan poner en contacto los conductores de corriente CC con los conductores de corriente CA (aislamiento galvánico o equivalente). Asimismo, los inversores incorporarán protecciones frente a cortocircuitos a la salida, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones e inversión de polaridad en la etapa de continua.

Todas las partes metálicas de la instalación estarán puestas a tierra. De la misma manera, los equipos accionados eléctricamente estarán provistos de protecciones a tierra e interruptores diferenciales, manteniendo en buen estado todas las conexiones y cables.

La conexión a tierra es necesaria para garantizar la integridad de todo el personal que esté en contacto en la planta. Dicho conexionado a tierra ofrece una buena protección contra sobrecargas atmosféricas, una superficie equipotencial que previene ante contactos indirectos, así en el caso de que uno de los polos activos del campo fotovoltaico presente un contacto de defecto con alguna parte metálica, se evitarán daños por contacto de una persona con la parte metálica derivada.

10 DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE EVACUACIÓN

La infraestructura de evacuación de la planta fotovoltaica se compone de un centro de seccionamiento que permite la evacuar la energía generada hasta la subestación Puente de San Fernando 45kV (existente), propiedad de UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A., punto de entrega final de la energía.

La línea de 45 kV hasta la subestación serán objeto de otro proyecto independiente.

11 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN

En el presente apartado se describen los trabajos a ejecutar para acometer el proyecto.

Las obras a realizar se dividen principalmente en:

- Obra civil.
- Montaje mecánico.
- Montaje eléctrico.

11.1 OBRA CIVIL

Los trabajos más significativos referentes a la obra civil son los indicados a continuación.

11.1.1 INSTALACIÓN DE SERVICIOS

Incluye la preparación de las siguientes instalaciones provisionales de obra:

- Oficinas de obra: Se habilitarán en contenedores metálicos prefabricados de diferentes dimensiones.
- Servicios higiénicos temporales: Incluyen vestuarios y aseos para el personal de obra, habilitados en contenedores metálicos prefabricado.
- Zonas de acopio y almacenamiento: Se contemplan diferentes zonas de almacenamiento y acopio de materiales al aire libre, y a cubierto en contenedores metálicos prefabricados. A su vez, se prevé una zona de almacenamiento de residuos y otra para el aparcamiento de vehículos y maquinaria de obra.
- Suministro de agua y energía: Incluye los trabajos necesarios para el suministro de agua y energía a la planta.



Imagen 8 Contenedor prefabricado para instalaciones provisionales de obra

11.1.2 TOPOGRAFÍA, REPLANTEO INICIAL Y ESTAQUILLADO

Los trabajos de replanteo inicial del terreno y estaquillado son el paso inicial de la construcción de la planta, para delimitar los límites de la planta, los viales de acceso y ubicación de las cimentaciones.



Imagen 9 Trabajos topográficos

11.1.3 PREPARACIÓN DEL TERRENO, CAMINOS DE ACCESO Y MOVIMIENTOS DE TIERRAS

De forma general es posible describir el paisaje de la zona de estudio, como un típico paisaje agrícola de una zona semiárida, prácticamente llano y con ligeras pendientes, por lo que la explanación se hará innecesaria o muy ligera, ya que la instalación se adaptará a la orografía del terreno, que como se expone y debido a las labores agrarias, se encuentra en un excelente estado para la instalación.

La preparación de los terrenos, los caminos de acceso a la planta fotovoltaica se realizarán a partir de la infraestructura viaria existente en la zona. Se utilizarán en la medida de lo posible los accesos existentes a la parcela y será acondicionado mediante la aportación de tierra o zahorra natural y su posterior compactación.

Los trabajos de explanación consistirán en la retirada de la cubierta vegetal existente en la zona de las parcelas que se va a ocupar, el nivelado del terreno en las zonas menos homogéneas para la implantación de la estructura y su posterior compactación, en caso de que fuera necesario

Se incluye un documento del cálculo de los movimientos de tierra necesarios. En todo caso el terreno sobrante de dichos movimientos de tierra se intentará optimizar y redistribuir en las zonas de caminos y taludes.

El material sobrante se intentará enviar a otras obras cercanas y en última instancia a vertedero autorizado.



Imagen 10 Detalle de vial tipo en ejecución

11.1.4 CERCADO DEL PERÍMETRO DE LA PLANTA

La planta fotovoltaica contará con un vallado metálico perimetral cinagético con objeto de evitar el ingreso de personal no autorizado a la planta. Dicho vallado será de una altura máxima de 2 m. El vallado cumplirá con los requerimientos establecidos en la resolución ambiental. En el lindero norte se realizará

la plantación de un apantallamiento vegetal de 5 metros de anchura con especies arbustivas y/o arbóreas autóctonas de la zona.



Imagen 11 Cercado perimetral

11.1.5 SUMINISTRO DE EQUIPOS

Previo al montaje electromecánico de la planta se realizará la recepción, acopio y almacenamiento de materiales en el lugar destinado a tal efecto. Todos los materiales para el montaje de la estructura, así como los módulos FV, cuadros eléctricos y otras piezas de pequeño tamaño se entregarán en obra debidamente paletizados. La descarga desde el camión hasta la zona de acopios se realizará mediante el uso de grúas pluma. El suministro de equipos incluye la recepción, acopio y reparto de los materiales de construcción.

11.1.6 EJECUCIÓN DE CIMENTACIONES, PUESTA A TIERRA Y CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Se realizarán las cimentaciones de estructuras y estaciones media tensión (MT).

Las canalizaciones eléctricas comenzarán con la apertura de las zanjas. En el fondo de la zanja se tenderá cable de cobre desnudo, que servirá para poner la instalación a tierra y se cubrirá con material de relleno. A continuación, se colocarán los cables para la conducción eléctrica, los que se cubrirán nuevamente con material de relleno. Finalmente, se rellenará el resto de la zanja con el material proveniente de la excavación que después se compactará adecuadamente con medios mecánicos. Donde corresponda, se instalarán arquetas de registro.



Imagen 12 Excavación de zanjas

Las cimentaciones de las estructuras se realizarán directamente hincadas al terreno o mediante pretaladro, dependiendo de las condiciones técnicas del terreno mostradas en el geotécnico. Será necesario el levantamiento topográfico previo de todos aquellos puntos sobre los que se vaya a realizar una cimentación.

En caso de estructuras directamente hincadas, la profundidad de hincado será dependiente de las condiciones del terreno.



Imagen 13 Perfiles hincados directamente en el terreno

En caso de que el terreno no permita el soporte de la estructura mediante el hincado o pretaladro, se optará por la cimentación con micropilotes.

En la cimentación con micropilotes, de sección circular, se deberán realizar las excavaciones pertinentes además de las labores de los pequeños movimientos de tierras y obra civil anteriormente mencionadas.



Imagen 14 Cimentación con micro pilote. Detalle de cimentación y acabado

Para la ejecución de los trabajos de cimentación de los perfiles se utilizará maquinaria especializada.



Imagen 15 Detalle de hincado de perfiles con maquinaria especializada

Por otro lado, en la planta se dispondrá de tres edificios prefabricados correspondientes a las estaciones transformadoras de MT, de 9,888 MVA @37°C. Alrededor de cada estación se ejecutará una red de tierras.

La instalación de puesta a tierra de la planta se completará poniendo a tierra toda la estructura de los módulos, por medio de cable de cobre desnudo enterrado en el fondo de las canalizaciones eléctricas subterráneas, unido a picas de cobre clavadas en el terreno en puntos distribuidos por toda la planta.

11.1.7 EJECUCIÓN DE EDIFICIOS

La planta fotovoltaica dispondrá de tres estaciones transformadoras y un centro de seccionamiento.

11.2 MONTAJE MECÁNICO

11.2.1 MONTAJE DE LA ESTRUCTURA Y DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La estructura donde se sitúan los módulos está fijada al terreno y constituida por diferentes perfiles y soportes, para la fijación de los módulos fotovoltaicos.

El montaje de los diferentes elementos de la estructura concluye con el montaje de los módulos fotovoltaicos mediante uniones atornilladas.



Imagen 16 Montaje de estructura fija con perfiles hincados directamente en el terreno

11.2.2 MONTAJE DE ESTACIÓN TRANSFORMADORA

Las estaciones transformadoras vendrán pre-montadas de fábrica, con lo cual el montaje mecánico de las mismas se reducirá a su posicionamiento en el campo solar.

11.3 MONTAJE ELÉCTRICO

El montaje eléctrico incluye los siguientes trabajos:

- Instalación eléctrica de BT.
- Instalación eléctrica de MT.
- Estaciones transformadoras.
- Centro de seccionamiento.

11.3.1 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN (BT)

La instalación eléctrica en baja tensión, está dividida en:

- Instalación de corriente continua en baja tensión (CC).
- Instalación de corriente alterna en baja tensión (CA).

11.3.2 INSTALACIÓN CC

Para la ejecución de la instalación CC, en primer lugar, se procederá a la formación de los strings de módulos FV. Los strings que forman los módulos fotovoltaicos se conectaran a los inversores.

11.3.3 INSTALACIÓN CA

La instalación CA tiene como objetivo la alimentación eléctrica de la estación meteorológica, el sistema de seguridad, la garita de seguridad y el almacén (en caso de que exista). Cada estación transformadora incorpora un transformador de servicios auxiliares que es el encargado de suministrar dicha alimentación.

Todas las interconexiones se realizarán por medio de zanjas desde la estación de transformación, hasta cada uno de los elementos mencionados.



Imagen 17 Tendido de cable en zanja

11.3.4 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN (MT)

La planta fotovoltaica consta de tres estaciones transformadoras que cuentan con los siguientes elementos:

- Un transformador BT/MT de bajas pérdidas de 9,888 MVA @ 37°C.
- Un transformador de servicios auxiliares junto con un armario de protecciones, para dar servicio a todas las cargas auxiliares.
- Celdas MT.

La instalación eléctrica en Media Tensión (MT) consiste en la agrupación eléctrica de los transformadores BT/MT de la planta con la subestación.

Para llevar a cabo la interconexión, se tenderá cable de MT, de manera similar al resto de tendidos eléctricos subterráneos de la planta. Las conexiones en los cables MT realizarán mediante terminales específicos para MT aislados con una funda aislante termo retráctil.

ANEXO 1.

DATASHEETS EQUIPOS PRINCIPALES



PVsyst V7.4.8

PV module - JAM72D42-655/LB

Manufacturer	JA Solar	Commercial data	
Model	JAM72D42-655/LB	Availability :	Prod. Since 2024
		Data source :	JA internal
Pnom STC power (manufacturer)	655 W _p	Technology	Si-mono
Module size (W x L)	1.134 x 2.465 m ²	Rough module area (A _{module})	2.80 m ²
Number of cells	2 x 72	Sensitive area (cells) (A _{cells})	2.38 m ²

Specifications for the model (manufacturer or measurement data)

Reference temperature (T _{Ref})	25 °C	Reference irradiance (G _{Ref})	1000 W/m ²
Open circuit voltage (V _{oc})	53.5 V	Short-circuit current (I _{sc})	15.46 A
Max. power point voltage (V _{mpp})	44.9 V	Max. power point current (I _{mpp})	14.60 A
=> maximum power (P _{mpp})	655.0 W	Isc temperature coefficient (μI _{sc})	6.4 mA/°C

One-diode model parameters

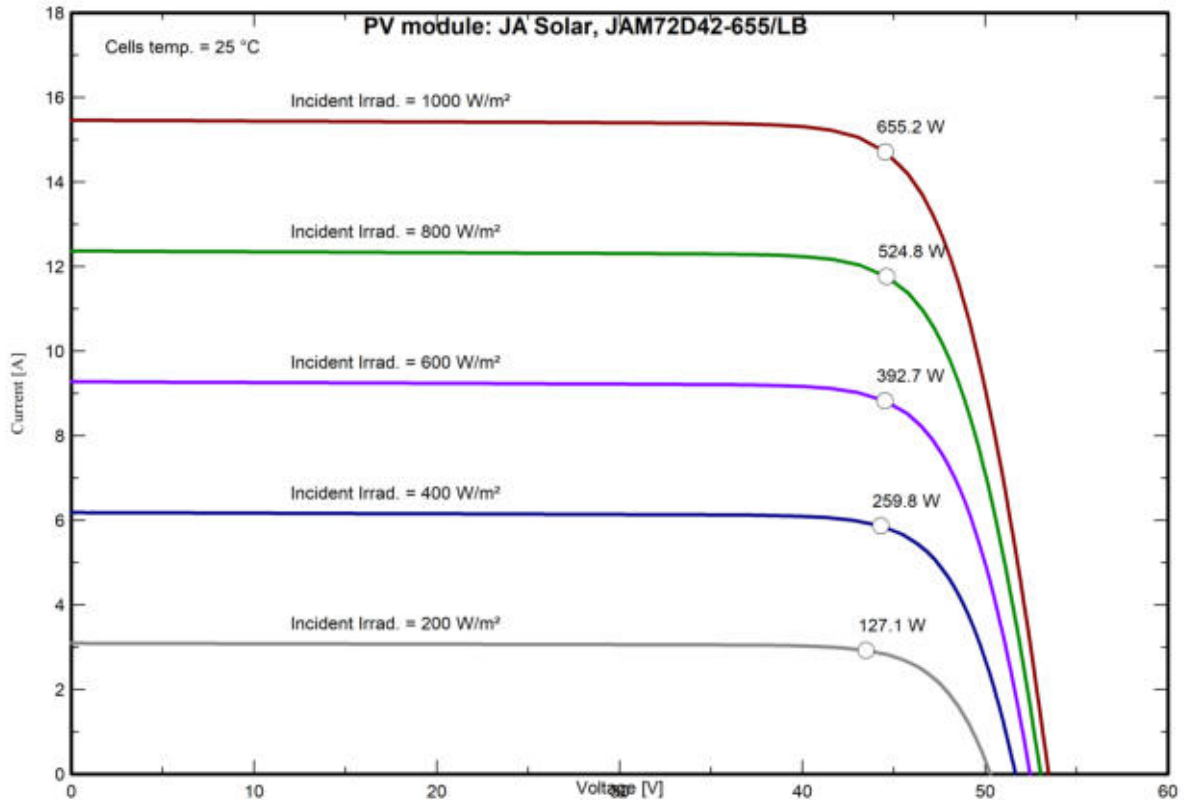
Shunt resistance (R _{shunt})	500 Ω	Diode saturation current (I _{oRef})	0.023 nA
Serie resistance (R _{serie})	0.19 Ω	Voc temp. coefficient (μV _{oc})	-127 mV/°C
Specified P _{max} temper. coeff. (μP _{MaxR})	-0.29 %/°C	Diode quality factor (Gamma)	1.06
		Diode factor temper. coeff. (μGamma)	0.000 1/°C

Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch

Reverse characteristics (dark) (B _{Rev})	3.20 mA/V ²	(quadratic factor (per cell))	
Number of by-pass diodes per module	3	Direct voltage of by-pass diodes	-0.7 V

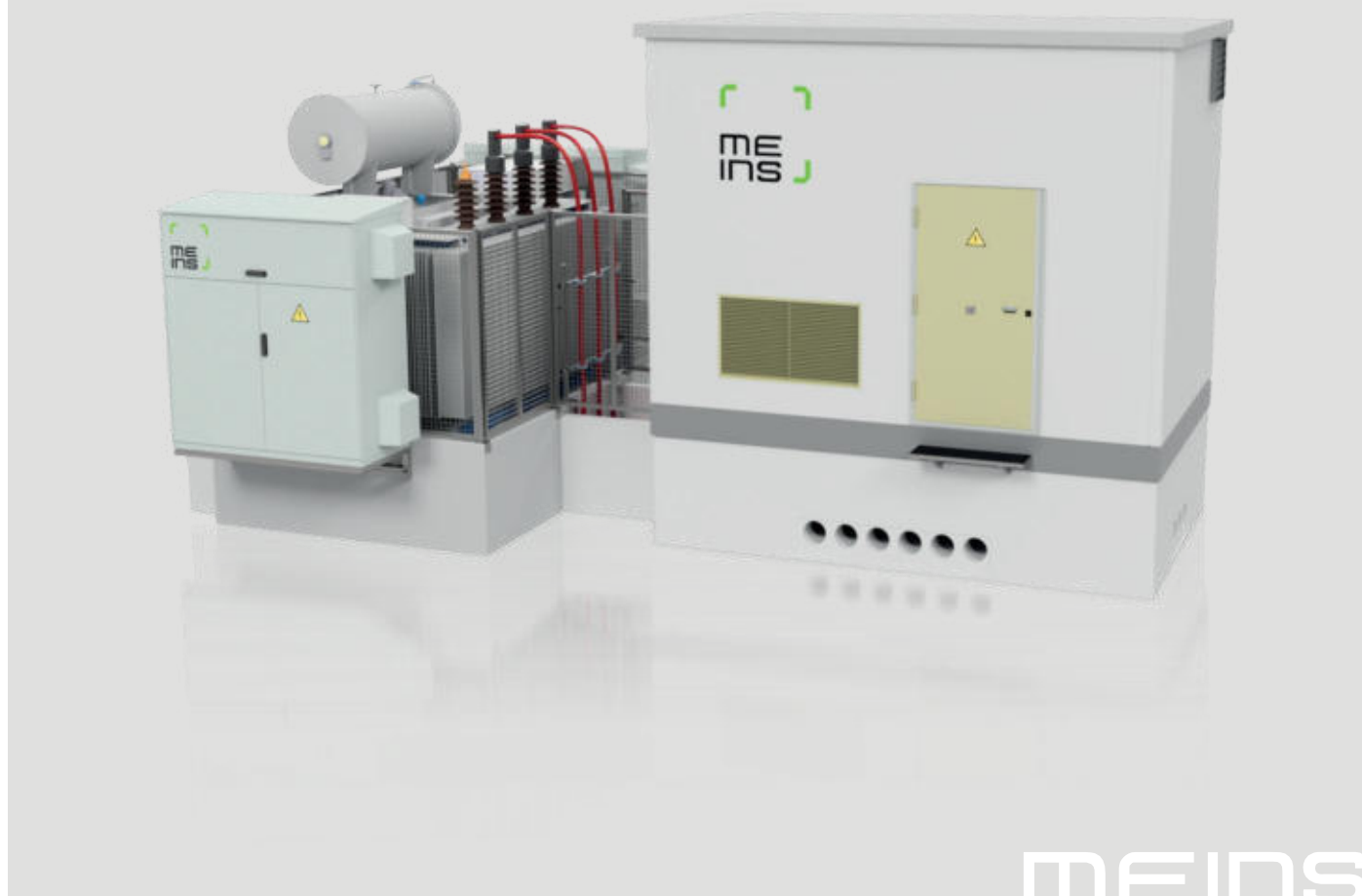
Model results for standard conditions (STC: T=25 ° C, G=1000 W/m² , AM=1.5)

Max. power point voltage (V _{mpp})	44.5 V	Max. power point current (I _{mpp})	14.76 A
Maximum power (P _{mpp})	655.2 W _p	Power temper. coefficient (μP _{mpp})	-0.29 %/°C
Efficiency(/ Module area) (Eff _{mod})	23.4 %	Fill factor (FF)	0.793
Efficiency(/ Cells area) (Eff _{cells})	27.5 %		



FSET - S

Fusion Substation - String



Diseño personalizado basado en los requisitos del cliente



Tanque de recogida de aceite incluido



Fabricado en Europa



Transporte y descarga incluidos

Meins FSET-S es un concepto técnico disruptivo que combina el alcance de una subestación tradicional 45 / 20 kV con un centro de transformación 20 / 0,8 kV en una solución tipo *plug and play* 45 / 0,8 kV que puede ser rápidamente instalada en campo.

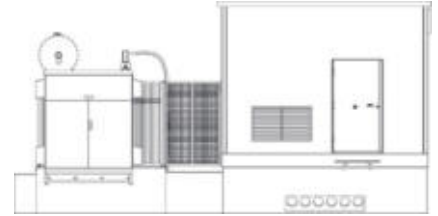
Está especialmente diseñada para instalaciones de baja y media tensión fotovoltaicas con conexiones a red de 45kV, con el propósito mayoritario de reducir los costes de CAPEX y OPEX.

La solución consiste en dos estructuras principales:

- Edificio de hormigón prefabricado para albergar la celda de 45kV y los equipos auxiliares.
- Skid de hormigón prefabricado que contiene el transformador de potencia y los cuadros de BT, incluyendo la función de depósito de recogida de aceite y el vallado perimetral.

FSET - S

Fusion Substation - String



Especificaciones Técnicas

Transformador de Potencia	
Tipo de transformador / Refrigeración	ONAN
Potencia AC	10,56 MVA (30 °C) / 9,60 MVA (30 °C)
Grupo Vectorial	Ynd11d11
Tensión nominal primario / (Um / U AC / U LI)	45 kV (52 – 95 – 250kV)
Tensión nominal secundario / (Um / U AC / U LI)	800-800 V (3,6-10-20 kV)
Frecuencia	50 Hz
Tap changer	DETC / $\pm 2,5 \pm 5 \pm 7,5 \pm 10 \%$
Pérdidas sin carga	UE548/2014 TIER 2
Pérdidas en carga	UE548/2014 TIER 2
Ucc % (HV/LV1-LV2 / HV-LV1 / HV-LV2)	10% / 9% / 9%
Material devanados	Al / Al
Otros	Termómetro, bushing PT 100, relé Buchholz, sensor de nivel, válvula de sobrepresión, válvula de llenado y vaciado, terminal de tierra, orejetas de elevación
Celda MT	
Tipo aislamiento	SF6
Tension nominal / (Um / U AC/ U LI)	45 kV (52 – 95 – 250kV)
Corriente nominal	630 A
Corriente máx. cortocircuito	25 kA / 1s
Configuración	DSO (Protección, línea, remonte)
Dispositivo de protección transformador	P5F30 o similar (ANSI 50, 51, 50N, 51N)
Otros	Dispositivo de presencia de tensión, CB motorizado, bobina de cierre, 1ª y 2ª bobina de disparo, conectores tipo Pfisterer, terminales de puesta a tierra, analizador de red.
Cuadro BT (2x)	
ACB	1x 4000 A / 800 Vac / 85 kA / 3P
MCCB	15x 320 A + 1x 63 / 800 Vac / 50 kA / 3P
Otros	Protección datalogger, SPD I+II, dispositivo de vigilancia del aislamiento, PLC para monitoreo de señales, descargadores BT, enchufes.
Transformador SSAA y cuadro SSAA	
Transformador SSAA	25 kVA, 3F/3F+N, Dyn11, 800 V / 400 V, Ucc: 3,5%
Protecciones	Según SLD
Otros	PLC para monitoreo de señales, SPD II, ethernet switch no gestionable Opcional: OF managed switch + patch panel + pigtail
Miscellaneous	
Miscellaneous	SAI 3KVA 60', sistema de ventilación y calefacción + sistema de detección de incendios y anti-intrusismo, herramientas de seguridad, valla perimetral (opcional), depósito de retención de aceite del transformador con filtro de carbón (opcional), iluminación exterior con sensor de movimiento.
General	
Material estructural	Hormigón armado y vibrado
Dimensiones (L x H x W)	Edificio Celdas MT: 4860 x 3670 x 3100 mm / Skid para transformador (Opcional): 4650 x 1050 x 2950 mm
Peso (kg)	Edificio Celdas MT: 25 Tn / Skid para transformador (Opcional): 37 Tn
Temperatura operación	-15 °C ~ 60°C (-13 °F ~ 140 °F)
Grado de protección	IP54 / C5 carpinterías metálicas / C4H transformador / C3 Celdas MT
Rango humedad	0% ~ 95%
Altitud máx. operación	2000 m (mayor altitud disponible como opcional)
Standards	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202, MIE-RAT, ITC-BT, ITC-LAT

SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Up to 16 MPPTs with max. efficiency 99%
- 20A per string, compatible with 500Wp+ module
- Data exchange with tracker system, improving yield

LOW COST

- Q at night function, save investment
- Power line communication (PLC)
- Smart IV Curve diagnosis, active O&M

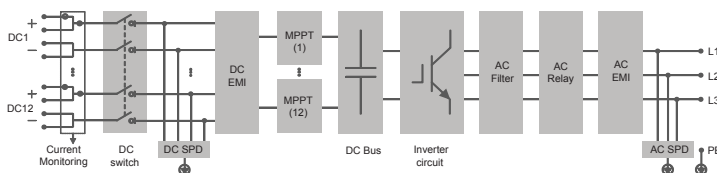
GRID SUPPORT

- $SCR \geq 1.16$ stable operation in extremely weak grid
- Reactive power response time <30ms
- Compliant with global grid code

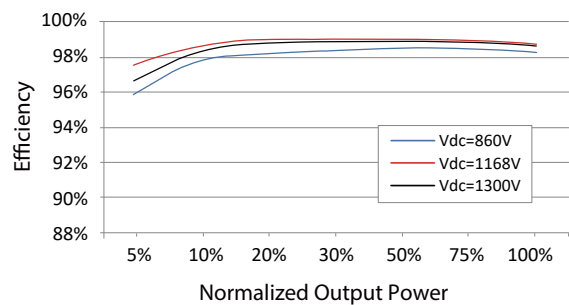
PROVEN SAFETY

- 2 strings per MPPT, no fear of string reverse connection
- Integrated DC switch, automatically cut off the fault
- 24h real-time AC and DC insulation monitoring

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	≤116 kg(≤255.7 lbs)
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66 (NEMA 4X)
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C(-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEEE1547, IEEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

FSET - CPM

Fusion Substation - CPM



MEINS



Diseño personalizado basado en los requisitos del cliente y la compañía distribuidora



Fabricado en Europa



Transporte y descarga incluidos

Meins FSET-CPM es un concepto técnico disruptivo que combina el alcance de una subestación tradicional 45 / 20 kV con un centro de transformación 20 / 0,8 kV en una solución tipo *plug and play* 45 kV que puede ser rápidamente instalada en campo. Está especialmente diseñada para instalaciones de baja y media tensión fotovoltaicas con conexiones a red de 45kV, con el propósito mayoritario de reducir los costes de CAPEX y OPEX.

La solución FSET-CPM es el edificio punto frontera previo a la línea de evacuación hacia el punto de interconexión con la distribuidora y tiene las funciones de albergar la aparamenta de alta tensión donde se instalan los equipos del sistema de protección y medida para cumplimiento normativo.

La solución consiste en una estructura principal:

- Edificio de hormigón prefabricado para albergar la celda de 45kV y los equipos auxiliares.

FSET - CPM

Fusion Substation - CPM



Especificaciones Técnicas

Celda MT	
Tipo aislamiento	SF6
Tension nominal / (Um / U AC/ U LI)	45 kV (52 - 95 - 250kV)
Corriente nominal	630 A
Corriente máx. cortocircuito	25 kA / 1s
Configuracion	DS (Proteccion, línea con TT-TI)
Dispositivo de proteccion y control	P442 o similar (ANSI 50,51,50N,51N,27,59,59N(64),67,67N,81M/m,21,74TCS (3)) + Dispositivo de Teleproteccion ABB NSD570
Otros	Dispositivo de presencia de tensión, CB motorizado, bobina de cierre, 1ª y 2ª bobina de disparo, bobina de mínima tensión, conectores tipo Pfisterer, terminales de puesta a tierra, analizador de red.
Transformador SSAA y cuadro SSAA	
Transformador SSAA	Alimentado desde SPS01
Protecciones	Según SLD
Otros	PLC para monitoreo de señales, SPD II, ethernet switch no gestionable Opcional: OF managed switch + patch panel + pigtail
Varios	
Varios	SAI 3KVA 60', sistema de ventilación y calefacción + sistema de detección de incendios y anti-intrusismo, herramientas de seguridad, iluminación exterior con sensor de movimiento.
General	
Material estructural	Hormigón armado y vibrado
Dimensiones (L x H x W)	Edificio Celdas MT: 4860 x 3670 x 3100 mm
Peso (kg)	Edificio Celdas MT: 25 Tn
Temperatura operación	-15 °C ~ 60°C (-13 °F ~ 140 °F)
Grado de protección	IP54 / C5 carpinterías metálicas / C3 Celdas MT
Rango humedad	0% ~ 95%
Altitud máx. operación	2000 m (mayor altitud disponible como opcional)
Standards	IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202, MIE-RAT, ITC-BT, ITC-LAT

ANEXO 2.

CRONOGRAMA

Cronograma

PSF PEÑA RUBIA
(max. 25,16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE
MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Cronograma						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO							
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA	26/11/2025					
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA	26/11/2025					
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE CONTENIDOS

<u>1</u>	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN	3
-----------------	--------------------------------	----------

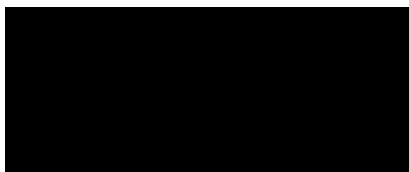
1 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

Se estima la construcción de la planta fotovoltaica hasta su puesta en marcha en un plazo de 8 meses de acuerdo al cronograma de trabajos mostrado en la tabla siguiente.

	Meses				
	1	2	3	4	5
Preparación de obra y replanteo	■				
Caminos internos, plataformas, drenajes	■	■			
Vallado perimetral y obras auxiliares básicas	■	■			
Hincado / montaje de estructuras	■	■	■		
Montaje de módulos fotovoltaicos		■	■	■	
Cableado DC (string - inversores)		■	■	■	
Obras y equipos AC en campo (inversores, CTs, MT)			■	■	■
Centro de seccionamiento (civil + eléctrico)		■	■	■	
Puesta en tensión MT				■	
Pruebas, puesta en marcha (commissioning)				■	■
Gestión de residuos	■	■	■	■	■
Finalización de la obra					■

ANEXO 3.

ACCESO Y CONEXIÓN



02/06/2022

Solicitud nº: EXP918321090021
Dirección: 5, 19, 28840, MEJORADA DEL CAMPO, MADRID
Capacidad de acceso solicitada: 25.160,00 kW
Capacidad de acceso concedida: 25.160,00 kW

¡Ya lo tenemos! Te enviamos la propuesta previa para tu solicitud de acceso y conexión

Hola ,

Te enviamos la propuesta previa para tu solicitud de acceso y conexión, que contiene:

- o **Información técnica** sobre el punto de conexión.
- o **Informe de aceptabilidad** (solo en caso de que haya sido necesario solicitar la aceptabilidad al operador del sistema -REE- o a otro distribuidor).
- o **Condiciones técnicas** de la conexión. Recuerda que las condiciones técnicas de los trabajos de extensión sólo se incluirán en caso de que nos lo hayas pedido.

Puedes encontrar la propuesta previa al final de este documento, en los anexos.

Además, te enviamos las condiciones económicas en una comunicación aparte.

Ten en cuenta ...

Necesitamos que nos digas si aceptas esta propuesta previa. Si en el plazo establecido por la legislación vigente¹ no hemos recibido contestación, consideraremos que has desistido de tu solicitud y supondrá la cancelación del expediente.

Recuerda ...

Puedes gestionar tu solicitud y adjuntar la documentación desde tu **área privada** (<https://areaprivada.ufd.es>), buscando tu número de solicitud en la opción "Mi conexión a la red".

¡Muchas gracias por tu confianza!

El equipo de UFD

¹ Según la legislación vigente, que puedes consultar en el siguiente enlace (<https://www.ufd.es/nueva-conexion-de-generacion/>).

Haz tus gestiones en nuestra **área privada digital**. ¡Te beneficiarás de mejores prestaciones!

				
Consulta tu consumo eléctrico	Autoriza a un gestor o a un asesor energético	Solicita una nueva conexión a nuestra red	Solicita una nueva conexión de generación o autoconsumo	Tramita una consulta, solicitud o reclamación

Regístrate ahora en nuestra web www.ufd.es

Estudio de acceso y conexión:

a) Puntos de conexión y medida propuestos:

Expediente: EXP918321090021

Titular: [REDACTED]

CIF Titular: [REDACTED]

Nombre Instalación: PSF PEÑA RUBIA

Ubicación Instalación: MEJORADA DEL CAMPO (MADRID)

Potencia Concedida (KW): 25.160,00

Punto de conexión: en barras de 45kV de Sub. Puente San Fernando con una nueva posición.

Línea:

Subestación: PSF PUENTE DE SAN FERNANDO

Tipo de acometida:

b) Tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión

Tensión (kV): 45.0

c) Potencia de cortocircuito

Scs máx. (MVA): 2400.0

Scs mín.(MVA): 880.0

d) Observaciones:

De acuerdo con el artículo 65 del RD 1955/2000, el acceso podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y fiabilidad establecidos para la operación y mantenimiento de las redes de distribución. Deberá solicitar aceptabilidad a REE, nudo de afección Puente San Fernando 220 kV. Podrán compartir posición con otros solicitantes.

D. Abelardo Reinoso

Explotación y Control de Energía
UFD DISTRIBUCIÓN ELECTRICIDAD, S.A.

Asunto: Informe de aceptabilidad favorable desde la perspectiva de la operación del sistema por afección a la red de transporte en la subestación PTE.SAN FERNANDO 220kV para el acceso a la red de distribución de generación renovable.

Ref.: DDS.DAR.21_1967

Muy Sres. nuestros:

Hemos recibido su solicitud de aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte para la solicitud de acceso a la red de distribución bajo su gestión de la instalación de generación renovable (IGRE) indicada en la Tabla 1:

INSTALACIÓN DE GENERACIÓN	P.INST [MW]	CAPACIDAD DE ACCESO [MW]	MUNICIPIOS	PROVINCIA	NUDO CONEX. RdD PREVISTO	TITULAR
FV PEÑA RUBIA	28,64	25,16	Mejorada del Campo	Madrid	PTE.SAN FERNANDO 45 kV	

(FV): Planta fotovoltaica

Pinst: Potencia instalada según RD413/2014, tras modificación por RD 1183/2020

Capacidad de acceso de la instalación: corresponde con la potencia activa máxima inyectable a la red.

Tabla 1. Instalación de generación con conexión a la red de distribución con afección en PTE.SAN FERNANDO 220kV a la que aplica la presente comunicación.

La generación de la Tabla 1 se conectaría en el nudo de la red de distribución indicado, subyacente del nudo de la red de transporte PTE.SAN FERNANDO 220kV conectado a la red de distribución a través de la interfaz transporte-distribución existente (transformador de distribución -no transporte- 220/45 kV de 120MVA) en dicha subestación.

Evaluación de aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte y operación del sistema

En cumplimiento de lo establecido en la *Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución* y el Procedimiento de Operación 12.1, Red Eléctrica de España ha llevado a cabo estudios sobre los escenarios de demanda y generación y de red establecidos en la planificación vigente H2020¹, que permiten valorar las capacidades de producción y conexión de generación cumpliendo con los criterios de seguridad, regularidad,

¹ Los estudios realizados contemplan el escenario energético y de desarrollo de red establecido en la planificación Horizonte 2020 (H2020). El Horizonte 2020 es el recogido en la "Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020", elaborada por el MINETUR, aprobada en Acuerdo de Consejo de Ministros publicado en Orden IET/2209/2015 (BOE 23/10/2015), y en la "Modificación de Aspectos Puntuales de la Planificación Energética" elaborada por el MITECO, aprobada en Acuerdo de Consejo de Ministros publicado en Resolución de la Secretaría de Estado (BOE 3/08/2018).



calidad del suministro, sostenibilidad, eficiencia económica y funcionamiento del sistema incluidos en dicha normativa.

Mediante la aplicación de dicha normativa actualmente vigente, la determinación de la capacidad de acceso de un nudo o zona de la red será el mínimo de las capacidades resultantes de los criterios de:

- (i) potencia de cortocircuito (WSCR)
- (ii) comportamiento estático
- (iii) comportamiento dinámico

A este respecto, dado que su instalación constituye un MPE conforme a lo indicado en el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, le serán de aplicación los criterios (i), (ii) y (iii).

De forma general, el valor de capacidad de acceso disponible en los nudos de la red de transporte corresponde a la diferencia entre el valor de capacidad calculada según cada criterio, y la generación que ya cuenta con permisos de acceso y conexión otorgados y ocupa capacidad en el nudo. A tal efecto, se ha tenido en cuenta la generación con conexión directa a la red de transporte y aquella conectada a la red de distribución con afección significativa sobre la red de transporte², incluyendo a estos efectos tanto a la generación ya puesta en servicio como a la generación que cuenta con permisos de acceso y conexión otorgados.

Como resultado de la evaluación de la solicitud de aceptabilidad, se concluye que la generación solicitada **resulta técnicamente viable desde la perspectiva de la red de transporte y de la operación del sistema.**

Así mismo, le remitimos a nuestra página web donde se encuentran disponible los resultados de los estudios de capacidad y donde figura la capacidad existente en la red de transporte: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso>.

No obstante, lo anterior, las posibilidades de evacuación de generación no deben entenderse como garantizadas por Red Eléctrica de España ya que la capacidad de evacuación máxima admisible efectiva en el nudo en los distintos escenarios de operación podría ser inferior a la derivada de los estudios de capacidad, lo que será función del escenario global de generación y de las condiciones reales de operación existentes en cada instante.

Contexto normativo

Red Eléctrica de España es responsable de la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte para las instalaciones de generación, así como de la valoración de la aceptabilidad de la generación con conexión a red de distribución y afección significativa en la red de transporte.

Dicha tramitación se rige por la Ley del Sector Eléctrico -LSE- (Ley 24/2013, de 26 de diciembre), el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio para las instalaciones de generación de su ámbito de aplicación, el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, la Circular 1/2021, de 20 de enero, las Especificaciones de Detalle de 20 mayo, así como los Procedimientos de Operación de REE.

La valoración recogida en el presente informe no considera potenciales necesidades de refuerzo de la interfaz transporte-distribución, a evaluar en el procedimiento correspondiente (Artículo 53 del Real Decreto 1955/2000).

² Según la última información actualizada recibida sobre IGRE en la red de distribución conectadas y con permiso de acceso y conexión vigentes.



Quedamos a su disposición para cualquier información adicional al respecto.

Atentamente,

M^a Concepción Sánchez Pérez
Directora de Desarrollo del Sistema

c.c.: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
Comunidad de Madrid
CNMC

(Subdirección General de Energía Eléctrica)
(Dirección General de Industria, Energía y Minas)
(Subdirección de Energía Eléctrica)

MS

EXPEDIENTE 918321090021
FOT. Polígono 5 Parcela 19 (MEJORADA DEL CAMPO)
POTENCIA 25.160kW

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS ALTA TENSIÓN (ANEXO I)

1.-Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Para atender la provisión de servicio solicitada es necesario realizar los siguientes trabajos en la red de distribución propiedad de UFD, con el fin de ampliar la subestación PUENTE SAN FERNANDO con una posición de línea de 45kV dedicada para la conexión de la línea particular de generador FV. En el presupuesto de refuerzo de red se incluyen los siguientes conceptos.

1. PROYECTOS.

Realización del proyecto técnico administrativo y de los proyectos constructivos necesarios para la ampliación de la subestación de UFD, con los estudios previos, mediciones en campo e ingeniería básica que sean necesarios.

2. TRAMITACIONES.

Resolución de todos los trámites y obtención de permisos necesarios para la ejecución de la obra de ampliación en la subestación de UFD.

3. ENSAYOS, PRUEBAS DE RECEPCIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA INSTALACIÓN.

Control de calidad para la recepción de los componentes principales, en fábrica y en campo. Pruebas funcionales globales de baja tensión, pruebas de los circuitos y equipos de protección y telecontrol con el Centro de Operación de Red (COR) de UFD, carga de bases de datos de señales y de ajustes de los relés de protección. Puesta en tensión y en carga.

4. OBRA CIVIL

Ejecución de obra civil de acuerdo con planos, pliego de condiciones y mediciones específicas del proyecto constructivo para la ampliación del parque de 45kV de la subestación, convencional doble barra. Demoliciones que sean necesarias en la zona de ampliación y extensión o modificación de la red de tierras. Ejecución de cimentaciones para ampliación de embarrado y viales y para la nueva apartamentada y estructura metálica (pórticos para tendidos altos). Construcción de canalizaciones de arqueta-tubo para cableados de baja tensión (telecontrol, protecciones y medida), así como canalizaciones para la línea de 45kV particular en el tramo dentro del cerramiento de la subestación de UFD (para el caso de llegada con cable). Colocación de bastidor de protecciones y control de la posición de 45kV y del cuadro de medida en el edificio de la subestación. Trabajos complementarios de albañilería y acabados necesarios en el edificio y en el parque. Gestión de residuos y aplicación del Plan de Seguridad y Salud de la obra.

5. SUMINISTRO DE APARAMENTA PARA POSICIÓN DE LÍNEA DEDICADA 45KV

Suministro de aparamenta de alta tensión para una posición de línea dedicada de 45kV, equipada con aparamenta convencional para servicio en intemperie, con esquema de doble barra: tres transformadores de tensión, un seccionador de aislamiento y puesta a tierra de línea, un interruptor automático tripolar con intensidad nominal 2.000A y poder de corte 31,5kA, tres transformadores de intensidad con núcleos para medida local, medida fiscal y protección, dos seccionadores de barras. La posición se completa con tres pararrayos autoválvulas en la llegada de la línea, para protección contra descargas atmosféricas. Se excluye la línea de 45kV, que será de propiedad particular. Se coordinará en proyecto y en obra la ejecución de las cimentaciones y el montaje de los soportes metálicos que UFD dejará preparados para los cables de la línea y los terminales, en caso de llegada con cable subterráneo. En caso de llegada aérea de la línea, la posición incluye obra el montaje del correspondiente pórtico de amarre, que se proyectará de acuerdo con el proyecto de la línea (árbol de cargas del pórtico).

6. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

Montaje electromecánico de acuerdo con los planos y especificación del proyecto constructivo. Incluye:

- Montaje electromecánico de la nueva posición de 45kV, incluyendo toda la aparamenta y sus estructuras metálicas de soporte y los cableados hasta bastidores de protecciones y de medida en edificio.
- Ampliación necesaria de embarrados (doble barra de tubo Al apoyado) para la calle de línea de 45kV y conexiones entre aparatos con cable desnudo Al-Ac. Incluye suministro y montaje de conductores, tubos, aisladores de apoyo y de amarre. Suministro y montaje completo, con todos los accesorios
- Suministro y montaje de bandejas para cables de control, con sus accesorios, en caso de ser necesaria extensión de bandejas en el edificio.
- Suministro y montaje de tubos de acero para cables del sistema de medida fiscal de energía, con todos sus accesorios, hasta el armario de medida, según Regl. unificado de puntos de medida, incluyendo suministro y montaje y conexionado de los propios circuitos de medida de intensidades y tensiones.
- Suministro, tendido y conexionado de cables de baja tensión para alimentaciones, control y telecontrol de las nuevas posiciones de 45kV, incluyendo telemedida y telegestión de los equipos.
- Suministro y montaje de armario de contadores normalizado UFD en el edificio de la subestación. Cajas normalizadas de resistencias de carga que sean necesarias según reglamento para los circuitos de medida de tensión.
- Suministro y montaje de material de puesta a tierra para aparamenta y toda estructura metálica.
- Medios y materiales auxiliares para el montaje y para los acabados completos de las instalaciones de la subestación. Pruebas funcionales finales.
- Inspección reglamentaria con emisión de informe, medición de paso y contacto, gestión documental, gestión de residuos y aplicación del Plan de Seguridad y Salud de la obra.

7. COORDINACION DE SEGURIDAD Y SALUD

Servicios profesionales de coordinación de seguridad y salud de la obra en la subestación de UFD.

Todos los trabajos detallados en este pliego de condiciones técnicas, incluidos los de entronque y conexión a las instalaciones de UFD, serán realizados por la propia UFD, por estar así previsto en la legislación vigente.

NOTAS:

1. Plazo de entrega 12 meses. Este plazo empezará a contar a partir de la fecha en que se realice el ingreso en UFD del importe del presente presupuesto. En el cómputo de plazos no se tendrán en cuenta los necesarios para obtener autorizaciones, permisos o conformidad para la realización de los trabajos.
2. Con el proyecto detallado de la línea particular, podrá ser necesaria alguna modificación del presupuesto si hay que hacer una adaptación particular de la posición de línea (ubicarla en lugar especial del parque o ejecutar una canalización muy larga para la línea dentro de la subestación de UFD, por ejemplo).
3. UFD proyectará la instalación (incluidos los transformadores de medida) conforme a la potencia solicitada. La posible desviación económica por variaciones de potencia que condicionen la validez de los transformadores de intensidad será asumida por el solicitante en precio y plazo.
4. Los equipos de medida fiscal, así como cualquier otro elemento asociado, serán homologados por UFD, debiendo cumplir con el Reglamento de Puntos de Medida. Los equipos de facturación podrán ser proporcionados por el cliente, quedando entonces de su propiedad, o por UFD en régimen de alquiler.
5. La posición de 45kV será propiedad de UFD, tal y como establece el art. 25.5, del RD 1048/2013. Avanzado el proceso de gestión del expediente, y previo a la puesta en servicio de las nuevas instalaciones, el solicitante o, en su caso, el gestor de sus instalaciones deberá firmar con UFD un Procedimiento de Explotación. La firma de dicho procedimiento condicionará la puesta en servicio de la instalación.
6. El solicitante deberá contratar y mantener en vigor a su cargo, desde el momento en que se produzca la conexión eléctrica y mientras estén en servicio, los siguientes seguros:
 - seguro de Todo Riesgo de Daños Materiales, incluyendo avería que cubra los bienes del solicitante que discurren por instalaciones de UFD. El límite de este seguro no será inferior al valor de reposición de estos bienes. La Propiedad y sus aseguradoras renunciarán a ejercer el derecho de repetición que pudiera corresponderles contra el operador, su personal, sus subcontratistas, el personal de éstos y sus aseguradores, salvo en caso de dolo.
 - seguro de Responsabilidad Civil para cubrir los eventos por los que la Propiedad sea responsable, incluyendo las reclamaciones por daños materiales o personales y sus consecuencias. El límite de indemnización no podrá ser inferior a tres millones de euros (3.000.000€) por ocurrencia. UFD será incluida como asegurada adicional en la póliza del solicitante, sin perder éste su condición de tercero.
7. En cumplimiento del art.24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y su desarrollo según el RD 171/2004, UFD y el solicitante, en cumplimiento del deber de coordinación, se comprometerán a informarse por escrito de los riesgos inherentes a las instalaciones de su propiedad, quedando reflejado este proceso mediante la firma por ambas partes de un Acta de Coordinación de Actividades Empresariales. En dicho acto, UFD aportará al solicitante las instrucciones para la prevención de los riesgos existentes en el lugar de trabajo que puedan afectar a los trabajadores de ambas empresas, y las medidas que deberán aplicarse cuando se produzca una situación de emergencia.

02/06/2022

Solicitud nº: EXP918321090021
Dirección: 5, 19, 28840, MEJORADA DEL CAMPO, MADRID
Capacidad de acceso solicitada: 25.160,00 kW
Capacidad de acceso concedida: 25.160,00 kW

Pliego de condiciones técnicas de los trabajos de refuerzo:

Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio

Ten en cuenta que...

Los trabajos detallados en este apartado, incluidos los de entronque y conexión a nuestras instalaciones, los realizaremos desde UFD, por estar así previsto en la normativa.¹ Te enviaremos en otra comunicación el presupuesto económico detallado de los trabajos indicados en este documento.

¹ Según la legislación vigente, que puedes consultar en el siguiente enlace (<https://www.ufd.es/nueva-conexion-de-generacion>).

ANEXO 4.

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGAS Y PQ

Estudio de Flujo de Cargas y PQ

PSF PEÑA RUBIA
(max. 25,16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO,
COMUNIDAD DE MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Estudio de Flujo de Cargas y PQ						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO	PR-PV-10GNO-0300						
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA						
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA						
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	ANTECEDENTES	5
1.1	DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN O PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN A RED	5
1.2	DEFINICIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERCONEXIÓN DESDE EL MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE) HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR).....	6
1.3	DEFINICIÓN DE LAS BARRAS DE CENTRAL.....	6
2	NORMATIVA DE APLICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO	7
2.1	INSTRUCCIONES DEL P.O. 12.2 DE REE	7
2.2	INSTRUCCIONES DE LA ORDEN TED/749/2020	9
2.3	INSTRUCCIONES DE LA NORMA TÉCNICA DE SUPERVISIÓN (NTS), REV 2.1 – 09/07/2021.....	12
3	DATOS DE PARTIDA	18
3.1	DATOS INICIALES.....	18
3.2	INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	18
3.3	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LOS BLOQUES DE POTENCIA (PCS).....	19
3.4	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES DE LOS BLOQUES DE POTENCIA.....	19
3.5	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN (LSMT) EN 45 KV	20
4	FLUJOS DE CARGA PEÑA RUBIA – 25.16 MW_{ac}	22
5	CURVAS P/Q DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25.16 MW_{ac}	26
5.1	UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA CON INVERSOR SUNGROW SG350HX/ 90 UNIDADES	26
5.2	CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 1 P.U. @PCR	28
5.3	CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 1.05 P.U. @PCR	29
5.4	CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 0.95 P.U. @PCR	30
5.5	CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 1.1 P.U. @PCR.....	31
5.6	CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 0.9 P.U. @PCR.....	32
6	CONCLUSIONES	33
	ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25,16 MW_{ac}	34
	ANEXO 2: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO A: TENSIÓN 1.1 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=-0.3. SET POINT NLTC 1	35
	ANEXO 3: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO B: TENSIÓN 1.1 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0. SET POINT NLTC 1	36
	ANEXO 4: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO C: TENSIÓN 1.05 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=-0.3. SET POINT NLTC 1	37

<u>ANEXO 5: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO D: TENSIÓN 1.05 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0. SET POINT NLTC 1</u>	<u>38</u>
<u>ANEXO 6: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO E: TENSIÓN 1 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=-0.15. SET POINT NLTC 1</u>	<u>39</u>
<u>ANEXO 7: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO F: TENSIÓN 1 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0.15. SET POINT NLTC 1</u>	<u>40</u>
<u>ANEXO 8: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO G: TENSIÓN 0.95 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0. SET POINT NLTC 1</u>	<u>41</u>
<u>ANEXO 9: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO H: TENSIÓN 0.95 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0.3. SET POINT NLTC 1</u>	<u>42</u>
<u>ANEXO 10: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO I: TENSIÓN 0.9 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0. SET POINT NLTC 1</u>	<u>43</u>
<u>ANEXO 11: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO J: TENSIÓN 0.9 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0.3. SET POINT NLTC 1</u>	<u>44</u>
<u>ANEXO 12: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO K: TAP FUERA DE SERVICIO. TENSIÓN 0.95 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=0.2. SET POINT NLTC 1</u>	<u>45</u>
<u>ANEXO 13: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO L: TAP FUERA DE SERVICIO. TENSIÓN 1.05 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=-0.3.</u>	<u>46</u>
<u>ANEXO 14: CURVAS P/Q EN PCR, 1 P.U.@PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MW_{ac})</u>	<u>47</u>
<u>ANEXO 15: CURVAS P/Q EN PCR, 1.05 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MW_{ac})</u>	<u>48</u>
<u>ANEXO 16: CURVAS P/Q EN PCR, 0.95 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MW_{ac})</u>	<u>49</u>
<u>ANEXO 17: CURVAS P/Q EN PCR, 1.1 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MW_{ac})</u>	<u>50</u>
<u>ANEXO 18: CURVAS P/Q EN PCR, 0.9 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 26.16 MW_{ac})</u>	<u>51</u>

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos principales del inversor SUNGROW SG350HX	18
Tabla 2 Datos principales del transformador MT 45/0.8/0.8 kV – 9.6 MVA	19
Tabla 3 Datos principales del transformador de SSAA del Bloque de Potencia – 25 kVA	19
Tabla 4 Características eléctricas del cableado subterráneo de Media tensión 45 kV	20
Tabla 5 Características eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión 0,6/1 kVac (1,5 kVdc)	211
Tabla 6 Escenarios de Flujos de carga de PSFV PEÑA RUBIA.....	255

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Curvas P/Q Inversor SUNGROW SG350HX.....	18
Figura 2 Requisitos de operación el PCR de PEÑA RUBIA.....	22
Figura 3 Unifilar PEÑA RUBIA SUNGROW SG350HX /329.6 kVA@37°C	27
Figura 4 Curva P/Q @PCR. Tensión 1 pu	28
Figura 5 Curva P/Q @PCR. Tensión 1.05 pu.....	29
Figura 6 Curva P/Q @PCR. Tensión 0.95 pu.....	30
Figura 7 Curva P/Q @PCR. Tensión 1.1 pu.....	31
Figura 8 Curva P/Q @PCR. Tensión 0.9 pu.....	32

1 ANTECEDENTES

El presente documento se ha generado con el objeto de analizar el impacto del cumplimiento de provisión de potencia reactiva en Barras de Central de la Planta Fotovoltaica PEÑA RUBIA de 25.16 MWac de capacidad de acceso.

A efectos de demostrar el cumplimiento de la Capacidad de potencia reactiva se ha optado por el Procedimiento de modelado completo hasta el PCR.

Es reseñable que la Planta Fotovoltaica se encuadra como instalación tipo C, habida cuenta de que la tensión del Punto de Conexión es inferior a 110 kV (45 kV) y capacidad máxima es superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW (25.16 MWac).

1.1 DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN O PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN A RED

La conexión de la instalación de generación renovable se realizará en barras de 45kV de Sub. Puente San Fernando con una nueva posición.

El Punto de conexión a red a efectos de evaluación de la potencia reactiva y medición fiscal, se sitúa en la parte de baja tensión de la Subestación Transformadora SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45Kv, donde se conecta la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA, en el lado de 45 Kv.



El propietario de la planta FV deberá construir una Línea de 11.45 km a 45 kV desde SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV hasta el centro de seccionamiento de Peña Rubia 45 kV.

El Punto de conexión a red a efectos de evaluación de la potencia reactiva y medición fiscal, se sitúa en la Subestación Transformadora dedicada SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45 kV donde se conecta la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA, en el lado de 45 kV.

1.2 DEFINICIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERCONEXIÓN DESDE EL MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE) HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR)

Las instalaciones de interconexión desde la salida del parque fotovoltaico al Punto de Conexión a Red consistirán en:

- Línea Subterránea de Media Tensión desde el parque FV PEÑA RUBIA hasta SET PUENTE SAN FERNANDO.
- El PCR se sitúa en el lado de 45 kV de la citada SET PUENTE SAN FERNANDO

1.3 DEFINICIÓN DE LAS BARRAS DE CENTRAL

La definición del punto eléctrico denominado Barras de Central (BC), se sitúa en 66 kV en el mismo punto que el PCR definido anteriormente.

2 NORMATIVA DE APLICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO

Los requerimientos de provisión de control de tensión y potencia reactiva que la planta fotovoltaica ha de cumplir, vienen especificados de forma complementaria en las siguientes normas/procedimientos de referencia.

- Orden TED/749/2020, de 16 de Julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- 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 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Propuesta de P.O.12.2 para instalaciones de generación y demanda (octubre de 2018): Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad.
- Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el reglamento UE 2016/631. Revisión 2.1.
- Corrección de errores de la versión 2.1 (del 9/7/2021) de la Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad de los Módulos de Generación de Electricidad según el Reglamento UE 2016/631.
- Propuesta Unesa (Aelec) de Implementación de los Requisitos de Aplicación General del Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión (17 de Mayo de 2018).

2.1 INSTRUCCIONES DEL P.O. 12.2 DE REE

Los requerimientos de provisión de control de tensión y potencia reactiva se han extraído de la propuesta de procedimiento de operación “P.O. 12.2. Instalaciones de Generación y Demanda: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad” de REE, donde en su apartado “5.2.3.2. Capacidad de potencia reactiva” se incluyen los requisitos obligatorios de los grupos en función de la tensión de la red de transporte, para módulos de parque eléctrico tipo C, dentro de los cuáles se incluye la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA acorde a la normativa europea de aplicación UE 2016/631.

Estos requisitos vienen indicados a continuación (fuente: propuesta Procedimiento de Operación “P.O. 12.2 Instalaciones de Generación y Demanda: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad”).

5.2.3.2. Capacidad de Potencia Reactiva

La capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima del módulo de parque eléctrico de tipo D conectado a la red de transporte se especifica en la mediante un diagrama U-Q/Pmax con línea continua que establece los límites dentro de los cuáles el módulo de parque eléctrico debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima (Pmax).

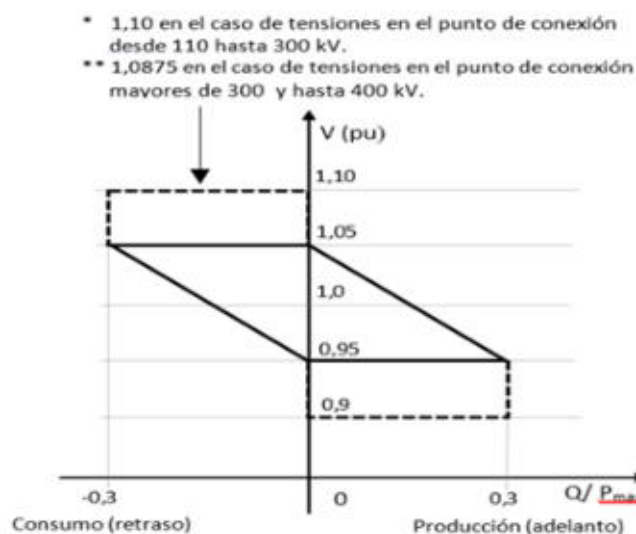


Figura 1. Diagrama U-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico

Tal y como muestra la figura 1, dentro del rango de tensión $0,95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u.}$, los módulos de parque eléctrico deberán disponer de la capacidad técnica de generar y absorber potencia reactiva (Q) en un rango mínimo obligatorio y deberán modificar su producción y absorción de potencia reactiva dentro de dichos límites, de forma que colaboren en el mantenimiento de la tensión en el punto de conexión dentro de la banda de tensiones admisibles.

Fuera del rango de tensiones $0,95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u.}$ durante el funcionamiento en régimen permanente, el módulo de parque eléctrico inyectará/absorberá potencia reactiva según la respuesta de control de tensión (apartado 5.2.3.3 del nuevo Procedimiento de Operación de REE 12.2) con las limitaciones que por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones imponga la producción de potencia activa, es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de referencia (P_0) se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.

En cuanto a la capacidad de potencia reactiva establecida se requiere que los módulos de parque eléctrico aporten potencia reactiva en todo el rango de tensión en el que se requiere que funcione durante un tiempo ilimitado (apartado 5.2.1 del nuevo Procedimiento de Operación de REE 12.2). para ello, se especifican unas extensiones del diagrama U-Q/Pmax con líneas a trazos que establece la capacidad de reactiva en dichos rangos dentro de los cuales el módulo de generación de electricidad debe ser capaz de suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima (P_{max}) sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 5.2.3.3 del nuevo Procedimiento de Operación de REE 12.2. Esta capacidad se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama U-Q/Pmax con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama U-Q/Pmax derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,05 \text{ p.u.}$ para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión.

Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 5.2.3.3. del nuevo Procedimiento de Operación de REE 12.2.

Al funcionar con una salida de potencia activa inferior a la capacidad máxima ($P < P_{max}$), el módulo de parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de su

perfil P-Q/Pmax establecido en la figura 2, si todas las unidades del módulo de parque eléctrico que generan energía están técnicamente disponibles, es decir, no están fuera de servicio debido a mantenimiento o avería, de lo contrario, podrá haber una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las unidades disponibles.

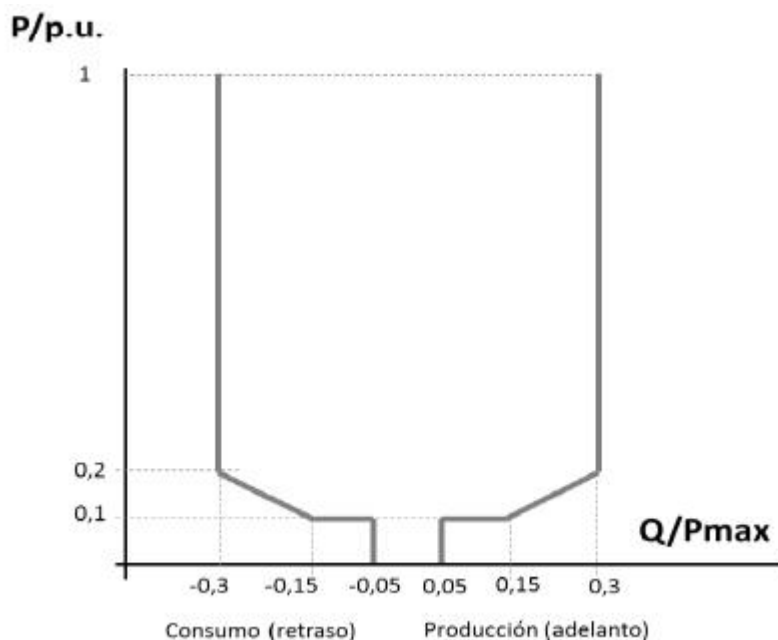


Figura 2. Perfil P-Q/Pmax de un módulo de parque eléctrico

Para rangos de operación en los que el módulo de parque eléctrico se encuentre inyectando potencia reactiva entre 0,2 y 0,3 de la capacidad máxima, de acuerdo con la figura 2, se permitirán tiempos de respuesta de hasta 1 minuto no siendo necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 5.2.3.3. del nuevo Procedimiento de Operación de REE 12.2.

A lo largo de este documento se van a analizar los distintos escenarios de operación, compatibles con los límites técnicos de los equipos involucrados, con el objetivo de atestiguar el cumplimiento de los criterios de potencia reactiva expuestos en el presente documento.

2.2 INSTRUCCIONES DE LA ORDEN TED/749/2020

Los requerimientos de provisión de control de tensión y potencia reactiva se han extraído de la Orden TED/749/2020 en su apartado “2.3.2. Capacidad de potencia reactiva” se incluyen los requisitos obligatorios de los grupos en función de la tensión de la red de transporte, para módulos de parque eléctrico tipo C, dentro de los cuáles se incluye la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA acorde a la normativa europea de aplicación UE 2016/631 y al Real Decreto 647/2020, que define los módulos de parque eléctrico tipo C como: módulos de generación de electricidad cuyo punto de conexión sea inferior a 110 kV o cuya capacidad máxima sea superior a 5 MW.

Estos requisitos vienen indicados a continuación:

2.3.2. Capacidad de Potencia Reactiva

2.3.2.1. Módulos de parque eléctrico tipo D. La capacidad de potencia reactiva se requiere en el punto de conexión, en consecuencia, y con carácter general, los módulos de parque eléctrico tipo D tendrán que compensar toda la energía reactiva, ya sea generada o absorbida, desde su instalación hasta el punto de conexión. No obstante, con carácter excepcional el titular y el gestor de red pertinente podrán acordar condiciones diferentes.

Se distinguen dos situaciones en relación con la capacidad de potencia reactiva de un módulo de parque eléctrico tipo D:

- a) Capacidad de potencia reactiva a su capacidad máxima (P_{max}). La capacidad de potencia reactiva del módulo de parque eléctrico será tal que, dentro del rango de tensión $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, deberán disponer de capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva (Q) dentro de un rango mínimo obligatorio de tal manera que modificarán su producción/absorción de potencia reactiva dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/ P_{max} de la figura 10.

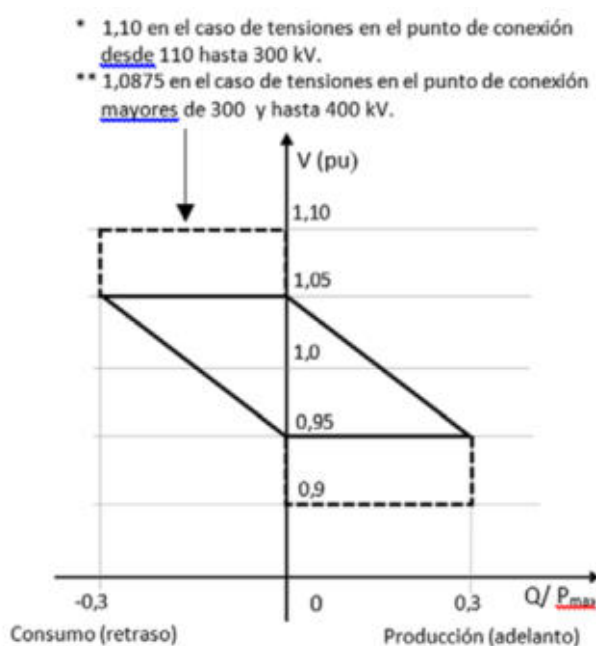


Figura 10. Diagrama U-Q/ P_{max} de un módulo de parque eléctrico tipo D.

Durante el funcionamiento en régimen permanente y fuera del rango de tensiones $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, los módulos de parque eléctrico tipo D inyectarán/absorberán potencia reactiva según la respuesta del control de tensión (ver apartado 2.3.3), con las limitaciones que, por encontrarse fuera de dicho rango de tensiones, imponga la producción de potencia activa. Es decir, primará la producción de potencia activa sobre la de reactiva. A su vez, la potencia activa de referencia (P_0) se mantendrá mientras la instalación tenga capacidad para ello.

Adicionalmente, los módulos de parque eléctrico tipo D deberán suministrar potencia reactiva a su capacidad máxima en todo el rango de tensión en el que se requiere que funcionen durante un tiempo ilimitado (ver apartado 2.1). En concreto, la capacidad para suministrar potencia reactiva a la capacidad máxima (P_{max}) dentro de estos rangos de tensión aparece representada en el diagrama U-Q/ P_{max} de la figura 10 con unas extensiones de línea a trazos, sin que sea necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3. Esta capacidad se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto.

En el caso de que el módulo de parque eléctrico disponga de un cambiador de tomas en carga para proporcionar la aportación de esta potencia reactiva, se aceptará que las extensiones del diagrama U-Q/ P_{max} con líneas a trazos se refieran a la capacidad de potencia reactiva con el cambiador de tomas en la toma habitual. Se considerarán, por tanto, aceptables los movimientos de dicho diagrama U-Q/ P_{max} derivados de la variación de las tomas en carga, sin perjuicio de que el módulo de parque eléctrico deberá adecuar la toma del transformador mientras la tensión del punto de conexión se encuentre fuera del rango $0,95 \leq V \leq 1,05$ pu, para proporcionar la potencia reactiva adecuada en el punto de conexión. Esta capacidad derivada del uso del cambiador de tomas en carga se podrá dar en tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, sin ser necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3.

- b) Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima ($P < P_{max}$). En esta situación, los módulos de parque eléctrico deberán ser capaces de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro del perfil P-Q/ P_{max} establecido en la figura 11, siempre que todas las unidades del módulo de parque eléctrico que generan energía estén técnicamente disponibles, es decir, que no estén fuera de servicio debido a mantenimiento o avería. En caso contrario, el gestor de red pertinente en coordinación con el operador del sistema admitirá una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las unidades disponibles.

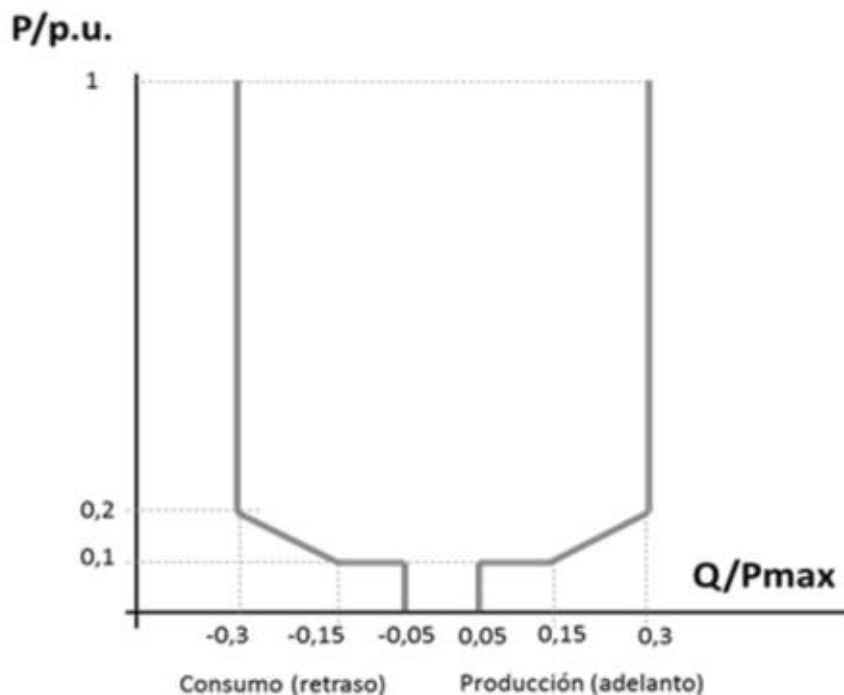


Figura 11. Perfil P-Q/ P_{max} de un módulo de parque eléctrico tipo D.

Para rangos de operación en los que el módulo de parque eléctrico se encuentre inyectando potencia reactiva entre 0,2 y 0,3 de la capacidad máxima, de acuerdo con la figura 11, se permitirán tiempos de respuesta de hasta 1 minuto, no siendo necesario cumplimentar la velocidad de respuesta indicada en el apartado 2.3.3.

2.3.2.2 Módulos de parque eléctrico tipo B o C. A los módulos de parque eléctrico de tipo B o C les será de aplicación todo lo requerido a los módulos de parque eléctrico de tipo D en el apartado 2.3.2.1, excepto en el caso de que la capacidad máxima sea inferior a 15 MW, en cuyo caso, podrán disponer únicamente de la capacidad técnica para generar y absorber potencia reactiva (Q) dentro de los límites marcados con línea continua en el diagrama U-Q/ P_{max} de la figura 12.

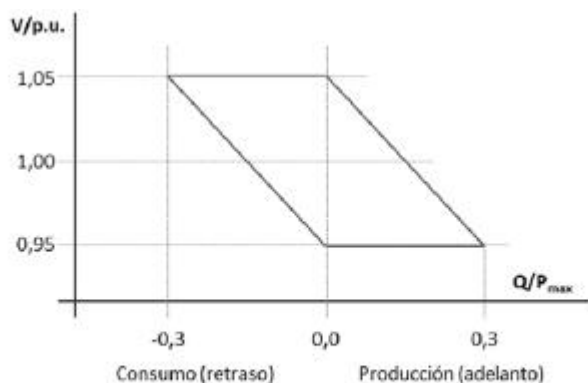


Figura 12. Diagrama U-Q/ P_{max} de un módulo de parque eléctrico tipo B o C en situación cuando $P_{max} < 15$ MW.

A lo largo de este documento se van a analizar los distintos escenarios de operación, compatibles con los límites técnicos de los equipos involucrados, con el objetivo de atestiguar el cumplimiento de los criterios de potencia reactiva expuestos en el presente documento.

2.3 INSTRUCCIONES DE LA NORMA TÉCNICA DE SUPERVISIÓN (NTS), REV 2.1 – 09/07/2021

Los requerimientos de provisión de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima vienen especificados en la NTS, en particular, en su apartado “5.7. Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima y por debajo de la capacidad máxima” y específicamente en los apartados “5.7.3. Simulación complementaria para obtención de certificado de MGE” y “5.7.3.1” Procedimiento de modelización completa en PCR”.

5.7.3.1. Procedimiento de modelización completa en PCR

Para la obtención del certificado de MGE a partir de pruebas a nivel de UGE o certificados de UGE, será necesaria la realización de una simulación complementaria que demuestre que las capacidades de la UGE cumplen con el requisito de potencia reactiva en el PCR, a partir de las capacidades declaradas en los ensayos y simulaciones a nivel UGE y, en su caso, el CAMGE.

Se deberá considerar la temperatura máxima de diseño del MGE, definida por el propietario del MGE. Se deberán utilizar las capacidades (potencia activa y reactiva) de las UGE a la temperatura máxima de diseño del MGE, conforme a la información proporcionada por el fabricante de la UGE, para la realización de las simulaciones complementarias.

Las cuestiones relativas al modelado de la red a considerar en la simulación complementaria y la consideración de otros MGE que pudieran compartir PCR con el MGE a evaluar, se detallan en el subapartado 7.4.2.1.

Con dicho modelo, y teniendo en cuenta la potencia reactiva máxima de la UGE y/o CAMGE se realizarán flujos de cargas en las condiciones de potencia activa de las UGE y tensión en el PCR recogidos en la Tabla 18 y la Tabla 19, y se anotará la potencia reactiva consumida o generada en el PCR. El valor de potencia activa P/P_{max} [%] indicado se referirá a la potencia activa del MGE en evaluación y podrá considerarse en PCR del MGE.

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR	Valor requerido en PCR Q/P _{max}
*100%	*90%Un		0
100%	95%Un		0
100%	100%Un		-0,15
100%	105%Un		-0,3
*100%	**110%Un o 108,75%Un		-0,3
40%	100%Un		-0,15
20%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,15
10%	100%Un		-0,05
*100%	*90%Un		0,3
100%	95%Un		0,3
100%	100%Un		0,15
100%	105%Un		0
*100%	**110%Un o 108,75%Un		0
40%	100%Un		0,15
20%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,15
10%	100%Un		0,05
0%***	100%Un		0,05
0%***	100%Un		-0,05

Tabla 18. Parámetros para simulación complementaria de la capacidad de potencia reactiva de los MPE.

* Estas simulaciones sólo se llevarán a cabo en el caso de que la simulación se realice sobre un MPE de Tipo D o sobre un MPE de Tipo C cuya capacidad máxima sea mayor de 15 MW.

** El valor máximo de la tensión será 110% en caso de que el nivel de tensión del PCR al que se conecta el MPE esté comprendido entre 110 kV y 300 kV, y de 108,75% en caso de que el nivel de tensión del PCR al que se conecta el MPE sea mayor de 300 kV y hasta 400 kV.

***Para la verificación del requisito a P=0%, se permitirán consumos de potencia activa, es decir, valores negativos, del MPE.

El procedimiento de modelizado seguido para el análisis del presente documento viene recogido en el apartado 7.4.2.1 de la citada Norma Técnica de Supervisión, no obstante, al no existir infraestructuras de interconexión compartidas con otros Módulos de Generación de Electricidad (MGE) no será necesario tener en cuenta ningún tipo de generador ficticio y tanto los requisitos de Potencia Activa como Reactiva quedarán establecidos en el Punto de Conexión a Red o PCR, que para el caso analizado, coincide con el Punto denominado Barras de Central.

7.4.2.1. Procedimiento de modelización completa en PCR

La validación de la capacidad de potencia reactiva mediante el procedimiento de modelización completa en PCR tiene como objetivo comprobar que el MGE cumple con los requisitos de capacidad de potencia reactiva en el PCR, a partir de las capacidades declaradas de las UGE, ya sea mediante las pruebas recogidas en el subapartado 5.7.2, o certificados de UGE, y en su caso, de los CAMGE.

Se utilizará una red infinita o fuente ideal de tensión en el PCR que permita modificar sus valores de tensión. El modelo de simulación deberá incluir aguas abajo del PCR el detalle de la topología del MGE desde las UGE hasta el PCR, es decir, los cables, líneas, transformadores de potencia, cambiadores de tomas, cualquier CAMGE que modifique la capacidad de reactiva, o cualquier equipo eléctrico que pudiera implicar un consumo o generación de potencia reactiva del MGE en el PCR, ya sean pertenecientes a la red de conexión desde el MGE al PCR, o instalación interna del MGE desde las UGE hasta PCR del MGE. En consecuencia, no se admitirá emplear un modelo equivalente del MGE, con la excepción especificada en el subapartado 7.5.

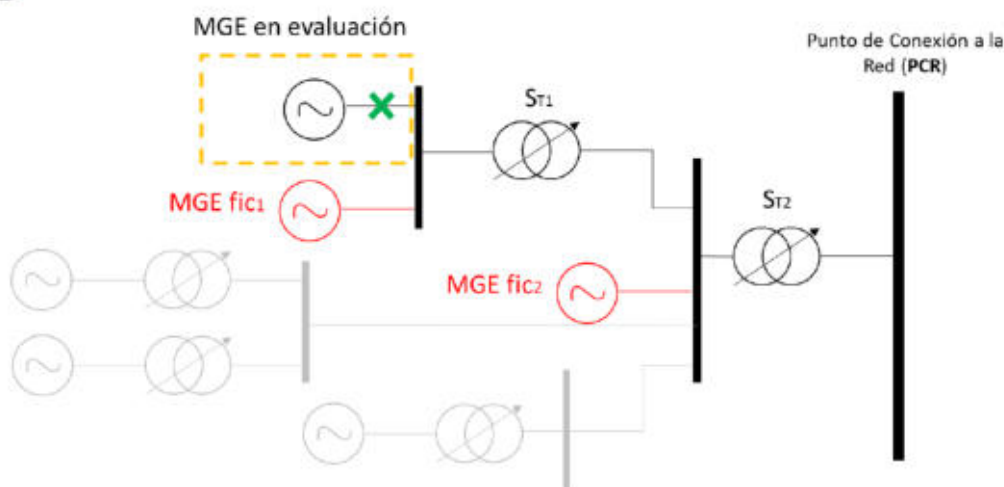
En el caso de que la red modelada desde el PCR hasta el MGE sea compartida o se prevea compartirla con más MGE, estos deberán tenerse en cuenta en la simulación complementaria y deberán modelarse. Para evitar la necesidad y el trasiego y verificación de información de terceros, y hacer frente a diferentes casuísticas en la evolución temporal de los MGE conectados en dicho PCR, estos se deberán modelar de forma ficticia en función de los parámetros estructurales de la red compartida, y más en particular, en función la potencia de los transformadores de potencia.

Para realizar el modelado ficticio de los MGE que comparten conexión en el PCR se deberá tener en consideración lo siguiente:

- Se deberá disponer del esquema de conexión desde el MGE que se está evaluando hasta el PCR.
- Si Barras de Central (PCR) del MGE que se está evaluando está situado en el lado de baja tensión del transformador de parque, deberá modelarse en paralelo un MGE ficticio cuya capacidad máxima será la diferencia entre la potencia nominal del transformador y la capacidad máxima del MGE a evaluar.
- Siguiendo el esquema de conexión desde PCR del MGE en evaluación hasta el PCR, en cada punto en donde exista un transformador se deberá modelar un MGE ficticio en el lado de baja tensión, cuya capacidad máxima será igual a la diferencia entre la potencia nominal del transformador (Strafo) y el sumatorio de los MGE ficticios modelados aguas abajo, es decir, la potencia nominal del transformador anterior.
- Se repetirá lo anterior hasta que se llegue al PCR, lo cual a los efectos del modelado ficticio de generadores se considera que ocurre cuando la tensión nominal del lado de alta tensión del último transformador en el cual ya se ha modelado un MGE ficticio en el lado de baja tensión coincide con la tensión del PCR.
- Siguiendo el procedimiento propuesto, únicamente en el caso del primer MGE ficticio modelado, su cálculo de capacidad máxima considerará la potencia del transformador aguas arriba como $0,9 * \text{Strafo}$.

A continuación, se muestran cinco ejemplos que ilustran el modelado ficticio de los MGE que comparten red de conexión. En color negro se muestra la infraestructura de conexión desde PCR hasta el PCR que ha de ser modelada para llevar a cabo las simulaciones complementarias, en color gris se muestran el resto de las instalaciones y MGE que comparten conexión en el mismo PCR, las cuales cual no hay que modelarlas, y en rojo se muestran los MGE ficticios que sí es necesario modelar de acuerdo con las consideraciones arriba mencionadas.

Ejemplo I



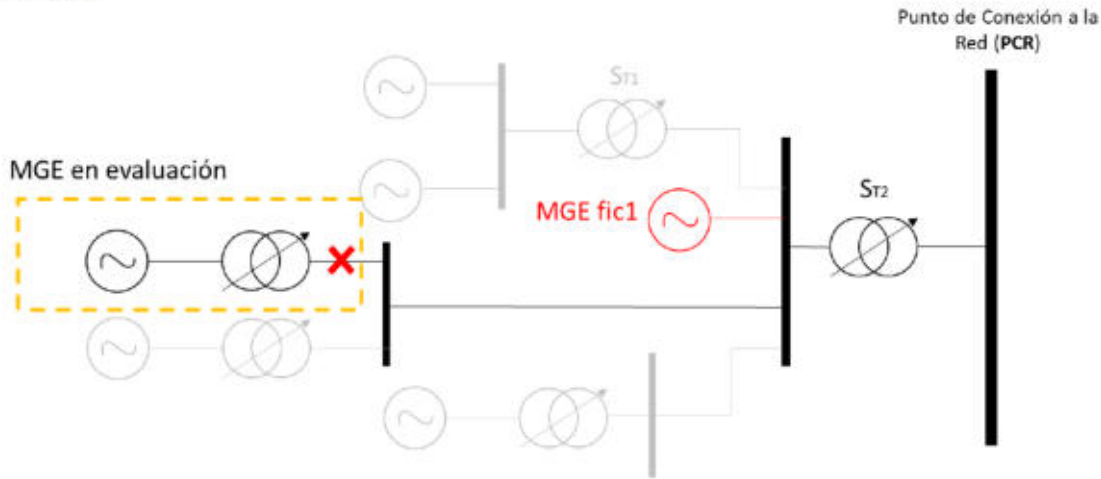
$$P_{\max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{\max \text{MGE}}$$

$$P_{\max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 * ST_1 - P_{\max \text{MGE}}$$

$$P_{\max} (\text{MGE fic}_2) = ST_2 - ST_1$$

Figura 40. Esquema ilustrativo Ejemplo I de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo II

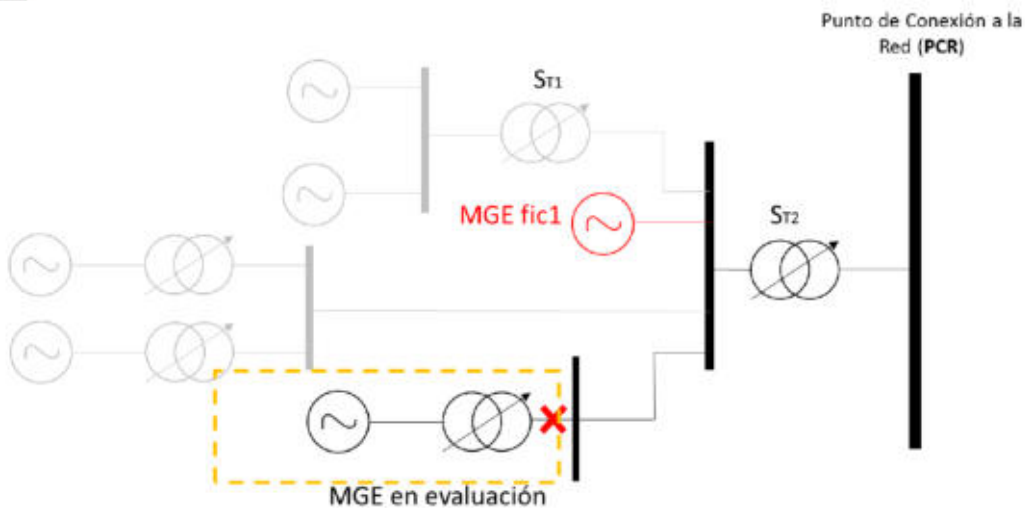


$$P_{max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{maxMGE}$$

$$P_{max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 * ST_2 - P_{maxMGE}$$

Figura 41. Esquema ilustrativo Ejemplo II de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo III



$$P_{max} (\text{MGE en evaluación}) = P_{maxMGE}$$

$$P_{max} (\text{MGE fic}_1) = 0,9 * ST_2 - P_{maxMGE}$$

Figura 42. Esquema ilustrativo Ejemplo III de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo IV

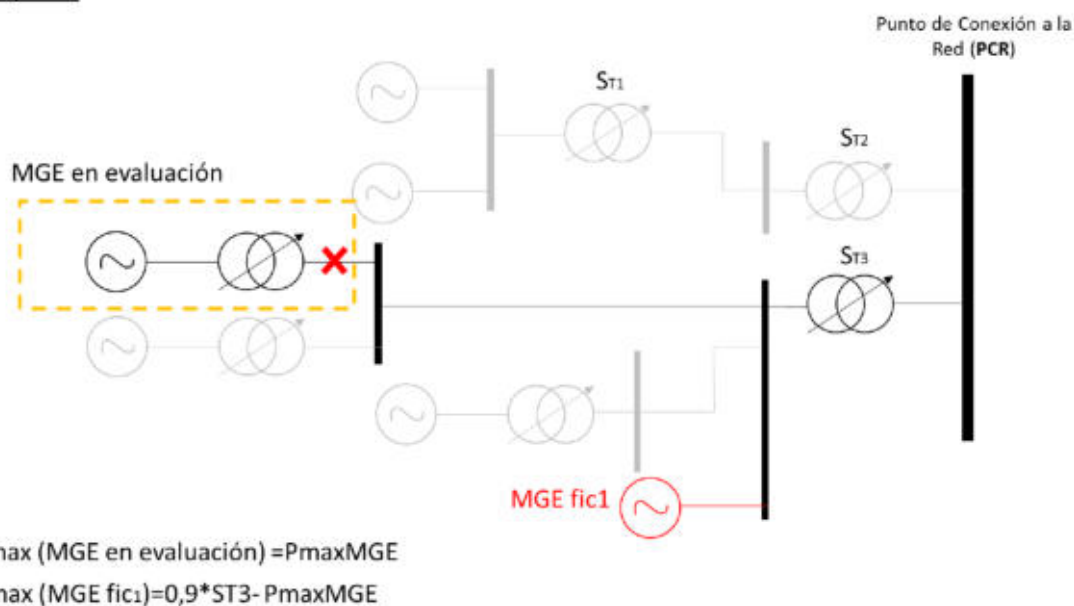


Figura 43. Esquema ilustrativo Ejemplo IV de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE según el procedimiento de modelado completo en PCR.

Ejemplo V

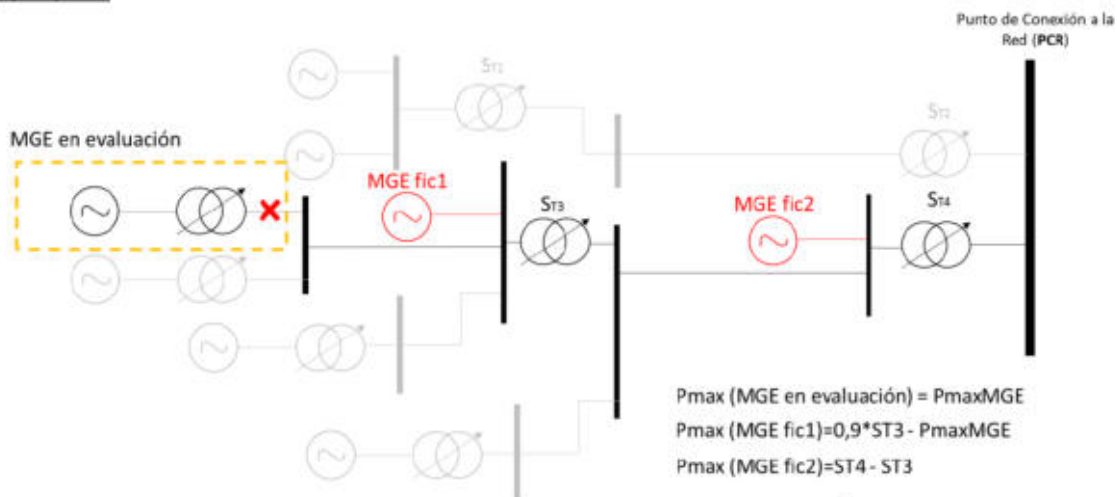


Figura 44. Esquema ilustrativo Ejemplo V de modelado para la realización de simulaciones complementarias de verificación de la capacidad de potencia reactiva de los MGE el procedimiento de modelado completo en PCR.

Con el modelo descrito anteriormente, se llevarán a cabo las simulaciones complementarias necesarias para verificar los requisitos de potencia reactiva máxima, para las cuales se acepta un modelo estático para la realización de un flujo de cargas que incluya las capacidades de potencia reactiva de las UGE.

En cuanto a los puntos de operación de los MGE ficticios que se deben considerar para la realización de las simulaciones complementarias:

- En cuanto al punto de operación en potencia activa de los MGE ficticios, para cada simulación complementaria se considerará la misma potencia activa (en p.u., P/P_{max}) que la que se pide para el MGE en evaluación.
- En cuanto al punto de operación en potencia reactiva de los MGE ficticios, se podrá considerar cualquier punto de operación de potencia reactiva comprendido entre factor de potencia 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo.

Mediante el procedimiento de modelado completo en PCR, utilizando la metodología para modelado anteriormente descrita, y mediante las simulaciones recogidas en las tablas del subapartado 5.7.3.1 habrán de comprobarse las capacidades de potencia reactiva del MGE en los puntos de verificación ilustrados en la Figura 45.

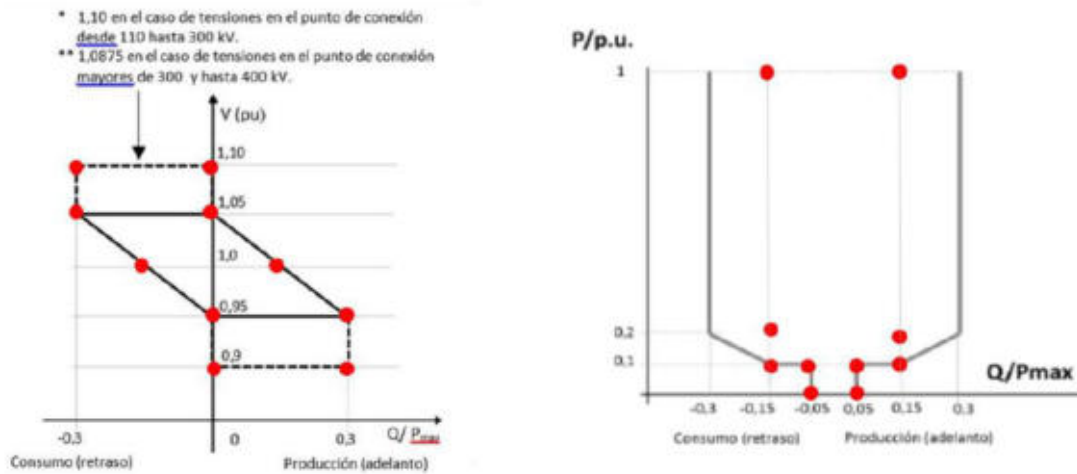


Figura 45. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima (derecha) según el procedimiento de modelado completo en PCR.

3 DATOS DE PARTIDA

3.1 DATOS INICIALES

El estudio considera la red eléctrica existente como un bus Slack junto con la planta fotovoltaica en el PCR (45 kV).

El estudio considera 37°C como temperatura ambiente de operación y diseño.

3.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Tensión nominal:	[kV]	0.8
Tipo de compensación	[]	Inversores fotovoltaicos
Número de unidades inversoras	[]	90
Potencia aparente @35°C	[KVA]	329.6 kVA@37°C
Potencia reactiva total (inductiva/capacitiva)	[kVAR]	+/-211.2 kVAR @ 1 p.u.
Número de etapas (inductivo/capacitivo)	[]	Reajuste sintonizado
Tamaño de las etapas (inductivo/capacitivo)	[Mvar/etapa]	N/A
Curva de capacidad de potencia reactiva		Completa
Ventana MPPT (@ 1pu @ 1fdp)	[Vdc]	880 - 1300

Tabla 1 Datos principales del inversor SUNGROW SG350HX

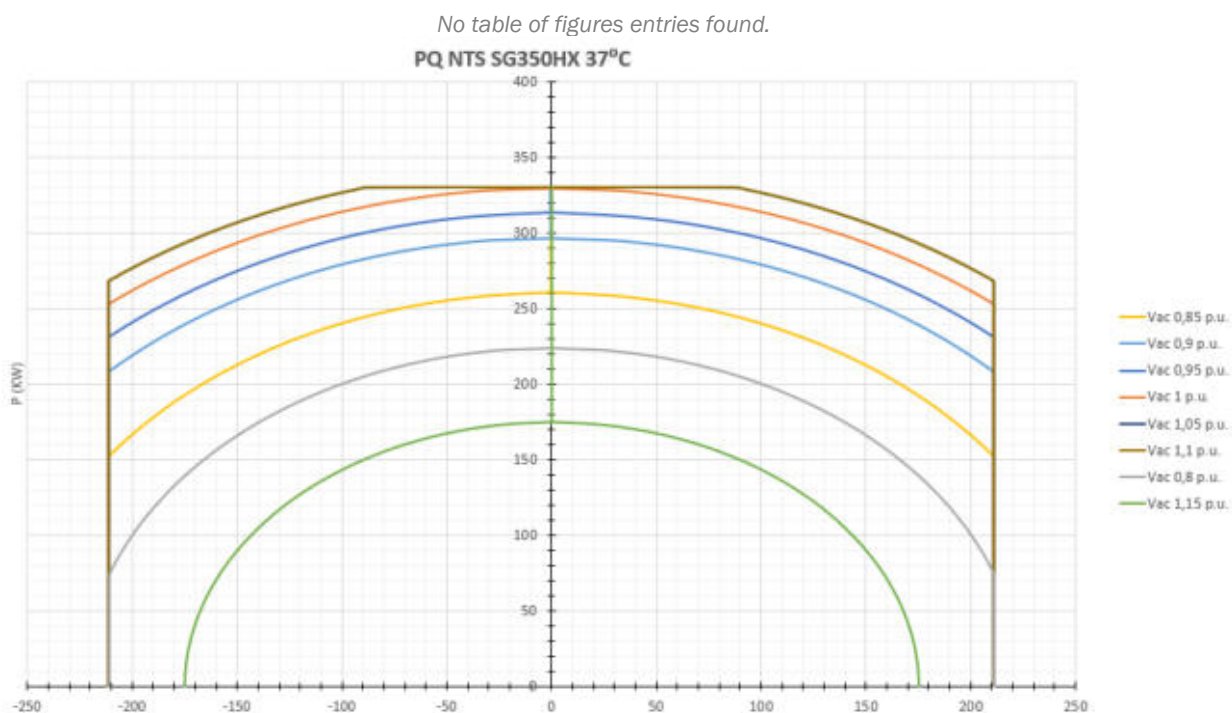


Figura 1 Curvas P/Q Inversor SUNGROW SG350HX

3.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LOS BLOQUES DE POTENCIA (PCS)

Tensiones Nominales:	[kV/kV]	45/0.8/0.8
Número de unidades	[]	3
Potencia Nominal @35°C	[MVA]	9600 @40°C
Número de devanados	[2-W,3-W]	3-W
Tipo de refrigeración	ONAN	ONAN
Tipo de conexión	[]	Ynd11d11
Impedancia de cortocircuito (Tap 3)	[%]	10% / 9% / 9% @-4.8 MVA
Pérdidas en el cobre Pk (Tap 3)	[kW]	64.026 / 40.957 / 40.957
Pérdidas en vacío P0	[kW]	9.6
Corriente de vacío	%	0.5
Cambiador de Etapas	tipo	NLTC
Número y tamaño de las etapas del cambiador de etapas	[+x, ± %, - y]	± 2,5 ± 5 % ± 7,5 % ± 10 %
Impedancia zero	[%]	9% / 8.1% / 8.1% @4.8 MVA
Ratio X0/R0	[]	7.43 / 10.5 / 10.5

Tabla 2 Datos principales del transformador MT 40/0.8/0.8 kV – 9.6 MVA

3.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES DE LOS BLOQUES DE POTENCIA

Tensiones Nominales:	[kV/kV]	0.8/0.4
Número de unidades	[]	3
Potencia Nominal	[kVA]	25
Número de devanados	[2-W,3-W]	2-W
Tipo de refrigeración	ONAN	ONAN
Tipo de conexión	[]	Dyn11
Impedancia de cortocircuito	[%]	3.5
Pérdidas en el cobre Pk	[kW]	0.225
Impedancia Zero de cortocircuito	[%]	3
Ratio X0/R0	[]	3.758
Pérdidas en vacío P0	[kW]	0.1
Corriente de vacío	[%]	2

Tabla 3 Datos principales del transformador de SSAA del Bloque de Potencia – 25 kVA

3.5 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN (LSMT) EN 45 KV

La siguiente Tabla muestra las principales características físicas y eléctricas del cableado de Media Tensión en 30 kV (240 mm²) empleados para las simulaciones.

Cable	Valores por km			
	R(Ω /Km) / R0(Ω /Km)	X(Ω /Km) / X0(Ω /Km)	C(μ F/Km) / C0(μ F/Km)	I _{max} (A)
240 mm ² - Al – 45 kV	0.045 @20°C	0.175070	0.053	341 UG / 367 AG
	/	/	/	
630 mm ² - Al – 45 kV	0.18	0.700281	0.053	728 UG / 950AG
	0.0469 @20°C	0.464	0.3	
	/	/	/	
	0.1876	1,856	0.3	

Tabla 4 Características eléctricas del cableado subterráneo de Media tensión 45 kV

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE BAJA TENSIÓN

La siguiente Tabla muestra las principales características físicas y eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión AI 0,6/1 kVac (1.5 kVdc) (400 mm²) empleados para las simulaciones.

Cable	Valores por km			Imax(A)
	R(Ω /Km) / R0(Ω /Km)	X(Ω /Km) / X0(Ω /Km)	C(μ F/Km) / C0(μ F/Km)	
SPS 01-A	0,001248 @20°C	0,004905	0,838411	4830
	/	/	/	
SPS 01-B	0,004992	0,019626	0,838411	4830
	0,001399 @20°C	0,005500	0,914299	
SPS 02-A	0,005596	0,022001	0,914299	4830
	0,001637 @20°C	0,006436	1,446715	
SPS 02-B	0,006548	0,025744	1,446715	4830
	0,001016 @20°C	0,003991	0,916426	
SPS 03-A	0,004062	0,015972	0,916426	4830
	0,000799 @20°C	0,003141	0,616786	
SPS 03-B	0,003195	0,012563	0,616786	4830
	0,001987 @20°C	0,007811	2,064893	
	0,007947	0,031248	2,064893	4830

Tabla 5 Características eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión 0,6/1 kVac (1,5 kVdc)

4 FLUJOS DE CARGA PEÑA RUBIA – 25.16 MWac

El presente apartado se centra en analizar los resultados de los diferentes flujos de cargas para distintos escenarios de operación de la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA – 25.16 MWac.

Los escenarios contemplados se recogen en la siguiente figura:

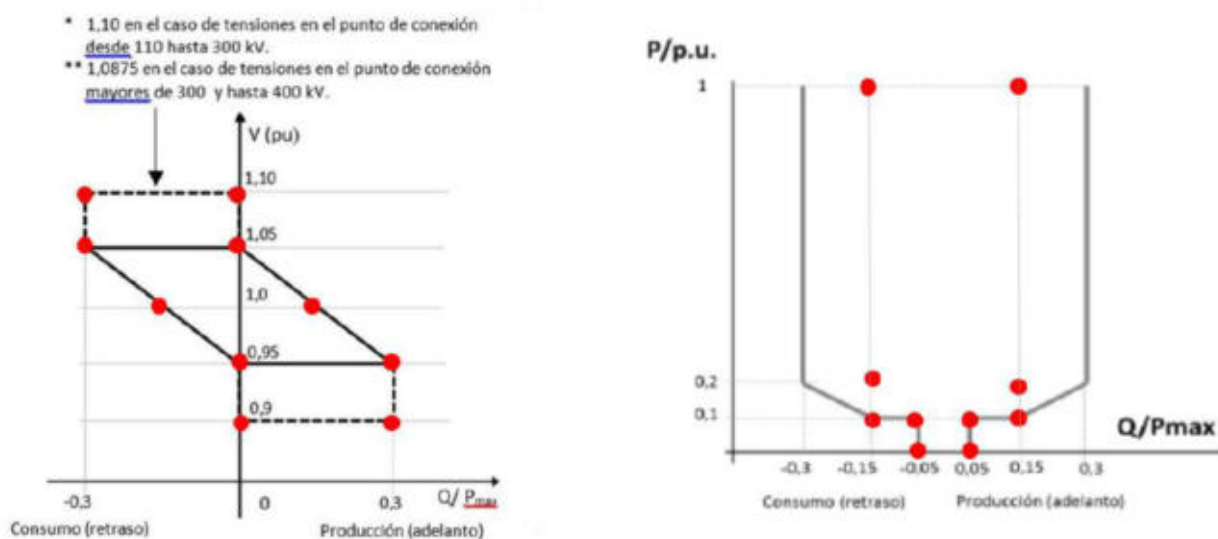


Figura 45. Representación gráfica de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima de los MGE (izquierda) y de los puntos de verificación de la capacidad de potencia reactiva a potencias activas menores de la capacidad máxima (derecha) según el procedimiento de modelado completo en PCR.

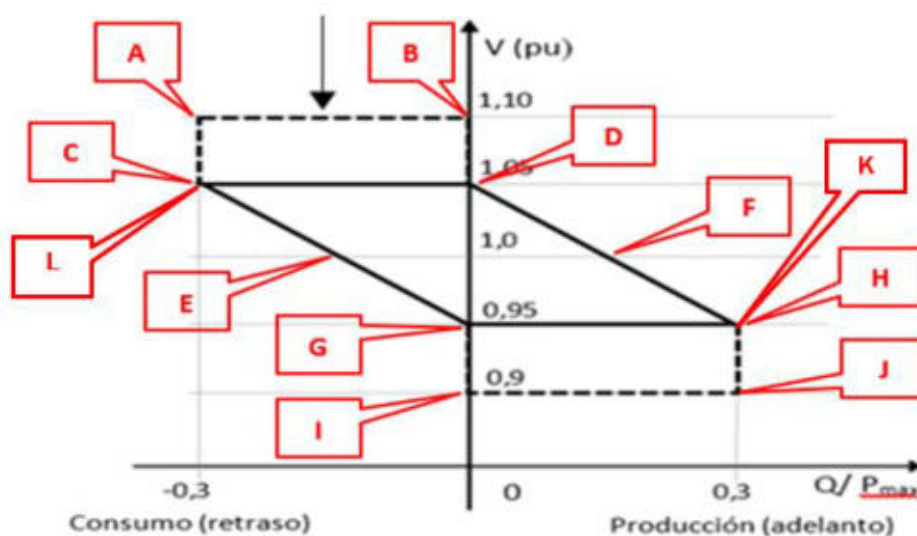


Figura 2 Requisitos de operación el PCR de PEÑA RUBIA

- **Escenario A, 25.16 MWac +7.548 MVAR** ($Q/P_{max} = -0.3$) en PCR, tensión en el PCR 1.1 p.u.
- **Escenario B, Tap en servicio (posición 1) 25.16 MWac 0 MVAR** ($Q/P_{max} = 0$) en PCR, tensión en el PCR 1.1 p.u.
- **Escenario C, 25.16 MWac +7.548 MVAR** ($Q/P_{max} = -0.3$) en PCR, tensión en el PCR 1.05 p.u.
- **Escenario D, 25.16 MWac 0 MVAR** ($Q/P_{max} = 0$) en PCR, tensión en el PCR 1.05 p.u.
- **Escenario E, 25.16 MWac +3.774 MVAR** ($Q/P_{max} = -0.15$) en PCR, tensión en el PCR 1 p.u.
- **Escenario F, 25.16 MWac -3.774 MVAR** ($Q/P_{max} = 0.15$) en PCR, tensión en el PCR 1 p.u.
- **Escenario G, 25.16 MWac 0 MVAR** ($Q/P_{max} = 0$) en PCR, tensión en el PCR 0.95 p.u.
- **Escenario H, 25.16 MWac -7.548 MVAR** ($Q/P_{max} = 0.3$) en PCR, tensión en el PCR 0.95 p.u.
- **Escenario I, 25.16 MWac 0 MVAR** ($Q/P_{max} = 0$) en PCR, tensión en el PCR 0.9 p.u.
- **Escenario J, 25.16 MWac -7.548 MVAR** ($Q/P_{max} = 0.3$) en PCR, tensión en el PCR 0.9 p.u.
- **Escenario K, 25.16 MWac -5.032 MVAR** ($Q/P_{max} = 0.2$) en PCR, tensión en el PCR 0.95 p.u.
- **Escenario L, 25.16 MWac +7.548 MVAR** ($Q/P_{max} = -0.3$) en PCR, tensión en el PCR 1.05 p.u.

Nota: para la resolución de los distintos flujos de carga se ha tenido en cuenta la potencia pico instalada en cada uno de los inversores, de este modo, aquellos con mayor potencia pico instalada proporcionarán una mayor potencia activa de salida y, por tanto, tendrán una capacidad menor de participar en la regulación de potencia reactiva en caso de ser requerido (saturación del inversor).

Subcampo	Estación Transform.	Inversor SG350H X	INVERSOR 24 strings	INVERSOR 23 strings	INVERSOR 22 strings	INVERSOR 21 strings	INVERSOR 20 strings	INVERSOR 19 strings	INVERSOR 17 strings
PV-1	Meins SPS-10560-52	30	12		9	1	2	4	2
PV-2	Meins SPS-10560-52	30	2	10	4	8	1	5	
PV-3	Meins SPS-10560-52	30	6	7		13	4		

Las siguientes tablas recogen los escenarios arriba tabulados.

26 Modulos/string de 655 Wp												
Anexo	Escenario de Operación	PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR)				TERMINALES DE SALIDA DE LOS INVERSORES (SE MUESTRAN LOS RESULTADOS DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO CON MAYOR TENSIÓN EN SUS TERMINALES)					TRANSFORMADOR DE MT/BT	
		Q/Pmax at PCR	Tensión en PCR (p.u./kV)	Potencia Activa en PCR (MW)	Potencia Reactiva en PCR (MVA _r)	Potencia Activa a la salida de los inversores (MW)	Potencia Reactiva a la salida de los inversores (MW)	Corriente a la Salida de los Inversores (kA)	Tensión en terminales de los Inversores (pu)	Factor de Potencia en Terminales de los Inversores	Posición del tap del transformador de MT/BT	Relación de transformación del Transformador de MT7BT
Anexo 2	A	-0,3	1.1 / 49.5	25.16	7.548	1,4517	-0,0847	0,9843	1,0982	0,9692	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 3	B	0	1.1 / 49.5	25.16	0	1,5000	0,0090	0,9730	1,1128	0,9996	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 4	C	-0,3	1.05 / 47.25	25.16	7.548	1,4560	-0,0777	1,0270	1,0504	0,9740	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 5	D	0	1.05 / 47.25	25.16	0	1,4497	0,0123	0,9593	1,0913	0,9993	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 6	E	-0,15	1.00 / 45	25.16	3.774	1,4563	-0,0263	1,0293	1,0242	0,9969	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 7	F	0,15	1.00 / 45	25.16	-3.774	1,4540	0,0673	1,0033	1,0670	0,9802	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 8	G	0	0.95 / 42.75	25.16	0	1,4593	0,0270	1,0563	1,0003	0,9967	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 9	H	0,3	0.95 / 42.75	25.16	-7.548	1,4620	0,1247	1,0780	1,0542	0,9365	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 10	I	0	0.9 / 40.5	25.16	0	1,4653	0,0353	1,1127	0,9558	0,9944	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 11	J	0,3	0.9 / 40.5	25.16	-7.548	1,4687	0,1330	1,1380	1,0028	0,9287	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 12	K	0,2	0.95 / 42.75	25.16	-5.032	1,4600	0,0913	10,6033	1,0302	0,9645	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV
Anexo 13	L	-0,3	1.05 / 47.25	25.16	7.548	1,4560	-0,0777	1,0270	1,0504	0,9740	1	45,675 / 0,8 / 0,8 kV

Tabla 6 Escenarios de Flujos de carga de PSFV PEÑA RUBIA

5 CURVAS P/Q DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25.16 MWAC

Para este análisis se ha empleado el software de sistemas eléctricos de potencia DigSILENT, y en particular las curvas operacionales P/Q en los terminales de las máquinas dependientes de la tensión facilitadas por SUNGROW.

El presente apartado tiene como objetivo evaluar las curvas P/Q de la planta fotovoltaica (PEÑA RUBIA) exhibidas en el PCR en 45 kV.

5.1 UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA CON INVERSOR SUNGROW SG350HX/ 90 UNIDADES

- Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV, situado en barras de 45 kV de la SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45 kV.
- Las curvas P/Q empleadas para cada inversor se corresponden con las facilitadas por SUNGROW.
- 90 inversores SUNGROW SG350HX / 329.6 kVA@37°C de potencia nominal cada uno. Potencia total instalada 29,664 MVA@37°C.
- El tap de los transformadores de Media Tensión (45/0.8/0.8 kV) se encuentra en la posición: 0.
- Requerimientos de potencia activa Pmax en PCR @45 kV = 25.16 MW.

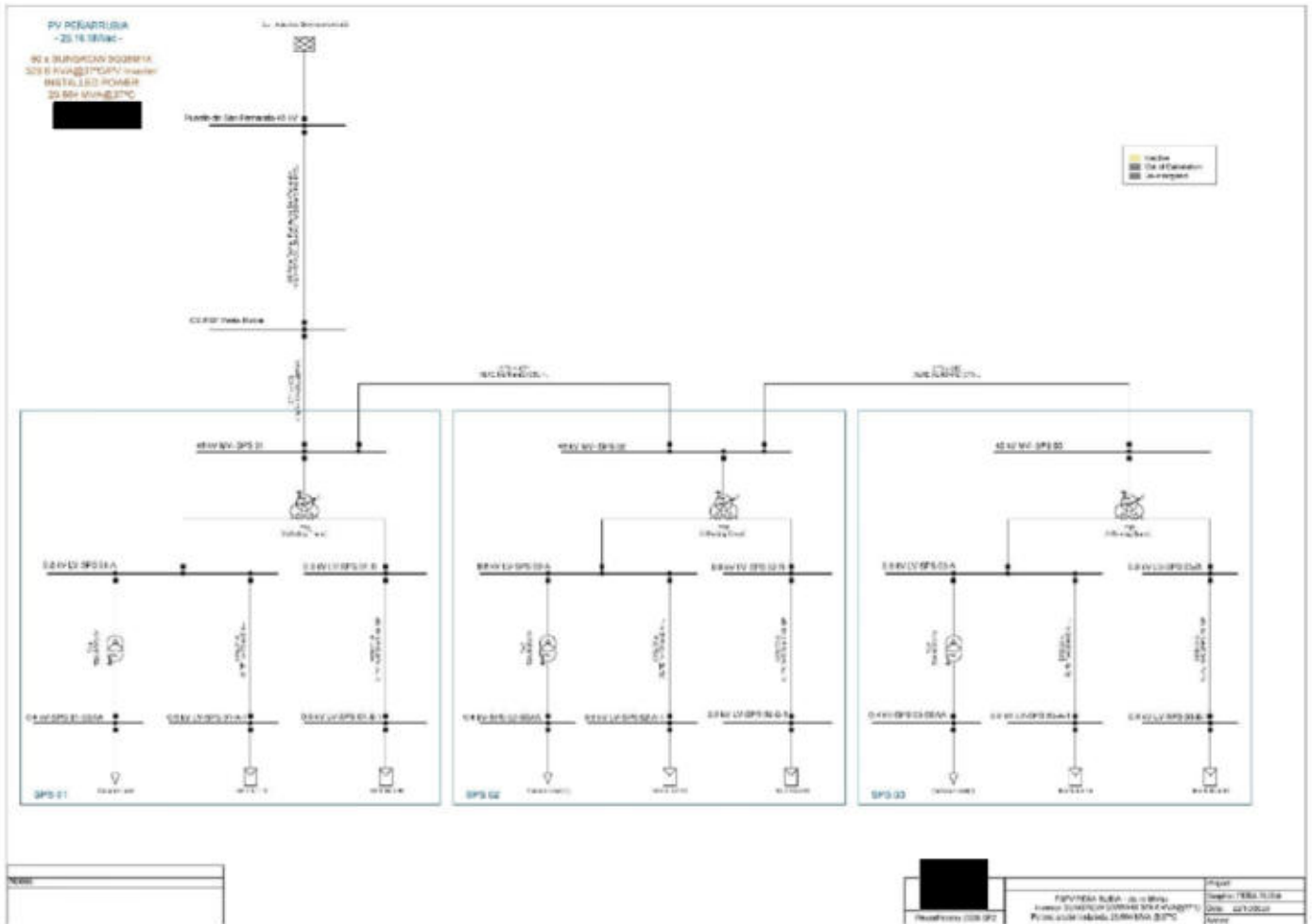


Figura 3 Unifilar PEÑA RUBIA SUNGROW SG350HX /329.6 kVA@37°C

5.2 CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 1 P.U. @PCR

- Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV, situado en barras de 45 kV de la SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV.
- Las curvas P/Q empleadas para cada inversor se corresponden con las facilitadas por SUNGROW.
- 90 inversores SUNGROW SG350HX / 329.6 kVA@37°C de potencia nominal cada uno. Potencia total instalada 29.664 MVA@37°C.
- Tensión en Punto de Conexión a Red (PCR), 1 p.u. (45 kV).
- El tap de los transformadores de Media Tensión (45/0.8/0.8 kV) se encuentra en la posición: 1
- Requerimientos de potencia reactiva Q/P_{max} en PCR @45 kV = - 0.15/+0.15 @25.16 MW base.
- Requerimientos de potencia activa P_{max} en PCR @45 kV = 25.16 MW.

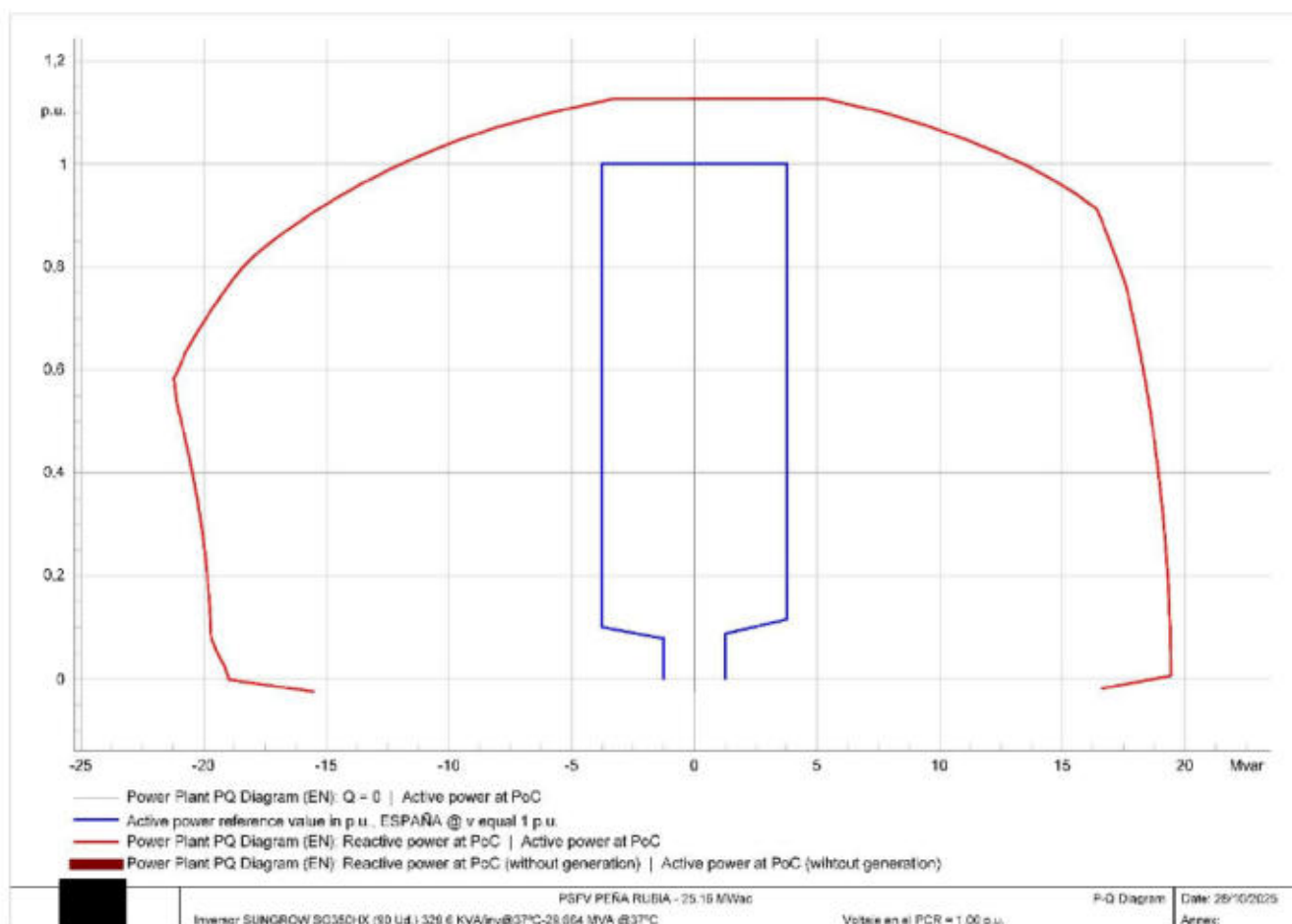


Figura 4 Curva P/Q @PCR. Tensión 1 pu

Curva P/Q @PCR. Tensión 1 pu @PCR (45 kV)
 Requerimientos de potencia reactiva @PCR = +/- 3.774 MVAR
 Requerimientos de potencia activa @PCR = 25.16 MW

5.3 CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 1.05 P.U. @PCR

- Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV, situado en barras de 45 kV de la SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV.
- Las curvas P/Q empleadas para cada inversor se corresponden con las facilitadas por SUNGROW.
- 90 inversores SUNGROW SG350HX / 329.6 kVA@37°C de potencia nominal cada uno. Potencia total instalada 29.664 MVA@37°C.
- Tensión en Punto de Conexión a Red (PCR), 1.05 p.u. (47.25 kV).
- El tap de los transformadores de Media Tensión (45/0.8/0.8 kV) se encuentra en la posición: 1.
- Requerimientos de potencia reactiva Q/Pmax en PCR @45 kV = - 0.15/+0.15 @25.16 MW base.
- Requerimientos de potencia activa Pmax en PCR @45 kV = 25.16 MW.

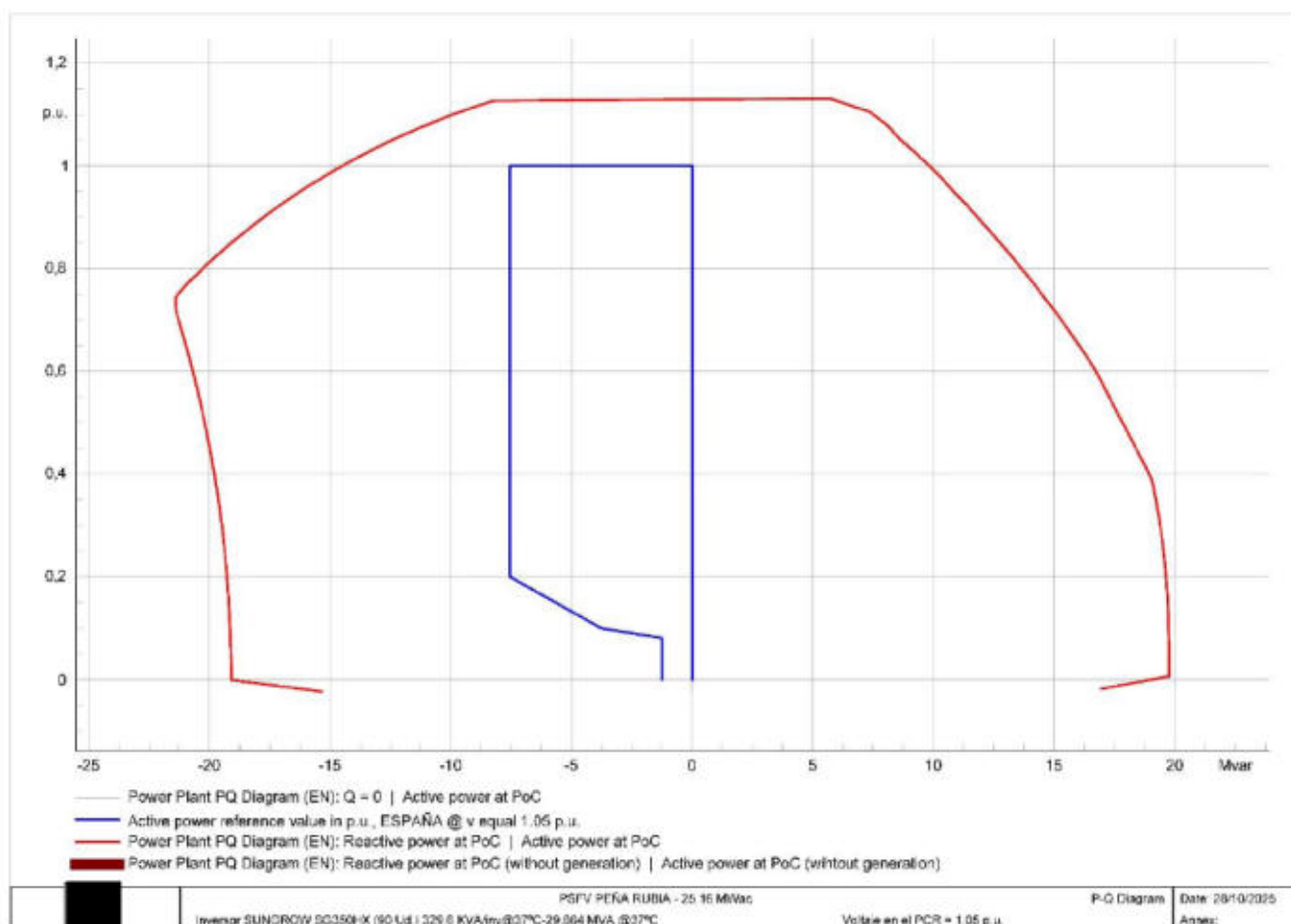


Figura 5 Curva P/Q @PCR. Tensión 1.05 pu

Curva P/Q @PCR. Tensión 1.05 pu @PCR (47.25 kV)
 Requerimientos de potencia reactiva @PCR = +7.548 /+0 MVAR
 Requerimientos de potencia activa @PCR = 25.16 MW

5.4 CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 0.95 P.U. @PCR

- Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV, situado en barras de 45 kV de la SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV.
- Las curvas P/Q empleadas para cada inversor se corresponden con las facilitadas por SUNGROW.
- 90 inversores SUNGROW SG350HX / 329.6 kVA@37°C de potencia nominal cada uno. Potencia total instalada 29.664 MVA@37°C.
- Tensión en Punto de Conexión a Red (PCR), 0.95 p.u. (42.75 kV).
- El tap de los transformadores de Media Tensión (45/0.8/0.8 kV) se encuentra en la posición: 1.
- Requerimientos de potencia reactiva Q/P_{max} en PCR @45 kV = - 0.15/+0.15 @25.16 MW base.
- Requerimientos de potencia activa P_{max} en PCR @45 kV = 25.16 MW.

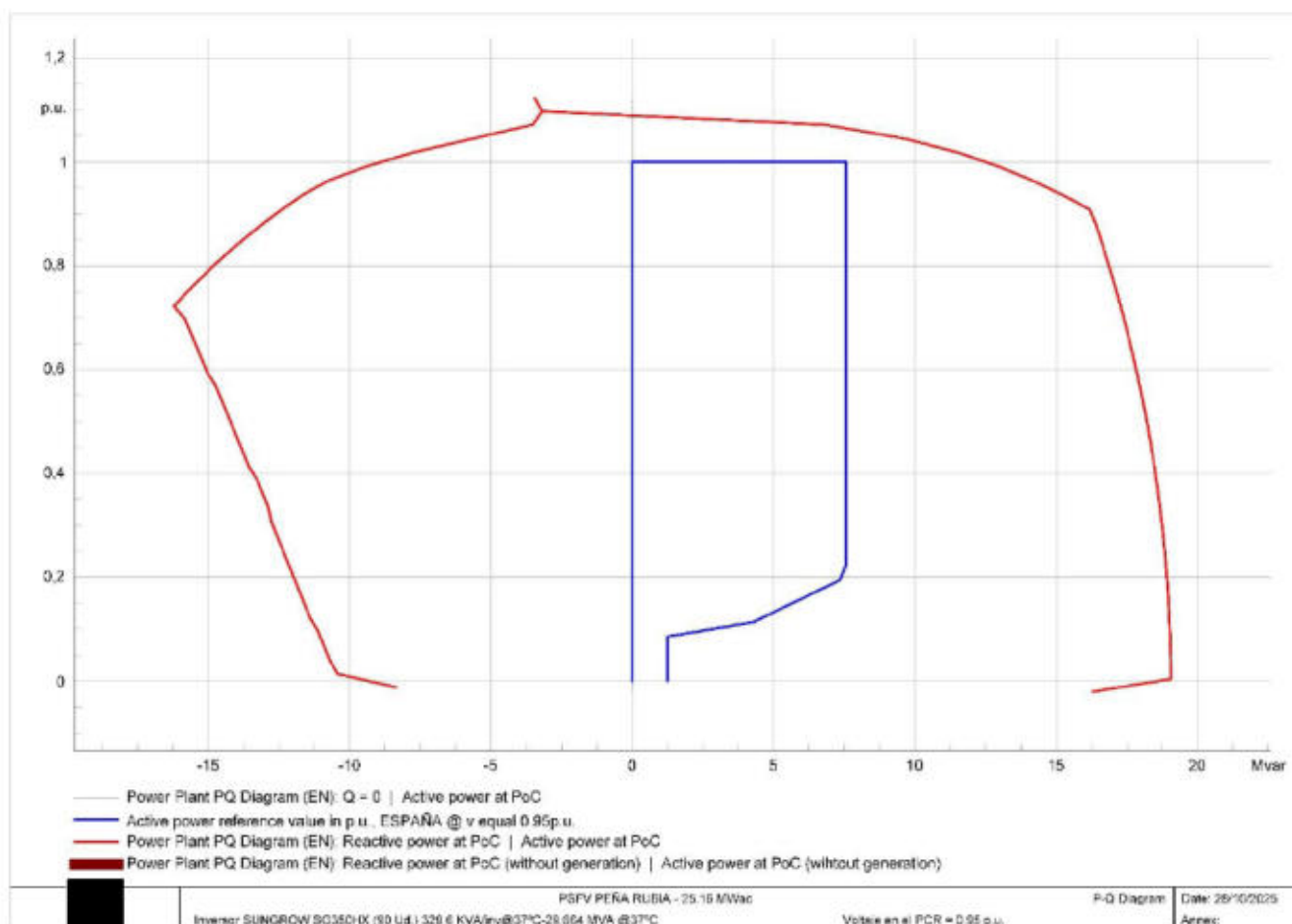


Figura 6 Curva P/Q @PCR. Tensión 0.95 pu

Curva P/Q @PCR. Tensión 0.95 pu @PCR (42.75 kV)
 Requerimientos de potencia reactiva @PCR = 0/-7.548 MVAR
 Requerimientos de potencia activa @PCR = 25.16 MW

5.5 CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 1.1 P.U. @PCR

- Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV, situado en barras de 45 kV de la SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV.
- Las curvas P/Q empleadas para cada inversor se corresponden con las facilitadas por SUNGROW.
- 90 inversores SUNGROW SG350HX / 329.6 kVA@37°C de potencia nominal cada uno. Potencia total instalada 29.664 MVA@37°C.
- Tensión en Punto de Conexión a Red (PCR), 1.1 p.u. (49.5 kV).
- El tap de los transformadores de Media Tensión (45/0.8/0.8 kV) se encuentra en la posición: 1.
- Requerimientos de potencia reactiva Q/P_{max} en PCR @45 kV = - 0.15/+0.15 @25.16 MW base.
- Requerimientos de potencia activa P_{max} en PCR @45 kV = 25.16 MW.

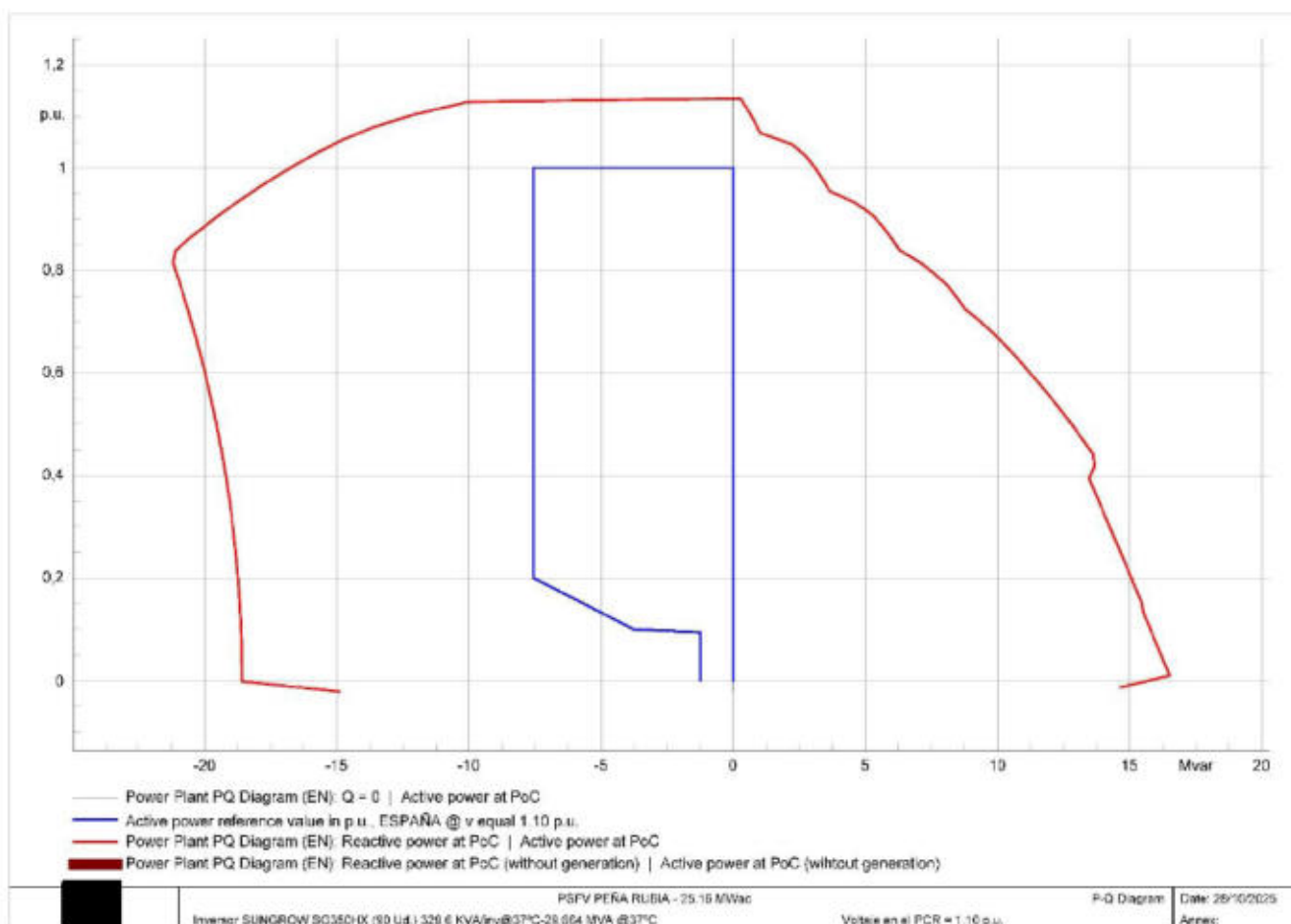


Figura 7 Curva P/Q @PCR. Tensión 1.1 pu

Curva P/Q @PCR. Tensión 1.1 pu @PCR (49.5 kV)
 Requerimientos de potencia reactiva @PCR = +7.548 / 0 MVAR
 Requerimientos de potencia activa @PCR = 25.16 MW

5.6 CURVAS PQ EN PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) – PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) 0.9 P.U. @PCR

- Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV, situado en barras de 45 kV de la SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV.
- Las curvas P/Q empleadas para cada inversor se corresponden con las facilitadas por SUNGROW.
- 90 inversores SUNGROW SG350HX / 329.6 kVA@37°C de potencia nominal cada uno. Potencia total instalada 29.664 MVA@37°C.
- Tensión en Punto de Conexión a Red (PCR), 0.9 p.u. (40.5 kV).
- El tap de los transformadores de Media Tensión (45/0.8/0.8 kV) se encuentra en la posición: 1.
- Requerimientos de potencia reactiva Q/P_{max} en PCR @45 kV = - 0.15/+0.15 @25.16 MW base.
- Requerimientos de potencia activa P_{max} en PCR @45 kV = 25.16 MW.

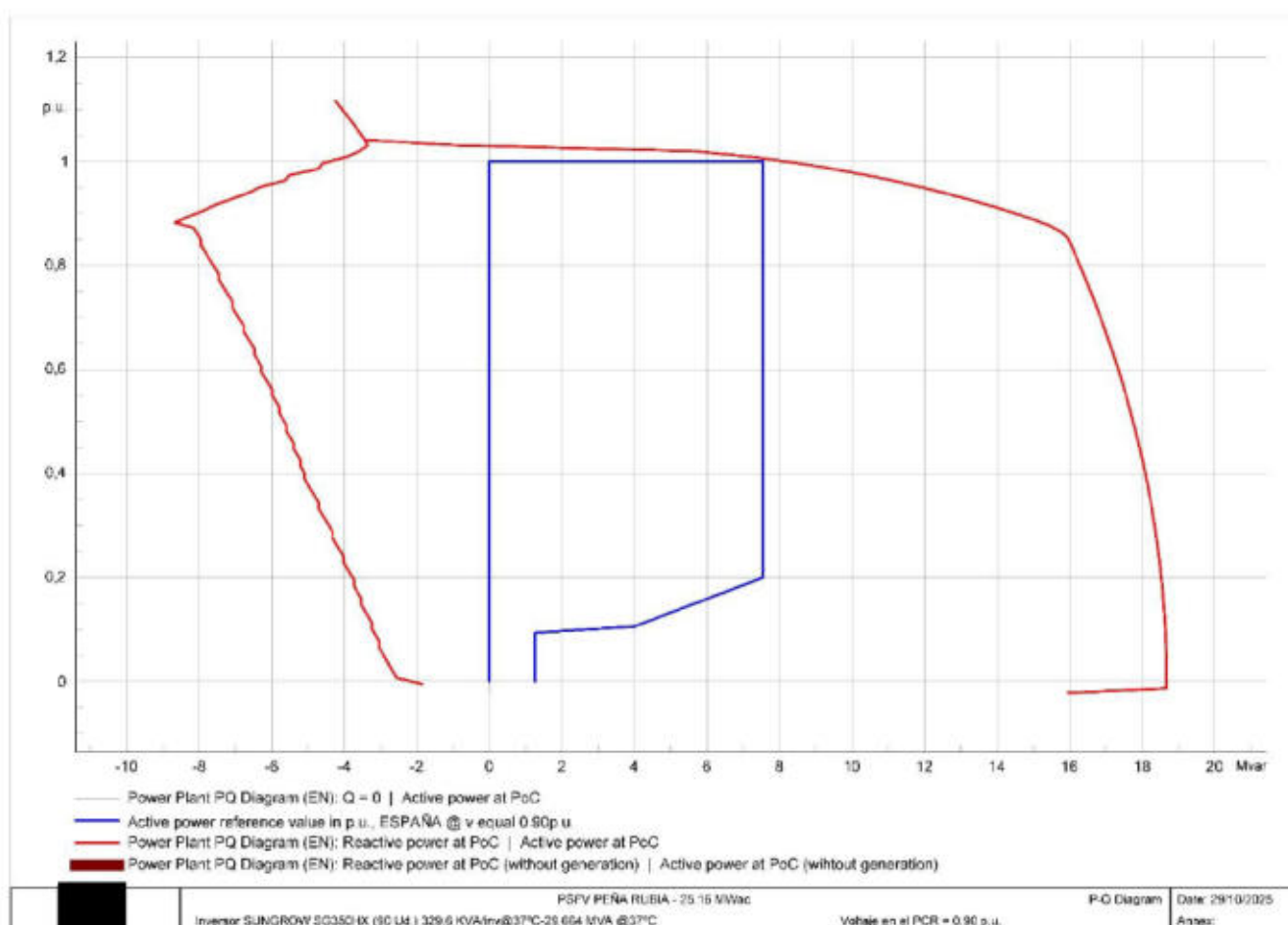


Figura 8 Curva P/Q @PCR. Tensión 0.9 pu

Curva P/Q @PCR. Tensión 0.9 pu @PCR (40.5 kV)
 Requerimientos de potencia reactiva @PCR = +0/-7.548 MVAR
 Requerimientos de potencia activa @PCR = 25.16 MW

6 CONCLUSIONES

Se puede concluir a la luz de los resultados expuestos en este documento que la Planta Fotovoltaica denominada PEÑA RUBIA de 25.16 MWac es capaz de cumplir con cualquier escenario de operación requerido para todo el rango de tensiones admisibles establecido en la Orden TED/749/2020 de 16 de Julio y de forma complementaria en la Norma Técnica de Supervisión-V2.1 (09/07/21), siempre que el NLTC del transformador de tres devanados se encuentre en la posición 1.

En los escenarios K y L, el tap habitual se ha situado en la posición 1 para tensiones de 0.95 p.u. y 1.05 p.u. con el objetivo de:

- Proveer la potencia reactiva tanto de absorción como de inyección para todo el rango de tensión prescrito en la Orden TED/749/2020, para la misma posición del tap, compatible con una respuesta rápida dentro de los umbrales provistos en la citada Orden.
- Proveer la potencia reactiva en los niveles que establece la Norma Técnica de Supervisión.
- No superar en los terminales de los inversores las tensiones por encima de 1.1 p.u. @800 Vac base.
- Se ha de remarcar que en operación real el set point del NLTC del transformador principal 45/0.8/0.8 kV se encontrará ajustado a 1 p.u.

ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA FOTVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25,16 MWAC

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR



CS PSF Peña Rubia

CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
RHZ1+RA+2OL 26/45KV 1x630mm² KAI H165

CT1 -> CS
+RA+2OL 26/45KV...

CT2 -> CT1
XLPE 1x240mm² (CT2->...)

CT3 a CT2
XLPE 1x240mm² (CT3->...)

45 kV MV- SPS 01

45 kV MV- SPS 02

45 kV MV- SPS 03



0.8 kV LV-SPS 01-A

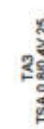
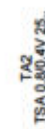
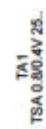
0.8 kV LV-SPS 01-B

0.8 kV LV-SPS 02-A

0.8 kV LV-SPS 02-B

0.8 kV LV-SPS 03-A

0.8 kV LV-SPS 03-B



SPS 01-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 01-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

SPS 02-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 02-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

SPS 03-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 03-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

0.4 kV-SPS 01-SSAA

0.8 kV LV-SPS 01-A-1

0.8 kV LV-SPS 01-B-1

0.4 kV-SPS 02-SSAA

0.8 kV LV-SPS 02-A-1

0.8 kV LV-SPS 02-B-1

0.4 kV-SPS 03-SSAA

0.8 kV LV-SPS 03-A-1

0.8 kV LV-SPS 03-B-1

SPS 01

General Load

INV 1.1-1.15

INV 1.16-1.30

SPS 02

General Load(1)

INV 2.1-2.15

INV 2.16-2.30

SPS 03

General Load(2)

INV 3.1-3.15

INV 3.16-3.30

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 29/10/2025 Annex:

ANEXO 2: FLUJO DE CARGAS - ESCENARIO A: TENSIÓN 1.1 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR, Q/PMAX=-0.3. SET POINT NLTC 1

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

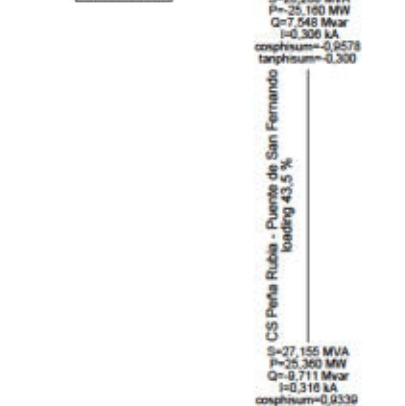
90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=26,268 MVA
P=-25,160 MW
Q=7,548 Mvar
I=0,306 kA
cosphisum=-0,9578
tanphisum=-0,300

Puente de San Fernando 45 kV
U=28,56 kV
u=1,000 p.u.
phi=0,0 deg

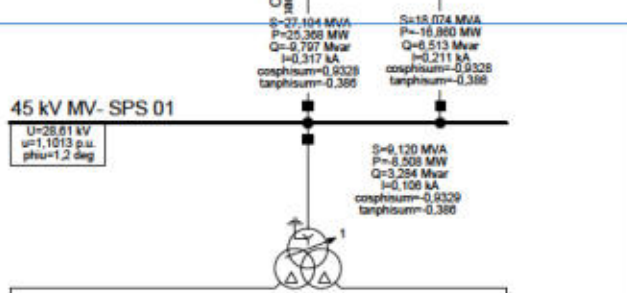


CS PSF Peña Rubia
U=28,81 kV
u=1,013 p.u.
phi=1,1 deg

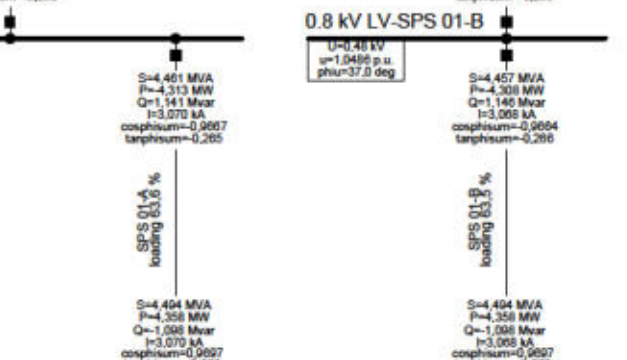


CT2 -> CT1
loading 61,8 %

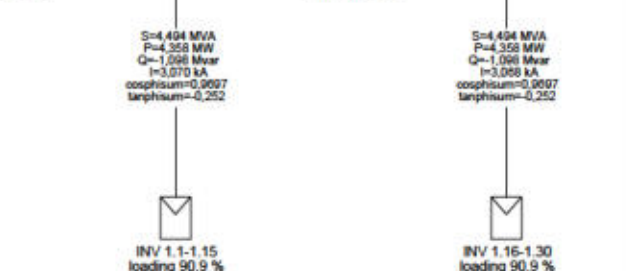
CT3 a CT2
loading 30,8 %



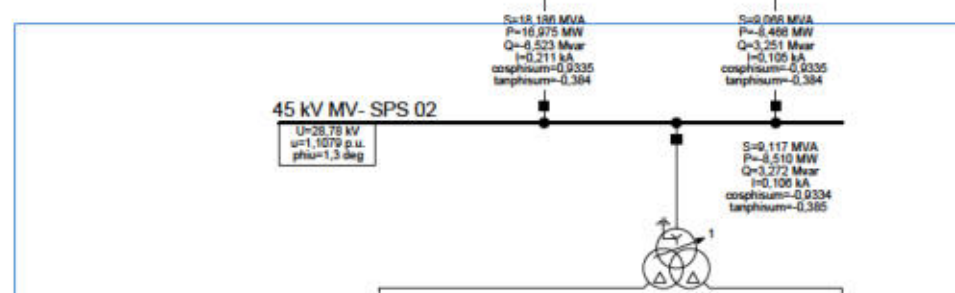
45 kV MV-SPS 01
U=28,81 kV
u=1,013 p.u.
phi=1,2 deg



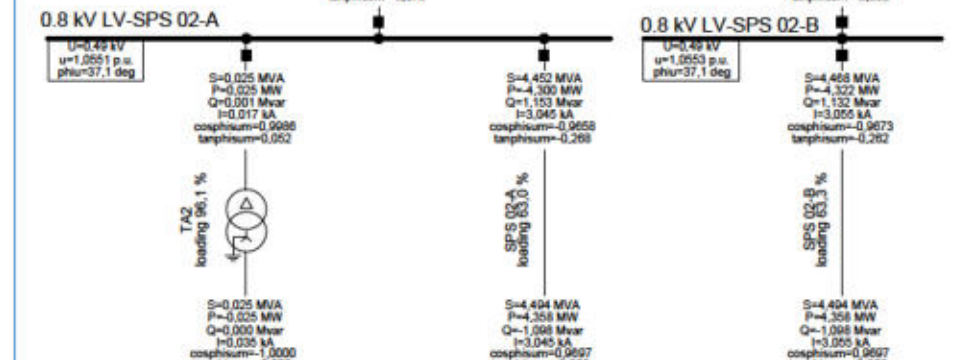
0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,48 kV
u=1,0488 p.u.
phi=37,0 deg



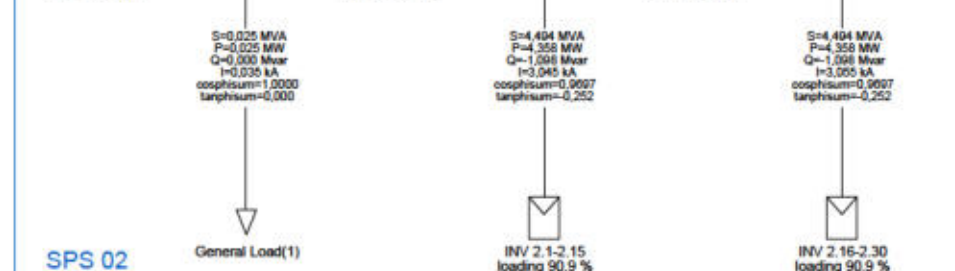
0.4 kV SPS 01-SSAA
U=0,24 kV
u=1,0291 p.u.
phi=65,2 deg



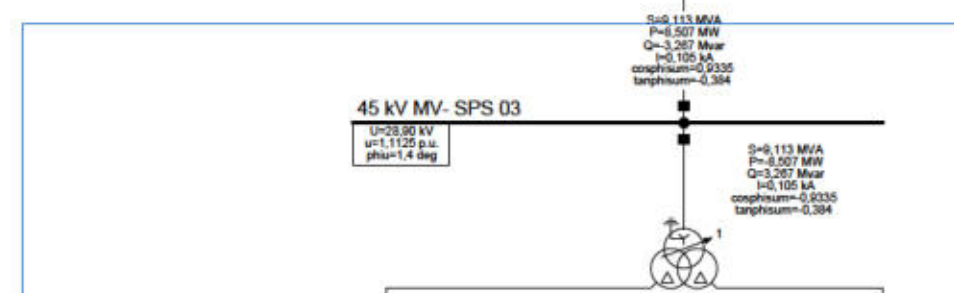
45 kV MV-SPS 02
U=28,78 kV
u=1,0179 p.u.
phi=1,3 deg



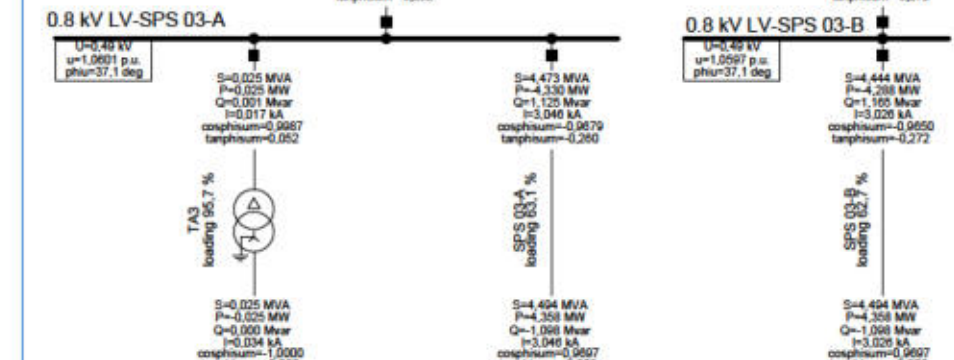
0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,48 kV
u=1,0551 p.u.
phi=37,1 deg



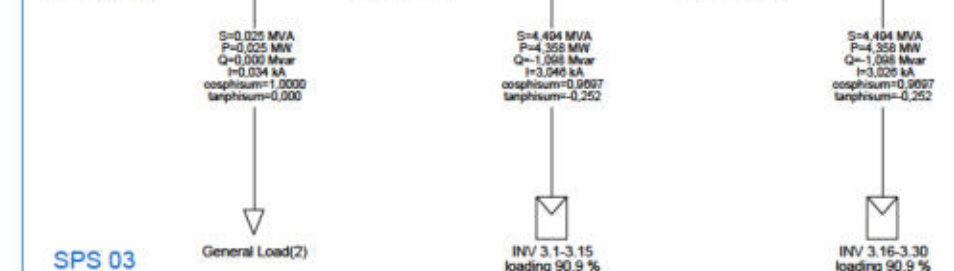
0.4 kV SPS 02-SSAA
U=0,24 kV
u=1,0456 p.u.
phi=65,3 deg



45 kV MV-SPS 03
U=28,80 kV
u=1,1125 p.u.
phi=1,4 deg



0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,48 kV
u=1,0601 p.u.
phi=37,1 deg



0.4 kV SPS 03-SSAA
U=0,24 kV
u=1,0506 p.u.
phi=65,4 deg

SPS 01
General Load
INV 1.1-1.15 loading 90,9 %
INV 1.16-1.30 loading 90,9 %

SPS 02
General Load(1)
INV 2.1-2.15 loading 90,9 %
INV 2.16-2.30 loading 90,9 %

SPS 03
General Load(2)
INV 3.1-3.15 loading 90,9 %
INV 3.16-3.30 loading 90,9 %

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 28/10/2025
		Annex:

ANEXO 3: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO B: TENSIÓN 1.1 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MWac@PCR, Q/PMAX=0. SET POINT NLTC 1

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=26,065 MVA
P=-26,065 MW
Q=-0,000 Mvar
I=0,304 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

Puente de San Fernando 45 kV
U=28,58 kV
u=1,000 p.u.
phi=0,0 deg

CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
loading 41,9 %
S=26,347 MVA
P=-26,298 MW
Q=-2,198 Mvar
I=0,305 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

CS PSF Peña Rubia
U=28,77 kV
u=1,072 p.u.
phi=1,0 deg

CT2 -> CT1
loading 59,5 %

CT3 a CT2
loading 29,7 %

45 kV MV- SPS 01
U=28,77 kV
u=1,075 p.u.
phi=1,1 deg

45 kV MV- SPS 02
U=28,92 kV
u=1,142 p.u.
phi=1,1 deg

45 kV MV- SPS 03
U=29,07 kV
u=1,191 p.u.
phi=1,1 deg

T01 loading 85,5 %
S=4,433 MVA
P=4,432 MW
Q=0,078 Mvar
I=2,948 kA
cosphisum=0,9998
tanphisum=0,018

T02 loading 85,2 %
S=4,421 MVA
P=4,420 MW
Q=0,080 Mvar
I=2,939 kA
cosphisum=0,9999
tanphisum=0,015

T03 loading 84,5 %
S=4,448 MVA
P=4,448 MW
Q=0,087 Mvar
I=2,922 kA
cosphisum=0,9998
tanphisum=0,021

0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,50 kV
u=1,0853 p.u.
phi=36,8 deg

0.8 kV LV-SPS 01-B
U=0,50 kV
u=1,0853 p.u.
phi=36,8 deg

0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,50 kV
u=1,0918 p.u.
phi=36,7 deg

0.8 kV LV-SPS 02-B
U=0,50 kV
u=1,0920 p.u.
phi=36,7 deg

0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,51 kV
u=1,0998 p.u.
phi=36,7 deg

0.8 kV LV-SPS 03-B
U=0,51 kV
u=1,0994 p.u.
phi=36,7 deg

0.4 kV-SPS 01-SSAA
U=0,25 kV
u=1,0781 p.u.
phi=65,1 deg

0.8 kV LV-SPS 01-A-1
U=0,51 kV
u=1,0858 p.u.
phi=37,3 deg

0.8 kV LV-SPS 01-B-1
U=0,51 kV
u=1,0876 p.u.
phi=37,3 deg

0.4 kV-SPS 02-SSAA
U=0,25 kV
u=1,0827 p.u.
phi=65,1 deg

0.8 kV LV-SPS 02-A-1
U=0,51 kV
u=1,1054 p.u.
phi=37,4 deg

0.8 kV LV-SPS 02-B-1
U=0,51 kV
u=1,1098 p.u.
phi=37,1 deg

0.4 kV-SPS 03-SSAA
U=0,25 kV
u=1,0877 p.u.
phi=65,1 deg

0.8 kV LV-SPS 03-A-1
U=0,51 kV
u=1,1035 p.u.
phi=37,5 deg

0.8 kV LV-SPS 03-B-1
U=0,51 kV
u=1,1128 p.u.
phi=37,5 deg

SPS 01
General Load

INV 1.1-1.15
loading 91,1 %

INV 1.16-1.30
loading 91,1 %

SPS 02
General Load(1)

INV 2.1-2.15
loading 91,1 %

INV 2.16-2.30
loading 91,1 %

SPS 03
General Load(2)

INV 3.1-3.15
loading 91,1 %

INV 3.16-3.30
loading 91,1 %

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 28/10/2025
		Annex:

**ANEXO 4: FLUJO DE CARGAS - ESCENARIO C: TENSIÓN
1.05 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR,
Q/PMAX=-0.3. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

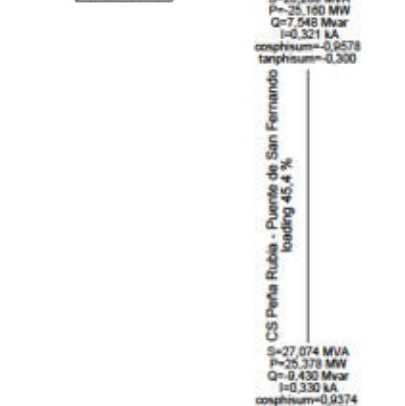
90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=26,268 MVA
P=-25,160 MW
Q=7,548 Mvar
I=0,321 kA
cosphisum=-0,9578
tanphisum=-0,300

Puente de San Fernando 45 kV
U=27,26 kV
u=1,0500 p.u.
phi=0,0 deg



S=27,074 MVA
P=-25,378 MW
Q=9,430 Mvar
I=0,330 kA
cosphisum=0,9374
tanphisum=0,372

CT2 -> CT1
loading 64,5 %

CT3 a CT2
loading 32,2 %

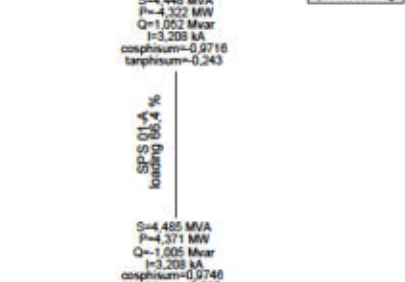
45 kV MV- SPS 01
U=27,32 kV
u=1,0515 p.u.
phi=1,3 deg



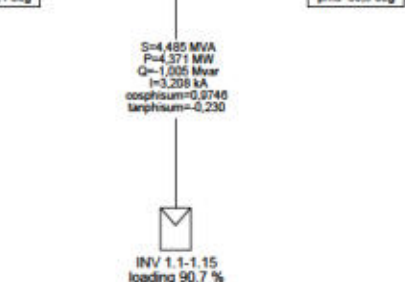
S=4,424 MVA
P=4,296 MW
Q=1,053 Mvar
I=3,191 kA
cosphisum=0,9712
tanphisum=0,245

S=4,444 MVA
P=4,316 MW
Q=1,055 Mvar
I=3,205 kA
cosphisum=0,9713
tanphisum=0,245

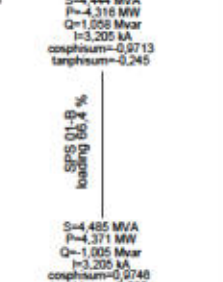
0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,46 kV
u=1,0006 p.u.
phi=37,7 deg



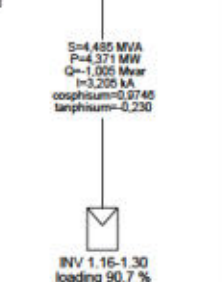
0.4 kV-SPS 01-SSAA
U=0,23 kV
u=0,9906 p.u.
phi=65,8 deg



0.8 kV LV-SPS 01-B
U=0,46 kV
u=1,0005 p.u.
phi=37,7 deg



0.8 kV LV-SPS 01-B-1
U=0,47 kV
u=1,0069 p.u.
phi=38,6 deg



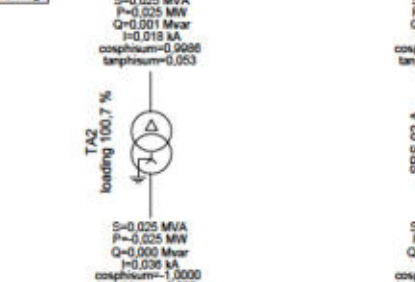
45 kV MV- SPS 02
U=27,50 kV
u=1,0594 p.u.
phi=1,4 deg



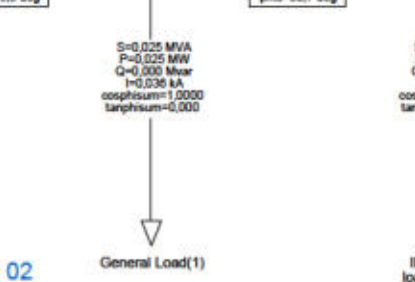
S=4,413 MVA
P=4,282 MW
Q=1,067 Mvar
I=3,179 kA
cosphisum=0,9703
tanphisum=0,249

S=4,455 MVA
P=4,331 MW
Q=1,043 Mvar
I=3,191 kA
cosphisum=0,9722
tanphisum=0,241

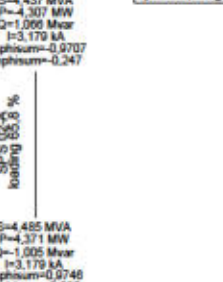
0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,47 kV
u=1,0074 p.u.
phi=37,8 deg



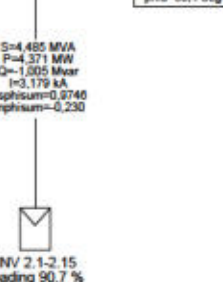
0.4 kV-SPS 02-SSAA
U=0,23 kV
u=0,9974 p.u.
phi=65,8 deg



0.8 kV LV-SPS 02-B
U=0,47 kV
u=1,0076 p.u.
phi=37,8 deg



0.8 kV LV-SPS 02-B-1
U=0,47 kV
u=1,0144 p.u.
phi=38,4 deg



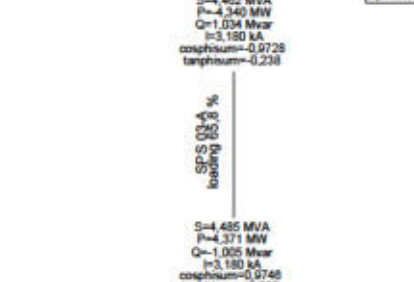
45 kV MV- SPS 03
U=27,62 kV
u=1,0632 p.u.
phi=1,5 deg



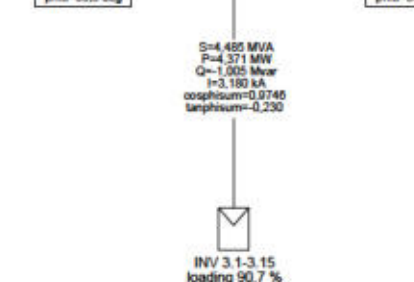
S=4,437 MVA
P=4,315 MW
Q=1,036 Mvar
I=3,180 kA
cosphisum=0,9724
tanphisum=0,240

S=4,428 MVA
P=4,295 MW
Q=1,078 Mvar
I=3,157 kA
cosphisum=0,9699
tanphisum=0,251

0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,47 kV
u=1,0126 p.u.
phi=37,8 deg



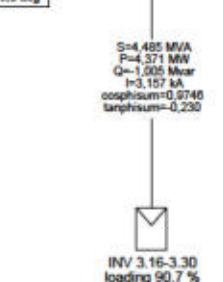
0.4 kV-SPS 03-SSAA
U=0,23 kV
u=1,0027 p.u.
phi=65,9 deg



0.8 kV LV-SPS 03-B
U=0,47 kV
u=1,0122 p.u.
phi=37,8 deg



0.8 kV LV-SPS 03-B-1
U=0,47 kV
u=1,0255 p.u.
phi=39,0 deg



SPS 01
General Load
INV 1.1-1.15 loading 90,7 %
INV 1.16-1.30 loading 90,7 %

SPS 02
General Load(1)
INV 2.1-2.15 loading 90,7 %
INV 2.16-2.30 loading 90,7 %

SPS 03
General Load(2)
INV 3.1-3.15 loading 90,7 %
INV 3.16-3.30 loading 90,7 %

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 28/10/2025
		Annex:

**ANEXO 5: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO D: TENSIÓN
1.05 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR,
Q/PMAX=0. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

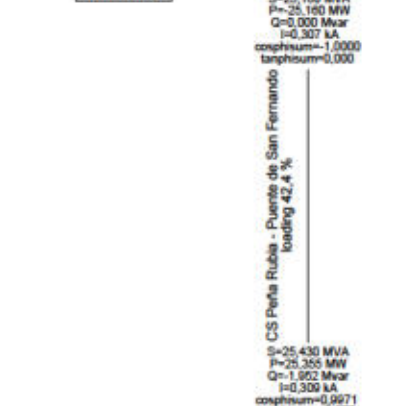
90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=25,160 MVA
P=-25,160 MW
Q=-0,000 Mvar
I=0,307 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,0000

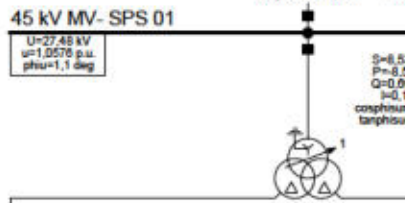
Puente de San Fernando 45 kV
U=27,26 kV
u=1,0500 p.u.
phi=0,0 deg



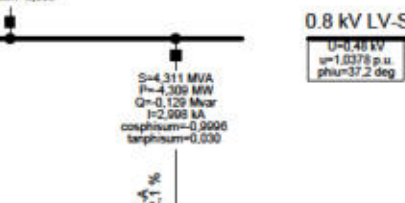
CS PSF Peña Rubia
U=27,47 kV
u=1,0574 p.u.
phi=1,1 deg



45 kV MV- SPS 01
U=27,48 kV
u=1,0578 p.u.
phi=1,1 deg



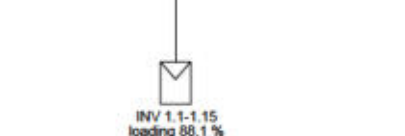
45 kV MV- SPS 02
U=27,86 kV
u=1,0642 p.u.
phi=1,2 deg



45 kV MV- SPS 03
U=27,78 kV
u=1,0562 p.u.
phi=1,2 deg



0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,48 kV
u=1,0378 p.u.
phi=37,1 deg



0.8 kV LV-SPS 01-B
U=0,48 kV
u=1,0378 p.u.
phi=37,2 deg



0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,48 kV
u=1,0443 p.u.
phi=37,1 deg

0.8 kV LV-SPS 02-B
U=0,48 kV
u=1,0446 p.u.
phi=37,1 deg

0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,48 kV
u=1,0494 p.u.
phi=37,1 deg

0.8 kV LV-SPS 03-B
U=0,48 kV
u=1,0490 p.u.
phi=37,1 deg

0.4 kV SPS 01-SSAA
U=0,24 kV
u=1,0291 p.u.
phi=65,3 deg

0.8 kV LV-SPS 01-A-1
U=0,48 kV
u=1,0485 p.u.
phi=37,7 deg

0.8 kV LV-SPS 01-B-1
U=0,48 kV
u=1,0485 p.u.
phi=37,7 deg

0.4 kV SPS 02-SSAA
U=0,24 kV
u=1,0246 p.u.
phi=65,3 deg

0.8 kV LV-SPS 02-A-1
U=0,48 kV
u=1,0583 p.u.
phi=37,8 deg

0.8 kV LV-SPS 02-B-1
U=0,48 kV
u=1,0533 p.u.
phi=37,5 deg

0.4 kV SPS 03-SSAA
U=0,24 kV
u=1,0396 p.u.
phi=65,3 deg

0.8 kV LV-SPS 03-A-1
U=0,48 kV
u=1,0552 p.u.
phi=37,4 deg

0.8 kV LV-SPS 03-B-1
U=0,48 kV
u=1,0555 p.u.
phi=37,9 deg

SPS 01 General Load INV 1.1-1.15 loading 88,1 % INV 1.16-1.30 loading 88,1 %

SPS 02 General Load(1) INV 2.1-2.15 loading 88,1 % INV 2.16-2.30 loading 88,1 %

SPS 03 General Load(2) INV 3.1-3.15 loading 88,1 % INV 3.16-3.30 loading 88,1 %

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 28/10/2025 Annex:
-----------------------	--	---

**ANEXO 6: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO E: TENSIÓN 1
P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MWac@PCR,
Q/PMAX=-0.15. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=25,441 MVA
P=-25,160 MW
Q=3,774 Mvar
I=0,326 kA
cosphisum=-0,9889
tanphisum=-0,150

Puente de San Fernando 45 kV
U=25,96 kV
u=1,0000 p.u.
phi=0,0 deg

CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
loading 45,5 %
S=25,957 MVA
P=-25,383 MW
Q=-5,428 Mvar
I=0,331 kA
cosphisum=-0,9779
tanphisum=-0,214

CS PSF Peña Rubia
U=26,10 kV
u=1,0048 p.u.
phi=1,3 deg

CT2 -> CT1
loading 64,6 %

CT3 a CT2
loading 32,2 %

45 kV MV- SPS 01
U=26,11 kV
u=1,0049 p.u.
phi=1,3 deg

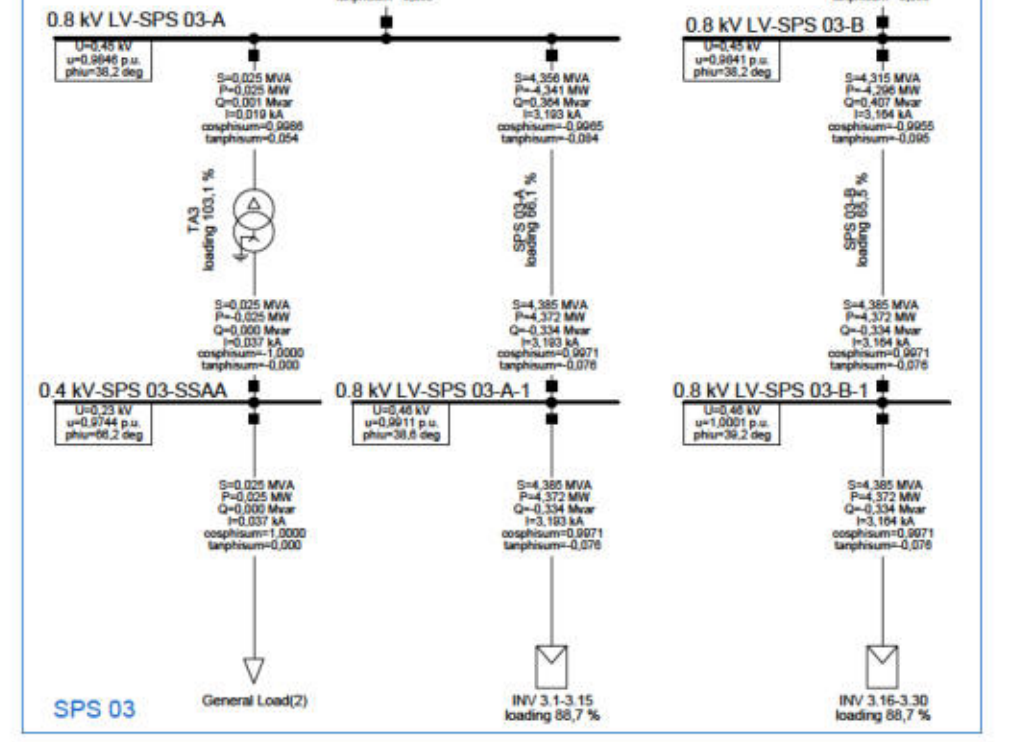
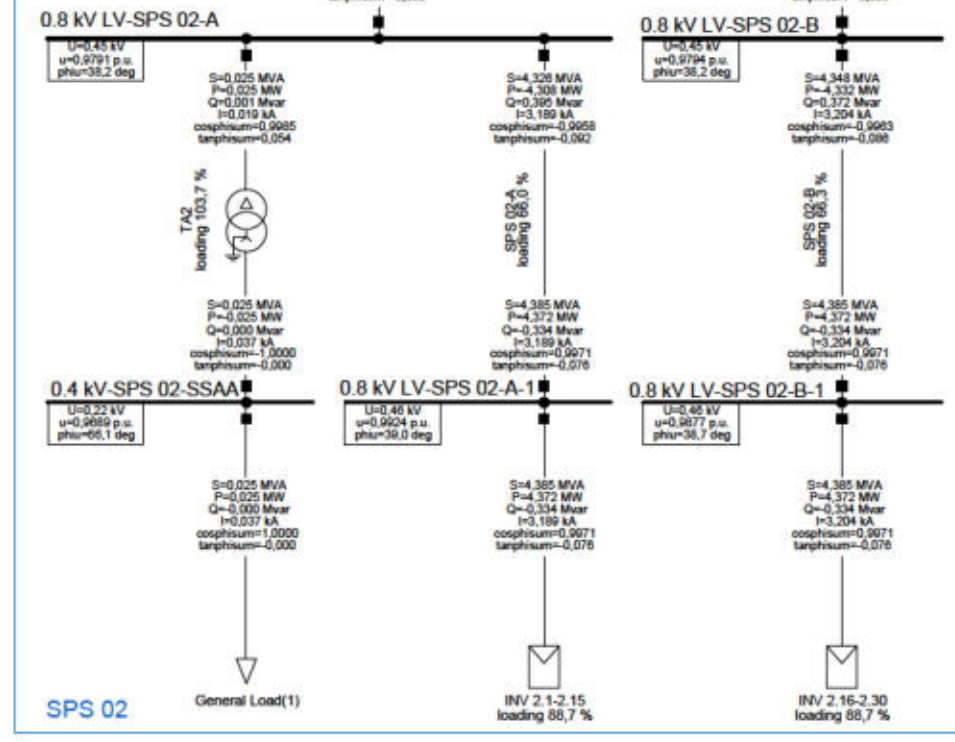
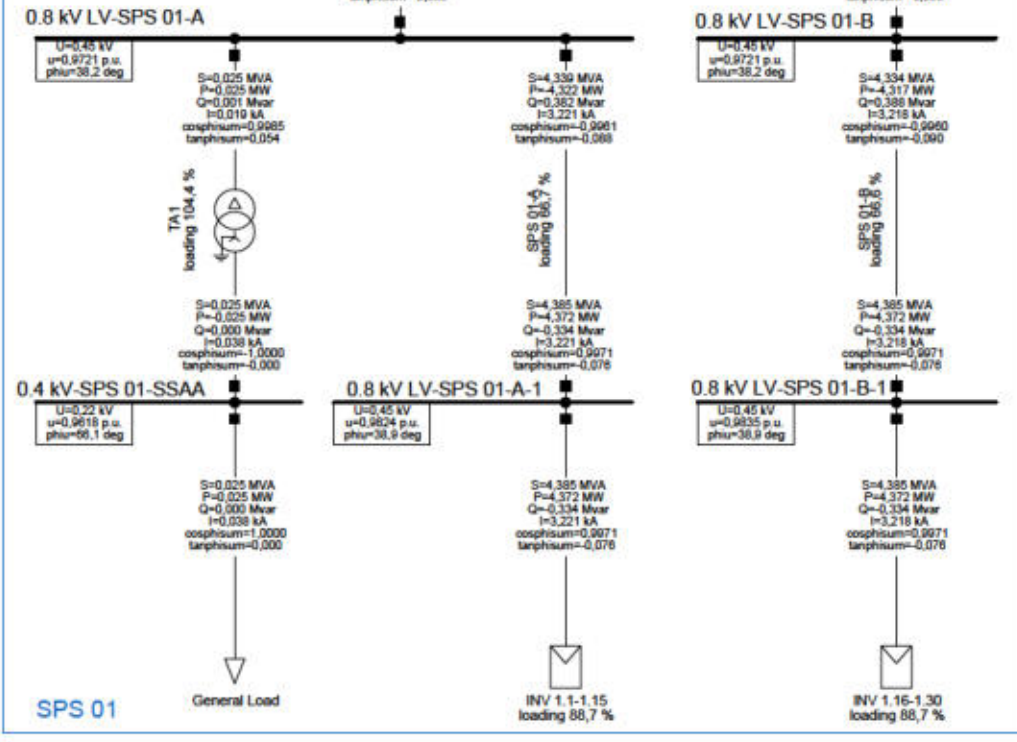
45 kV MV- SPS 02
U=26,30 kV
u=1,0121 p.u.
phi=1,4 deg

45 kV MV- SPS 03
U=26,43 kV
u=1,0172 p.u.
phi=1,5 deg

T01 loading 92,9 %

T02 loading 92,5 %

T03 loading 91,6 %



PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 28/10/2025
		Annex:

**ANEXO 7: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO F: TENSIÓN 1
P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR,
Q/PMAX=0.15. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=25,441 MVA
P=-25,160 MW
Q=-3,774 Mvar
I=0,326 kA
cosphisum=-0,9889
tanphisum=0,150

Puente de San Fernando 45 kV
U=25,98 kV
u=1,0000 p.u.
phi=0,0 deg

CS PSF Peña Rubia
U=26,26 kV
u=1,0106 p.u.
phi=1,1 deg

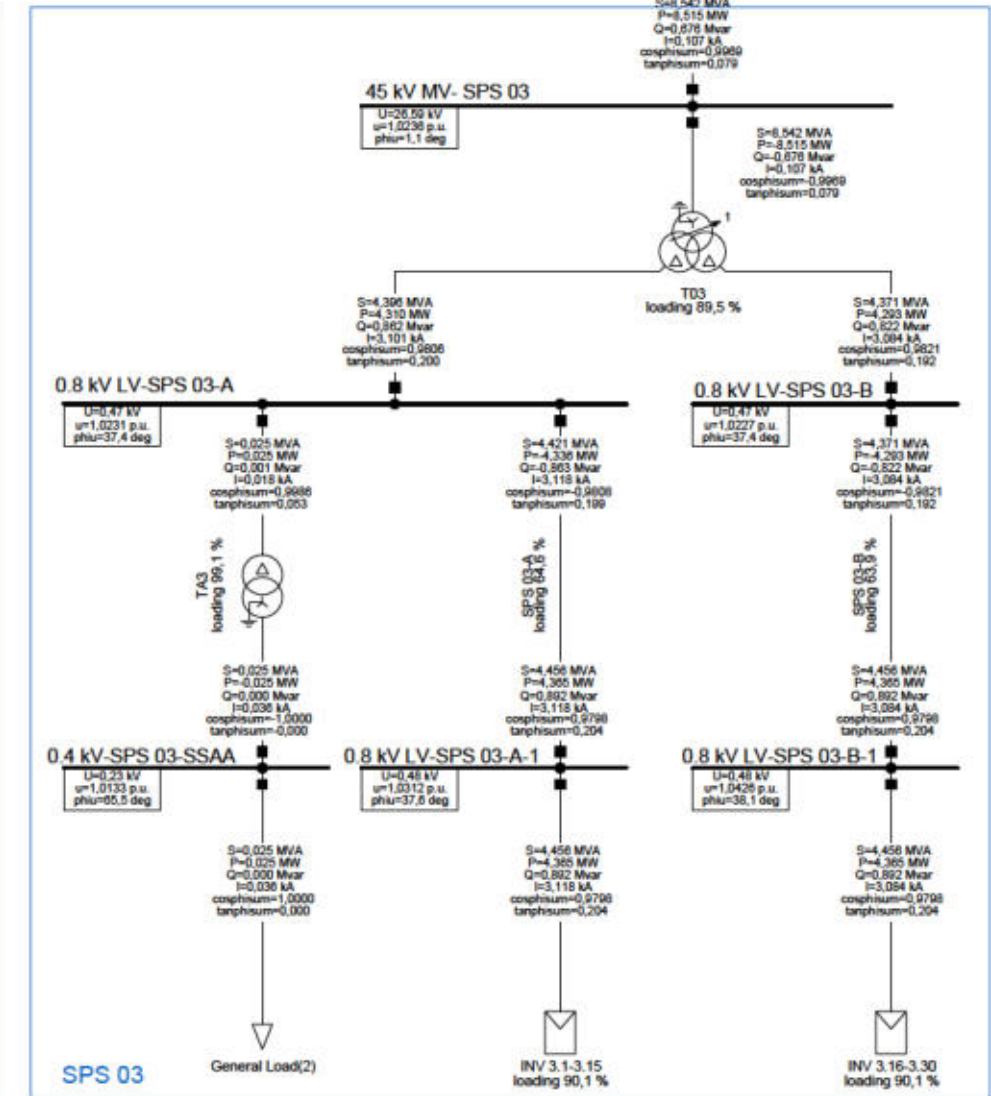
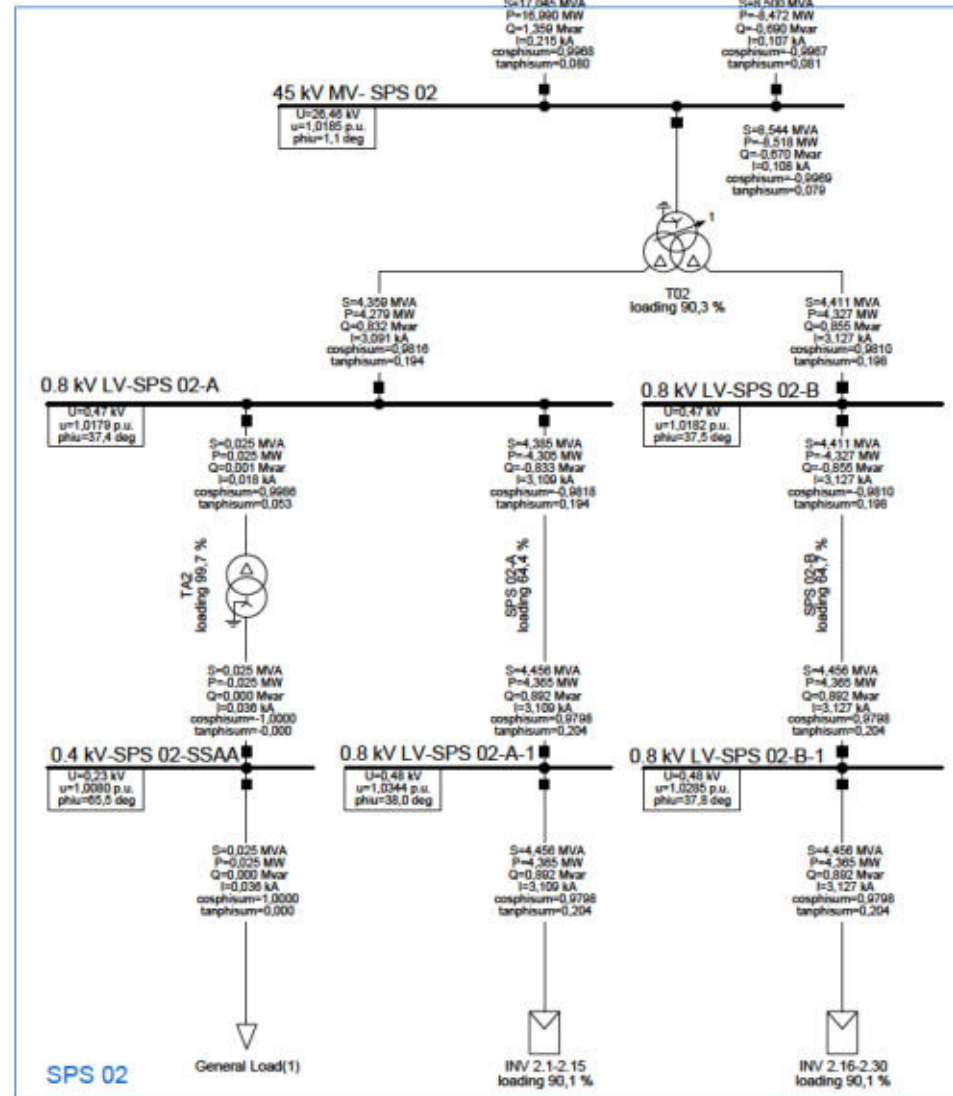
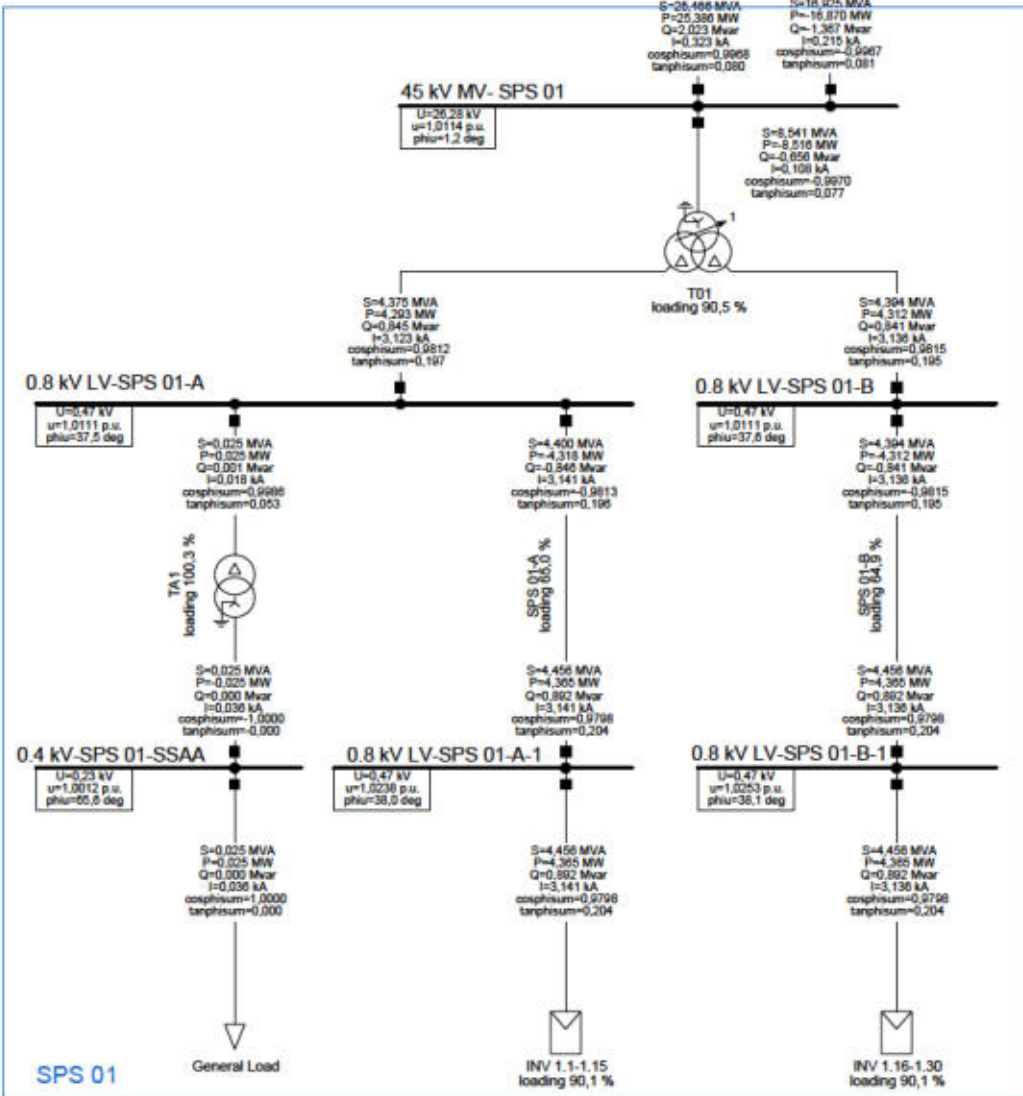
CT2 -> CT1
loading 63,0 %

CT3 a CT2
loading 31,4 %

45 kV MV- SPS 01
U=26,28 kV
u=1,0114 p.u.
phi=1,2 deg

45 kV MV- SPS 02
U=26,46 kV
u=1,0165 p.u.
phi=1,1 deg

45 kV MV- SPS 03
U=26,59 kV
u=1,0236 p.u.
phi=1,1 deg



PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 28/10/2025 Annex:
-----------------------	--	---

**ANEXO 8: FLUJO DE CARGAS - ESCENARIO G: TENSIÓN
0.95 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MWac@PCR,
Q/PMAX=0. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=25,160 MVA
P=-25,160 MW
Q=-0,000 Mvar
I=0,340 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

Puente de San Fernando 45 kV
U=24,86 kV
u=0,9500 p.u.
phi=0,0 deg

S=25,160 MVA
P=-25,160 MW
Q=-0,000 Mvar
I=0,340 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
loading 46,8 %

S=25,437 MVA
P=-25,398 MW
Q=-1,411 Mvar
I=0,341 kA
cosphisum=-0,9985
tanphisum=-0,056

CS PSF Peña Rubia
U=24,90 kV
u=0,9584 p.u.
phi=1,3 deg

S=25,437 MVA
P=-25,398 MW
Q=-1,411 Mvar
I=0,341 kA
cosphisum=-0,9985
tanphisum=-0,056

CT2 -> CT1
loading 66,4 %

CT3 a CT2
loading 33,1 %

45 kV MV- SPS 01
U=24,81 kV
u=0,9567 p.u.
phi=1,4 deg

S=26,460 MVA
P=-25,408 MW
Q=-1,468 Mvar
I=0,341 kA
cosphisum=-0,9983
tanphisum=-0,058

S=18,908 MVA
P=-18,879 MW
Q=-0,958 Mvar
I=0,228 kA
cosphisum=-0,9984
tanphisum=-0,057

S=8,544 MVA
P=-8,529 MW
Q=-0,510 Mvar
I=0,114 kA
cosphisum=-0,9982
tanphisum=-0,060

T01 loading 95,5 %

S=4,315 MVA
P=4,303 MW
Q=0,315 Mvar
I=3,290 kA
cosphisum=0,9973
tanphisum=0,073

S=4,334 MVA
P=4,323 MW
Q=0,316 Mvar
I=3,307 kA
cosphisum=0,9974
tanphisum=0,072

0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,44 kV
u=0,9458 p.u.
phi=38,7 deg

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,055

S=4,340 MVA
P=4,329 MW
Q=0,316 Mvar
I=3,312 kA
cosphisum=0,9973
tanphisum=0,073

TA1 loading 107,4 %

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,039 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=-0,000

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,312 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

0.4 kV-SPS 01-SSAA
U=0,22 kV
u=0,9351 p.u.
phi=66,5 deg

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,039 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=-0,000

0.8 kV LV-SPS 01-A-1
U=0,44 kV
u=0,9581 p.u.
phi=39,3 deg

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,312 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

0.8 kV LV-SPS 01-B-1
U=0,44 kV
u=0,9585 p.u.
phi=38,4 deg

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,307 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

General Load

INV 1.1-1.15 loading 88,9 %

INV 1.16-1.30 loading 88,9 %

SPS 01

45 kV MV- SPS 02
U=25,10 kV
u=0,9562 p.u.
phi=1,4 deg

S=17,040 MVA
P=17,013 MW
Q=-0,965 Mvar
I=0,228 kA
cosphisum=-0,9984
tanphisum=-0,057

S=8,494 MVA
P=8,481 MW
Q=-0,472 Mvar
I=0,113 kA
cosphisum=-0,9985
tanphisum=-0,058

S=8,544 MVA
P=8,529 MW
Q=-0,493 Mvar
I=0,113 kA
cosphisum=-0,9983
tanphisum=-0,058

T02 loading 95,1 %

S=4,298 MVA
P=4,289 MW
Q=0,301 Mvar
I=3,275 kA
cosphisum=0,9976
tanphisum=0,070

S=4,351 MVA
P=4,339 MW
Q=0,326 Mvar
I=3,294 kA
cosphisum=0,9972
tanphisum=0,075

0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,44 kV
u=0,9530 p.u.
phi=38,6 deg

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,055

S=4,324 MVA
P=4,314 MW
Q=0,302 Mvar
I=3,275 kA
cosphisum=0,9976
tanphisum=0,070

TA2 loading 106,5 %

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,039 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=-0,000

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,275 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

0.4 kV-SPS 02-SSAA
U=0,22 kV
u=0,9425 p.u.
phi=66,4 deg

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,039 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=-0,000

0.8 kV LV-SPS 02-A-1
U=0,44 kV
u=0,9689 p.u.
phi=39,4 deg

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,275 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

0.8 kV LV-SPS 02-B-1
U=0,44 kV
u=0,9633 p.u.
phi=39,1 deg

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,294 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

General Load(1)

INV 2.1-2.15 loading 88,9 %

INV 2.16-2.30 loading 88,9 %

SPS 02

45 kV MV- SPS 03
U=25,24 kV
u=0,9716 p.u.
phi=1,4 deg

S=8,542 MVA
P=8,529 MW
Q=-0,484 Mvar
I=0,113 kA
cosphisum=-0,9984
tanphisum=-0,057

S=8,542 MVA
P=8,529 MW
Q=-0,484 Mvar
I=0,113 kA
cosphisum=-0,9984
tanphisum=-0,057

T03 loading 94,2 %

S=4,338 MVA
P=4,323 MW
Q=0,334 Mvar
I=3,294 kA
cosphisum=0,9970
tanphisum=0,077

S=4,311 MVA
P=4,301 MW
Q=0,300 Mvar
I=3,247 kA
cosphisum=0,9977
tanphisum=0,067

0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,44 kV
u=0,9586 p.u.
phi=38,5 deg

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,055

S=4,361 MVA
P=4,348 MW
Q=0,335 Mvar
I=3,283 kA
cosphisum=0,9970
tanphisum=0,077

TA3 loading 105,9 %

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,039 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=-0,000

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,283 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

0.4 kV-SPS 03-SSAA
U=0,22 kV
u=0,9481 p.u.
phi=66,4 deg

S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,039 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=-0,000

0.8 kV LV-SPS 03-A-1
U=0,44 kV
u=0,9685 p.u.
phi=39,3 deg

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,283 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

0.8 kV LV-SPS 03-B-1
U=0,44 kV
u=0,9773 p.u.
phi=38,5 deg

S=4,307 MVA
P=4,301 MW
Q=0,367 Mvar
I=3,247 kA
cosphisum=0,9985
tanphisum=0,084

General Load(2)

INV 3.1-3.15 loading 88,9 %

INV 3.16-3.30 loading 88,9 %

SPS 03

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 28/10/2025 Annex:
-----------------------	--	---

**ANEXO 9: FLUJO DE CARGAS - ESCENARIO H: TENSIÓN
0.95 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MWac@PCR,
Q/PMAX=0.3. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

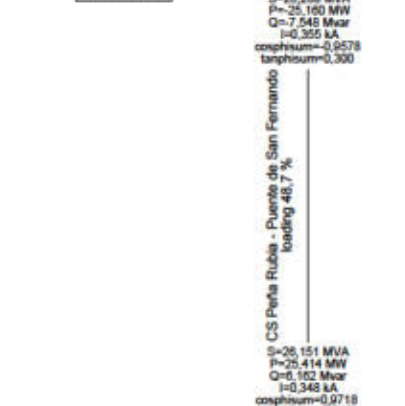
90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=26,268 MVA
P=-25,160 MW
Q=-7,548 Mvar
I=0,355 kA
cosphisum=-0,9578
tanphisum=0,300

Puente de San Fernando 45 kV
U=24,86 kV
u=0,9500 p.u.
phi=0,0 deg



S=26,151 MVA
P=-25,414 MW
Q=-8,162 Mvar
I=0,348 kA
cosphisum=-0,9718
tanphisum=0,242

CT2 -> CT1
loading 67,7 %

CT3 a CT2
loading 33,8 %

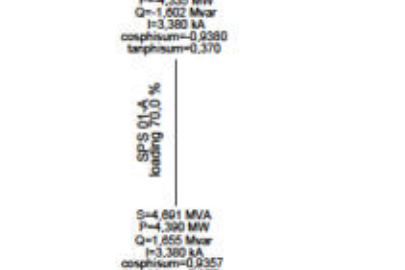
45 kV MV- SPS 01
U=25,08 kV
u=0,9654 p.u.
phi=1,2 deg



S=4,587 MVA
P=4,310 MW
Q=1,001 Mvar
I=3,382 kA
cosphisum=0,9374
tanphisum=0,371

S=4,613 MVA
P=4,320 MW
Q=1,001 Mvar
I=3,374 kA
cosphisum=0,9383
tanphisum=0,369

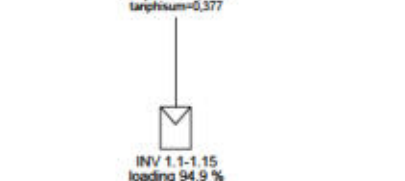
0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,48 kV
u=0,9997 p.u.
phi=38,0 deg



S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9986
tanphisum=0,054

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

0.4 kV-SPS 01-SSAA
U=0,23 kV
u=0,9786 p.u.
phi=65,9 deg



S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

0.8 kV LV-SPS 01-A-1
U=0,48 kV
u=1,0016 p.u.
phi=38,4 deg



S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

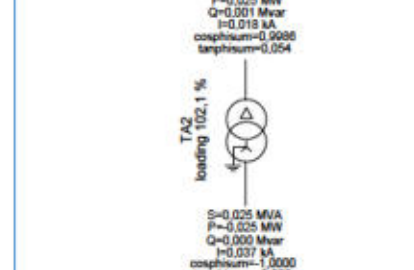
45 kV MV- SPS 02
U=25,28 kV
u=0,9730 p.u.
phi=1,1 deg



S=4,578 MVA
P=4,294 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9381
tanphisum=0,369

S=4,635 MVA
P=4,346 MW
Q=1,001 Mvar
I=3,365 kA
cosphisum=0,9375
tanphisum=0,371

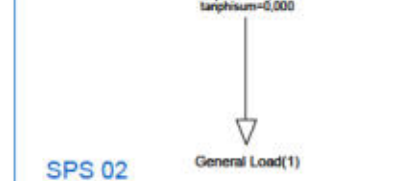
0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,48 kV
u=0,9937 p.u.
phi=37,8 deg



S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9986
tanphisum=0,054

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,374 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

0.4 kV-SPS 02-SSAA
U=0,23 kV
u=0,9638 p.u.
phi=65,8 deg



S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,374 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

0.8 kV LV-SPS 02-A-1
U=0,47 kV
u=1,0130 p.u.
phi=38,3 deg



S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,374 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,374 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

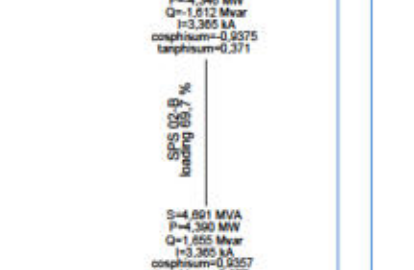
45 kV MV- SPS 03
U=25,42 kV
u=0,9754 p.u.
phi=1,0 deg



S=4,623 MVA
P=4,330 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,357 kA
cosphisum=0,9386
tanphisum=0,374

S=4,585 MVA
P=4,306 MW
Q=1,001 Mvar
I=3,313 kA
cosphisum=0,9382
tanphisum=0,368

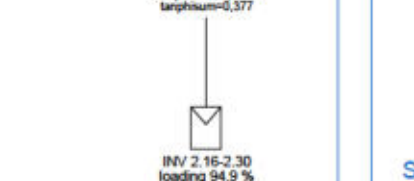
0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,48 kV
u=0,9991 p.u.
phi=37,8 deg



S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9986
tanphisum=0,053

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

0.4 kV-SPS 03-SSAA
U=0,23 kV
u=0,9691 p.u.
phi=65,7 deg



S=0,025 MVA
P=0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,036 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

0.8 kV LV-SPS 03-A-1
U=0,47 kV
u=1,0219 p.u.
phi=37,9 deg



S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

0.8 kV LV-SPS 03-B
U=0,48 kV
u=0,9988 p.u.
phi=37,8 deg



S=4,601 MVA
P=4,300 MW
Q=1,000 Mvar
I=3,380 kA
cosphisum=0,9357
tanphisum=0,377

SPS 01

SPS 02

SPS 03

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 29/10/2025 Annex:
-----------------------	--	---

**ANEXO 10: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO I: TENSIÓN
0.9 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{ac}@PCR,
Q/P_{MAX}=0. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=25,707 MVA
P=-25,707 MW
Q=-0,000 Mvar
I=0,366 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

Puente de San Fernando 45 kV
U=23,38 kV
u=0,9000 p.u.
phi=0,0 deg

S=25,707 MVA
P=-25,707 MW
Q=-0,000 Mvar
I=0,366 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
loading 50,4 %

S=25,008 MVA
P=-25,994 MW
Q=-1,115 Mvar
I=0,367 kA
cosphisum=-0,9991
tanphisum=-0,043

CS PSF Peña Rubia
U=23,82 kV
u=0,9092 p.u.
phi=1,5 deg

S=25,008 MVA
P=-25,994 MW
Q=-1,115 Mvar
I=0,367 kA
cosphisum=-0,9991
tanphisum=-0,043

CT2 -> CT1
loading 71,5 %

CT3 a CT2
loading 35,7 %

45 kV MV- SPS 01
U=23,83 kV
u=0,9095 p.u.
phi=1,8 deg

S=26,031 MVA
P=-25,950 MW
Q=-1,101 Mvar
I=0,367 kA
cosphisum=-0,9990
tanphisum=-0,040

S=17,295 MVA
P=-17,261 MW
Q=-1,062 Mvar
I=0,244 kA
cosphisum=-0,9990
tanphisum=-0,093

S=8,735 MVA
P=-8,734 MW
Q=0,079 Mvar
I=0,123 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=-0,009

T01 loading 103,0 %

0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,42 kV
u=0,9056 p.u.
phi=36,8 deg

S=4,450 MVA
P=-4,414 MW
Q=0,568 Mvar
I=3,546 kA
cosphisum=0,9918
tanphisum=0,129

0.8 kV LV-SPS 01-B
U=0,42 kV
u=0,9067 p.u.
phi=36,8 deg

S=4,481 MVA
P=-4,432 MW
Q=0,561 Mvar
I=3,596 kA
cosphisum=0,9990
tanphisum=0,149

TA1 loading 112,2 %

SPS 01-A loading 73,8 %

SPS 01-B loading 73,8 %

0.4 kV-SPS 01-SSAA
U=0,21 kV
u=0,9044 p.u.
phi=67,4 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,040 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

0.8 kV LV-SPS 01-A-1
U=0,42 kV
u=0,9104 p.u.
phi=40,4 deg

S=4,544 MVA
P=-4,500 MW
Q=0,828 Mvar
I=3,596 kA
cosphisum=0,9904
tanphisum=0,140

0.8 kV LV-SPS 01-B-1
U=0,43 kV
u=0,9224 p.u.
phi=40,4 deg

S=4,558 MVA
P=-4,500 MW
Q=0,727 Mvar
I=3,596 kA
cosphisum=0,9972
tanphisum=0,162

General Load

INV 1.1-1.15 loading 91,9 %

INV 1.16-1.30 loading 92,2 %

SPS 01

45 kV MV- SPS 02
U=23,84 kV
u=0,9177 p.u.
phi=1,6 deg

S=17,450 MVA
P=-17,416 MW
Q=-1,067 Mvar
I=0,244 kA
cosphisum=-0,9981
tanphisum=-0,062

S=8,808 MVA
P=-8,879 MW
Q=-0,532 Mvar
I=0,122 kA
cosphisum=-0,9981
tanphisum=-0,061

S=8,755 MVA
P=-8,737 MW
Q=0,552 Mvar
I=0,122 kA
cosphisum=-0,9990
tanphisum=-0,094

T02 loading 102,6 %

0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,42 kV
u=0,9067 p.u.
phi=36,7 deg

S=4,410 MVA
P=-4,398 MW
Q=0,564 Mvar
I=3,510 kA
cosphisum=0,9995
tanphisum=0,080

0.8 kV LV-SPS 02-B
U=0,42 kV
u=0,9071 p.u.
phi=36,8 deg

S=4,467 MVA
P=-4,451 MW
Q=0,563 Mvar
I=3,554 kA
cosphisum=0,9993
tanphisum=0,086

TA2 loading 112,1 %

SPS 02-A loading 73,1 %

SPS 02-B loading 73,1 %

0.4 kV-SPS 02-SSAA
U=0,21 kV
u=0,9056 p.u.
phi=67,4 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,040 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

0.8 kV LV-SPS 02-A-1
U=0,43 kV
u=0,9241 p.u.
phi=40,6 deg

S=4,521 MVA
P=-4,500 MW
Q=0,430 Mvar
I=3,530 kA
cosphisum=0,9955
tanphisum=0,096

0.8 kV LV-SPS 02-B-1
U=0,42 kV
u=0,9180 p.u.
phi=40,3 deg

S=4,521 MVA
P=-4,500 MW
Q=0,430 Mvar
I=3,554 kA
cosphisum=0,9955
tanphisum=0,096

General Load(1)

INV 2.1-2.15 loading 91,4 %

INV 2.16-2.30 loading 91,4 %

SPS 02

45 kV MV- SPS 03
U=23,89 kV
u=0,9235 p.u.
phi=1,6 deg

S=8,751 MVA
P=-8,734 MW
Q=0,543 Mvar
I=0,122 kA
cosphisum=-0,9981
tanphisum=-0,062

S=8,751 MVA
P=-8,734 MW
Q=0,543 Mvar
I=0,122 kA
cosphisum=-0,9981
tanphisum=-0,062

T03 loading 101,6 %

0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,42 kV
u=0,9129 p.u.
phi=36,7 deg

S=4,453 MVA
P=-4,436 MW
Q=0,592 Mvar
I=3,521 kA
cosphisum=0,9961
tanphisum=0,098

0.8 kV LV-SPS 03-B
U=0,42 kV
u=0,9123 p.u.
phi=36,7 deg

S=4,420 MVA
P=-4,407 MW
Q=0,541 Mvar
I=3,496 kA
cosphisum=0,9970
tanphisum=0,077

TA3 loading 111,3 %

SPS 03-A loading 73,3 %

SPS 03-B loading 72,4 %

0.4 kV-SPS 03-SSAA
U=0,21 kV
u=0,9018 p.u.
phi=67,3 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,040 kA
cosphisum=-1,0000
tanphisum=0,000

0.8 kV LV-SPS 03-A-1
U=0,43 kV
u=0,9214 p.u.
phi=40,1 deg

S=4,521 MVA
P=-4,500 MW
Q=0,430 Mvar
I=3,541 kA
cosphisum=0,9955
tanphisum=0,096

0.8 kV LV-SPS 03-B-1
U=0,43 kV
u=0,9333 p.u.
phi=40,7 deg

S=4,521 MVA
P=-4,500 MW
Q=0,430 Mvar
I=3,495 kA
cosphisum=0,9955
tanphisum=0,096

General Load(2)

INV 3.1-3.15 loading 91,4 %

INV 3.16-3.30 loading 91,4 %

SPS 03

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 28/10/2025
		Annex:

**ANEXO 11: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO J: TENSIÓN
0.9 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MWac@PCR,
Q/PMAX=0.3. SET POINT NLTC 1**

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=26,268 MVA
P=-25,160 MW
Q=-7,548 Mvar
I=0,374 kA
cosphisum=-0,9578
tanphisum=0,300

Puente de San Fernando 45 kV

U=23,38 kV
u=0,9000 p.u.
phi=0,0 deg

S=26,268 MVA
P=-25,160 MW
Q=-7,548 Mvar
I=0,374 kA
cosphisum=-0,9578
tanphisum=0,300

CS PSF Peña Rubia

U=23,79 kV
u=0,9159 p.u.
phi=1,3 deg

S=26,245 MVA
P=-25,444 MW
Q=-8,438 Mvar
I=0,368 kA
cosphisum=-0,9695
tanphisum=0,253

CT2 -> CT1
loading 71,6 %

CT3 a CT2
loading 35,7 %

45 kV MV- SPS 01

U=23,81 kV
u=0,9194 p.u.
phi=1,3 deg

S=26,245 MVA
P=-25,444 MW
Q=-8,438 Mvar
I=0,368 kA
cosphisum=-0,9695
tanphisum=0,253

S=17,447 MVA
P=-16,000 MW
Q=-4,335 Mvar
I=0,244 kA
cosphisum=-0,9698
tanphisum=0,256

S=8,798 MVA
P=-8,555 MW
Q=-2,054 Mvar
I=0,123 kA
cosphisum=-0,9724
tanphisum=0,240

T01
loading 103,0 %

T02
loading 102,8 %

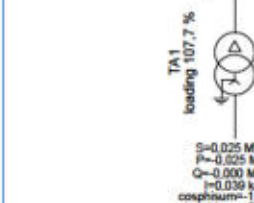
T03
loading 102,0 %

0.8 kV LV-SPS 01-A

U=0,44 kV
u=0,9425 p.u.
phi=38,8 deg

S=4,635 MVA
P=-4,324 MW
Q=1,070 Mvar
I=3,549 kA
cosphisum=0,9328
tanphisum=0,368

S=4,661 MVA
P=-4,342 MW
Q=1,061 Mvar
I=3,568 kA
cosphisum=0,9315
tanphisum=0,360

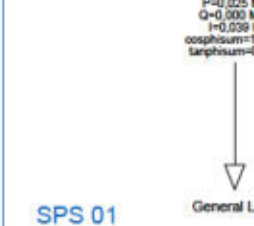


0.4 kV-SPS 01-SSAA

U=0,22 kV
u=0,9316 p.u.
phi=96,6 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,038 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,738 MVA
P=4,411 MW
Q=1,788 Mvar
I=3,562 kA
cosphisum=0,9309
tanphisum=0,392



0.8 kV LV-SPS 01-A-1

U=0,44 kV
u=0,9593 p.u.
phi=39,2 deg

S=4,738 MVA
P=4,411 MW
Q=1,788 Mvar
I=3,562 kA
cosphisum=0,9309
tanphisum=0,392



0.8 kV LV-SPS 01-B-1

U=0,44 kV
u=0,9608 p.u.
phi=39,3 deg

S=4,740 MVA
P=4,411 MW
Q=1,788 Mvar
I=3,566 kA
cosphisum=0,9287
tanphisum=0,399



SPS 01

General Load

INV 1.1-1.15
loading 95,8 %

INV 1.16-1.30
loading 96,1 %

0.8 kV LV-SPS 02-A

U=0,44 kV
u=0,9511 p.u.
phi=38,6 deg

S=4,634 MVA
P=-4,307 MW
Q=1,111 Mvar
I=3,516 kA
cosphisum=0,9294
tanphisum=0,397

S=4,658 MVA
P=-4,332 MW
Q=1,112 Mvar
I=3,534 kA
cosphisum=0,9300
tanphisum=0,385



0.4 kV-SPS 02-SSAA

U=0,22 kV
u=0,9405 p.u.
phi=96,4 deg

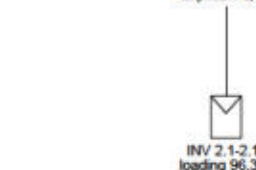
S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,038 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000



0.8 kV LV-SPS 02-A-1

U=0,45 kV
u=0,9718 p.u.
phi=38,1 deg

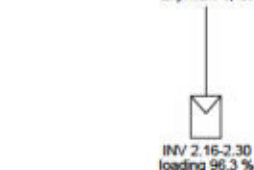
S=4,759 MVA
P=4,411 MW
Q=1,788 Mvar
I=3,564 kA
cosphisum=0,9288
tanphisum=0,405



0.8 kV LV-SPS 02-B-1

U=0,45 kV
u=0,9844 p.u.
phi=38,9 deg

S=4,759 MVA
P=4,411 MW
Q=1,788 Mvar
I=3,561 kA
cosphisum=0,9288
tanphisum=0,405



SPS 02

General Load(1)

INV 2.1-2.15
loading 96,3 %

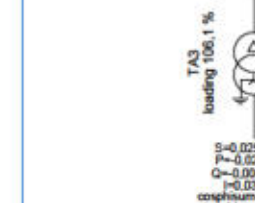
INV 2.16-2.30
loading 96,3 %

0.8 kV LV-SPS 03-A

U=0,44 kV
u=0,9599 p.u.
phi=38,4 deg

S=4,695 MVA
P=-4,360 MW
Q=1,140 Mvar
I=3,552 kA
cosphisum=0,9277
tanphisum=0,402

S=4,709 MVA
P=-4,372 MW
Q=1,150 Mvar
I=3,561 kA
cosphisum=0,9284
tanphisum=0,400



0.4 kV-SPS 03-SSAA

U=0,22 kV
u=0,9495 p.u.
phi=96,3 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,038 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000



0.8 kV LV-SPS 03-A-1

U=0,45 kV
u=0,9870 p.u.
phi=38,7 deg

S=4,759 MVA
P=4,411 MW
Q=1,788 Mvar
I=3,562 kA
cosphisum=0,9288
tanphisum=0,405



0.8 kV LV-SPS 03-B-1

U=0,45 kV
u=0,9911 p.u.
phi=39,0 deg

S=4,759 MVA
P=4,411 MW
Q=1,788 Mvar
I=3,561 kA
cosphisum=0,9288
tanphisum=0,405



SPS 03

General Load(2)

INV 3.1-3.15
loading 96,3 %

INV 3.16-3.30
loading 96,3 %

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 29/10/2025
		Annex:

ANEXO 12: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO K: TAP FUERA DE SERVICIO. TENSIÓN 0.95 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25,16 MW_{AC}@PCR, Q/PMAX=0.2. SET POINT NLTC 1

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=25,658 MVA
P=-25,160 MW
Q=-5,032 Mvar
I=0,347 kA
cosphisum=-0,9806
tanphisum=0,200

Puente de San Fernando 45 kV
U=24,86 kV
u=0,9500 p.u.
phi=0,0 deg

S=25,658 MVA
P=-25,160 MW
Q=-5,032 Mvar
I=0,347 kA
cosphisum=-0,9806
tanphisum=0,200

CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
loading 47,6 %

CS PSF Peña Rubia
U=25,81 kV
u=0,9627 p.u.
phi=1,2 deg

CT1 -> CT2
loading 47,0 %

CT2 -> CT1
loading 66,6 %

CT3 a CT2
loading 33,2 %

45 kV MV- SPS 01
U=25,02 kV
u=0,9632 p.u.
phi=1,3 deg

S=26,693 MVA
P=-25,414 MW
Q=-3,568 Mvar
I=0,342 kA
cosphisum=0,9603
tanphisum=0,140

S=17,853 MVA
P=-16,863 MW
Q=-2,390 Mvar
I=0,227 kA
cosphisum=0,9901
tanphisum=0,142

S=8,611 MVA
P=-8,031 MW
Q=-1,156 Mvar
I=0,115 kA
cosphisum=0,9907
tanphisum=0,137

T01 loading 95,8 %

0.8 kV LV-SPS 01-A
U=0,45 kV
u=0,9731 p.u.
phi=38,2 deg

S=0,458 MVA
P=-4,305 MW
Q=1,159 Mvar
I=3,307 kA
cosphisum=0,9656
tanphisum=0,269

S=4,476 MVA
P=-4,324 MW
Q=-1,161 Mvar
I=3,320 kA
cosphisum=0,9661
tanphisum=0,267

TA1 loading 104,3 %

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9685
tanphisum=0,054

S=4,463 MVA
P=-4,331 MW
Q=-1,161 Mvar
I=3,320 kA
cosphisum=0,9658
tanphisum=0,268

SPS 01-A loading 88,6 %

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

0.4 kV-SPS 01-SSAA
U=0,22 kV
u=0,9627 p.u.
phi=66,1 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

0.8 kV LV-SPS 01-A-1
U=0,48 kV
u=0,9871 p.u.
phi=38,8 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

SPS 01

General Load

INV 1.1-1.15 loading 92,0 %

INV 1.16-1.30 loading 92,0 %

45 kV MV- SPS 02
U=25,22 kV
u=0,9707 p.u.
phi=1,2 deg

S=17,194 MVA
P=-17,017 MW
Q=-2,392 Mvar
I=0,227 kA
cosphisum=0,9903
tanphisum=0,141

S=8,593 MVA
P=-8,483 MW
Q=-1,206 Mvar
I=0,113 kA
cosphisum=0,9900
tanphisum=0,142

S=8,616 MVA
P=-8,031 MW
Q=-1,156 Mvar
I=0,114 kA
cosphisum=0,9905
tanphisum=0,139

T02 loading 95,5 %

0.8 kV LV-SPS 02-A
U=0,45 kV
u=0,9801 p.u.
phi=38,0 deg

S=4,440 MVA
P=-4,299 MW
Q=-1,145 Mvar
I=3,270 kA
cosphisum=0,9662
tanphisum=0,267

S=4,465 MVA
P=-4,316 MW
Q=-1,171 Mvar
I=3,288 kA
cosphisum=0,9685
tanphisum=0,266

TA2 loading 100,5 %

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9685
tanphisum=0,054

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

SPS 02-A loading 88,1 %

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

0.4 kV-SPS 02-SSAA
U=0,22 kV
u=0,9669 p.u.
phi=66,0 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

SPS 02

General Load(1)

INV 2.1-2.15 loading 92,0 %

INV 2.16-2.30 loading 92,0 %

45 kV MV- SPS 03
U=25,36 kV
u=0,9761 p.u.
phi=1,2 deg

S=8,614 MVA
P=-8,531 MW
Q=-1,194 Mvar
I=0,113 kA
cosphisum=0,9903
tanphisum=0,140

S=8,614 MVA
P=-8,031 MW
Q=-1,156 Mvar
I=0,113 kA
cosphisum=0,9903
tanphisum=0,140

T03 loading 94,7 %

0.8 kV LV-SPS 03-A
U=0,45 kV
u=0,9856 p.u.
phi=37,9 deg

S=4,482 MVA
P=-4,326 MW
Q=-1,178 Mvar
I=3,282 kA
cosphisum=0,9648
tanphisum=0,272

S=4,507 MVA
P=-4,350 MW
Q=-1,150 Mvar
I=3,300 kA
cosphisum=0,9652
tanphisum=0,271

TA3 loading 100,0 %

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,001 Mvar
I=0,019 kA
cosphisum=0,9686
tanphisum=0,054

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

SPS 03-A loading 88,3 %

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

0.4 kV-SPS 03-SSAA
U=0,23 kV
u=0,9754 p.u.
phi=65,9 deg

S=0,025 MVA
P=-0,025 MW
Q=0,000 Mvar
I=0,037 kA
cosphisum=1,0000
tanphisum=0,000

S=4,548 MVA
P=-4,384 MW
Q=1,212 Mvar
I=3,325 kA
cosphisum=0,9639
tanphisum=0,276

SPS 03

General Load(2)

INV 3.1-3.15 loading 92,0 %

INV 3.16-3.30 loading 92,0 %

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 29/10/2025 Annex:
-----------------------	--	---

ANEXO 13: FLUJO DE CARGAS – ESCENARIO L: TAP FUERA DE SERVICIO. TENSIÓN 1.05 P.U. @PCR, POTENCIA ACTIVA 25.16 MW_{AC}@PCR, Q/PMAX=-0.3.

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

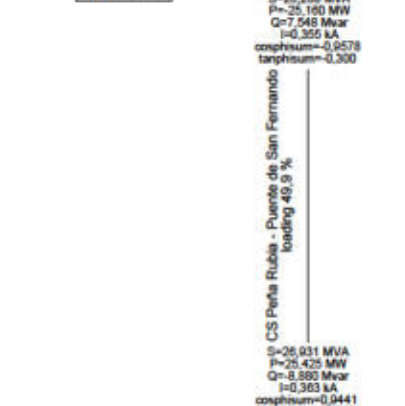
90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR

S=26,268 MVA
P=-25,160 MW
Q=7,548 Mvar
I=0,355 kA
cosphisum=-0,9578
tanphisum=-0,300

Puente de San Fernando 45 kV
U=24,86 kV
u=0,9500 p.u.
phi=0,0 deg

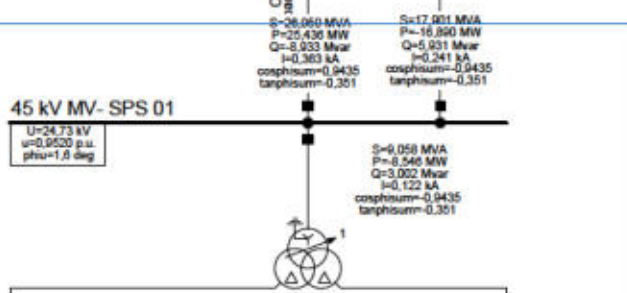


CS PSF Peña Rubia
U=24,73 kV
u=0,9519 p.u.
phi=1,5 deg

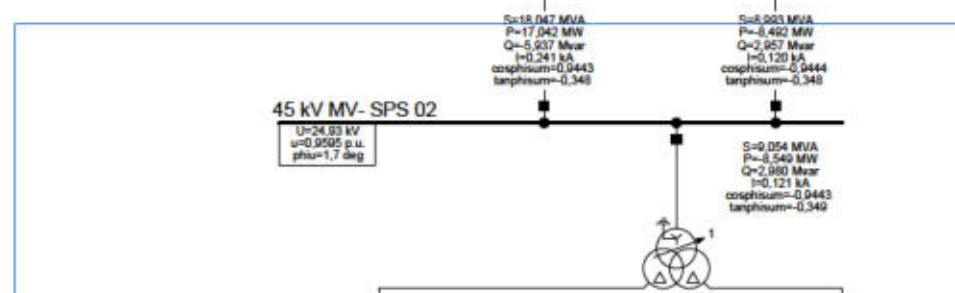
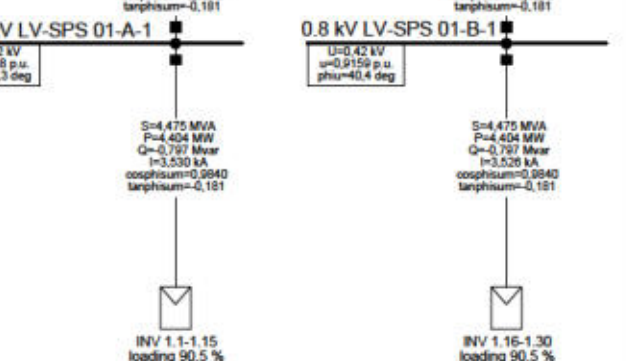
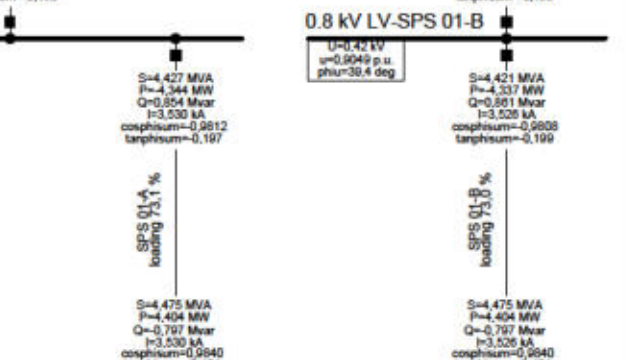


CT2 -> CT1
loading 70,8 %

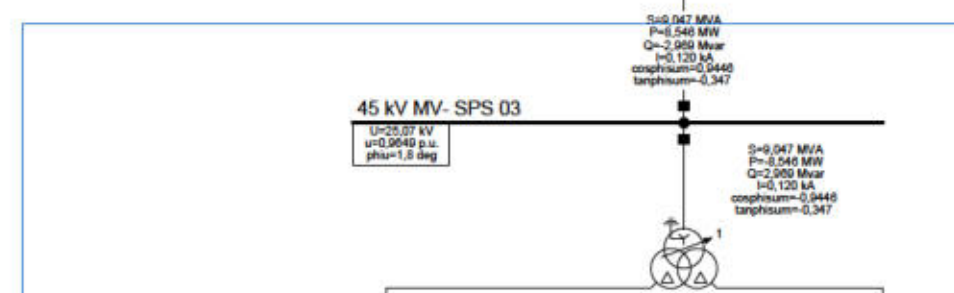
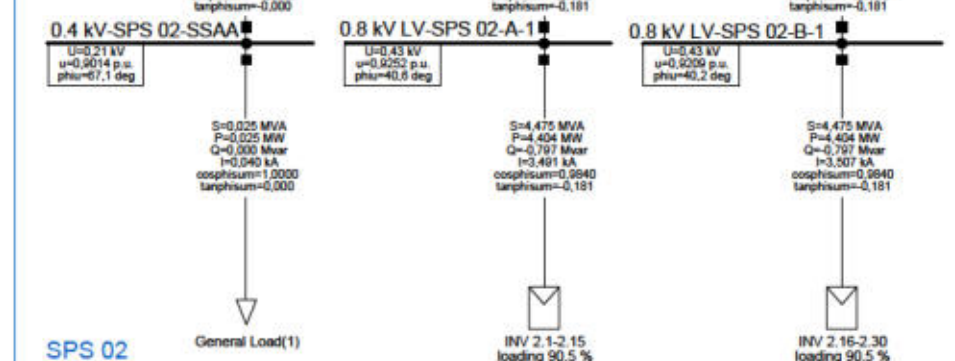
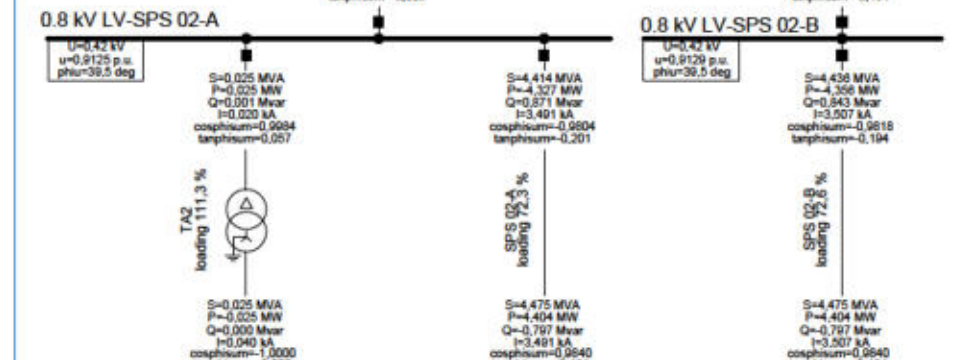
CT3 a CT2
loading 35,3 %



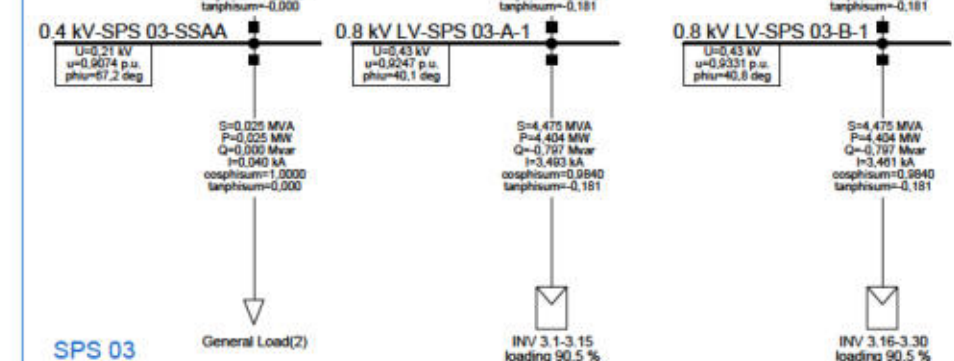
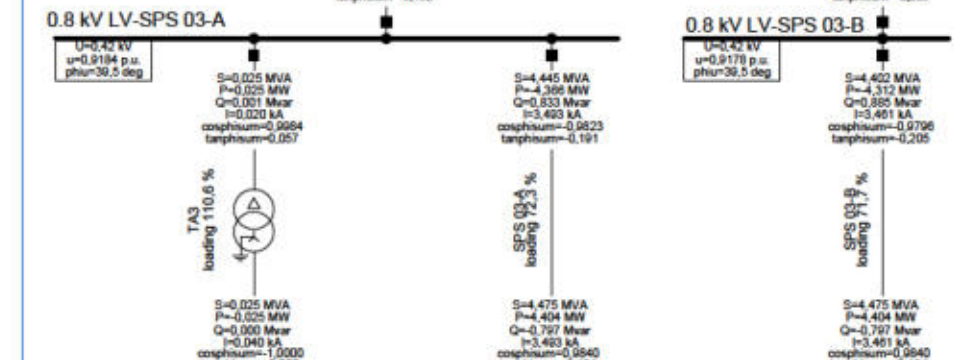
45 kV MV-SPS 01
U=24,73 kV
u=0,9520 p.u.
phi=1,8 deg



45 kV MV-SPS 02
U=24,83 kV
u=0,9592 p.u.
phi=1,7 deg



45 kV MV-SPS 03
U=25,07 kV
u=0,9649 p.u.
phi=1,8 deg



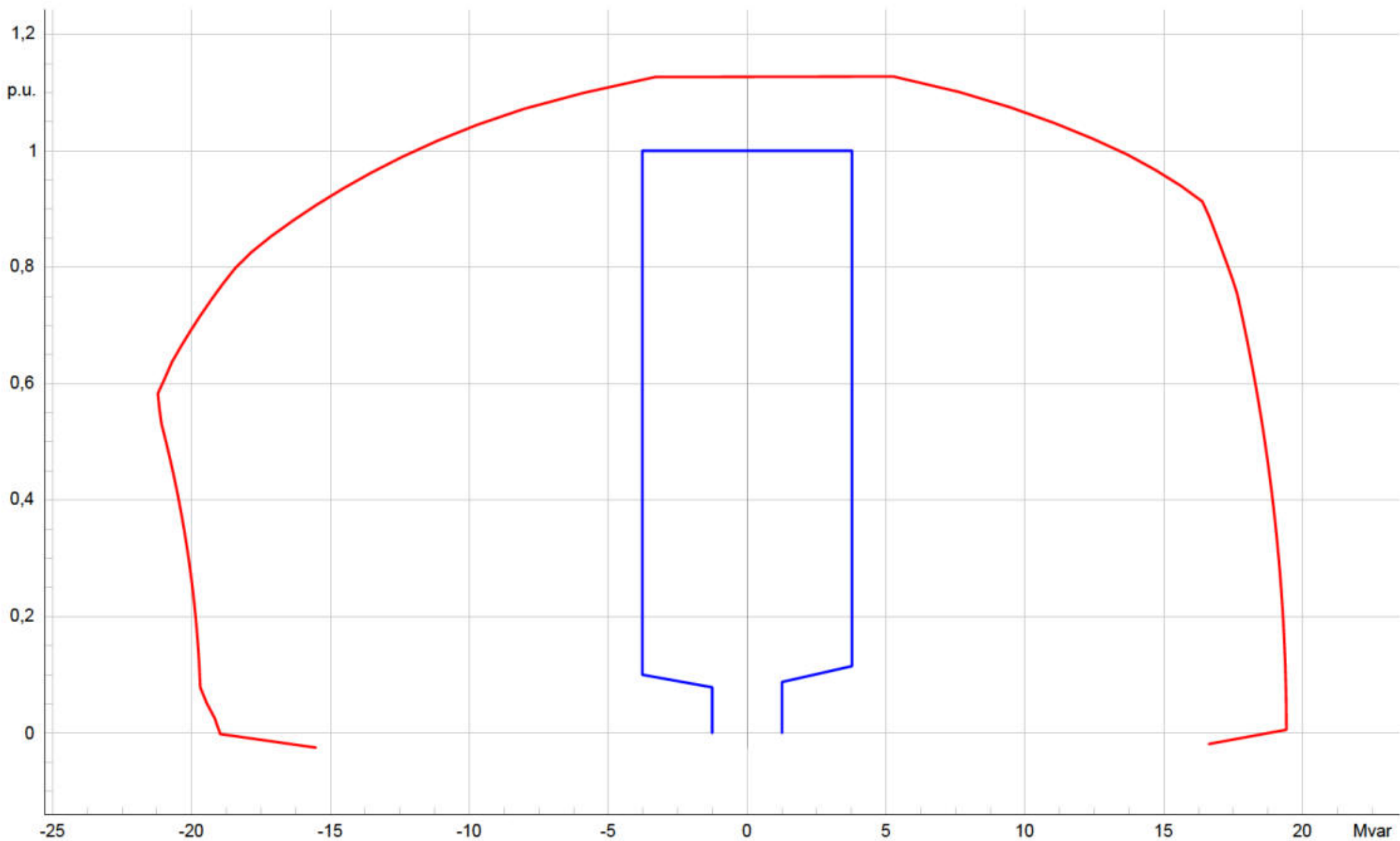
SPS 01
General Load
INV 1.1-1.15 loading 90,5 %
INV 1.16-1.30 loading 90,5 %

SPS 02
General Load(1)
INV 2.1-2.15 loading 90,5 %
INV 2.16-2.30 loading 90,5 %

SPS 03
General Load(2)
INV 3.1-3.15 loading 90,5 %
INV 3.16-3.30 loading 90,5 %

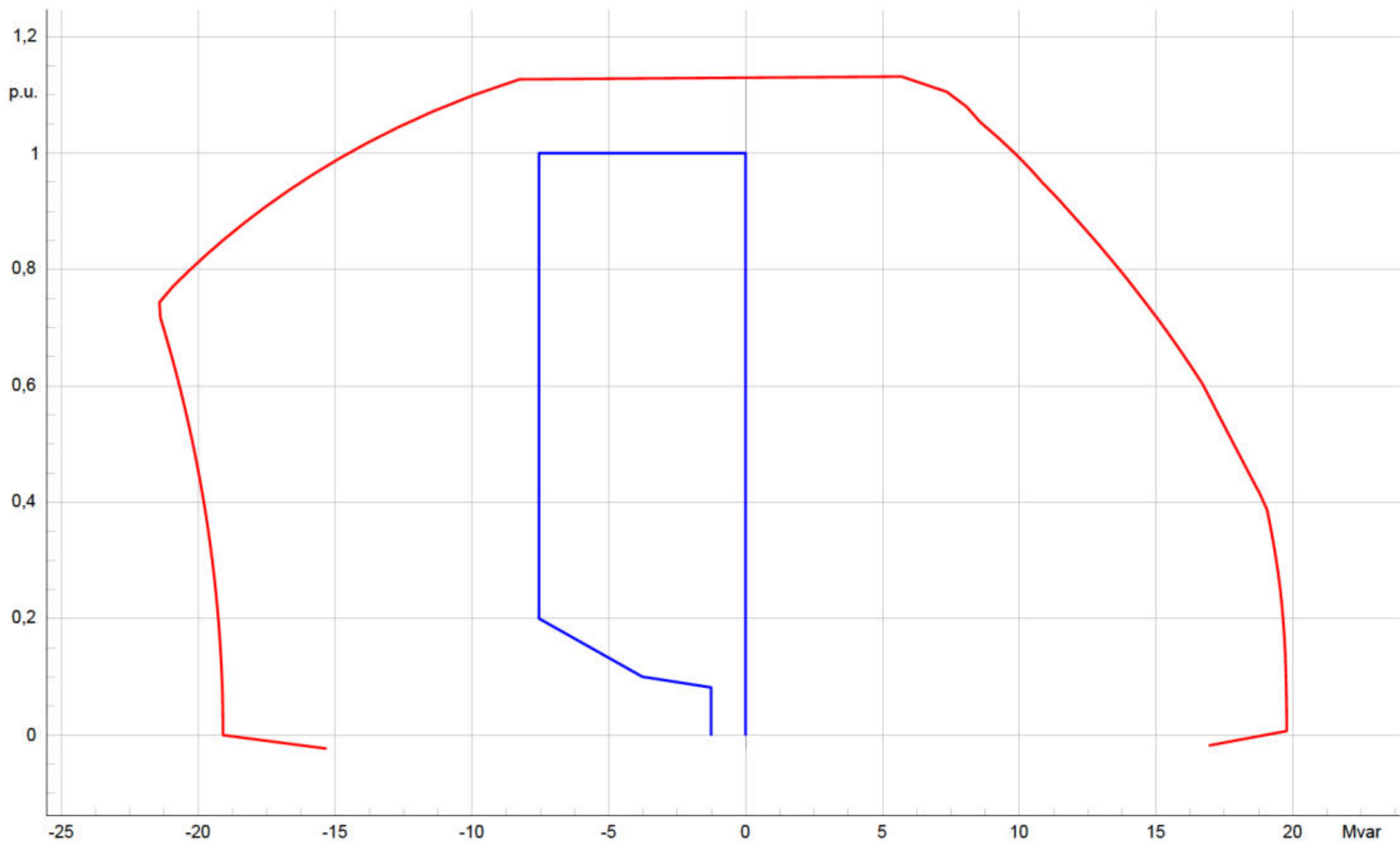
PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 29/10/2025 Annex:
-----------------------	--	---

ANEXO 14: CURVAS P/Q EN PCR, 1 P.U.@PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MWac)



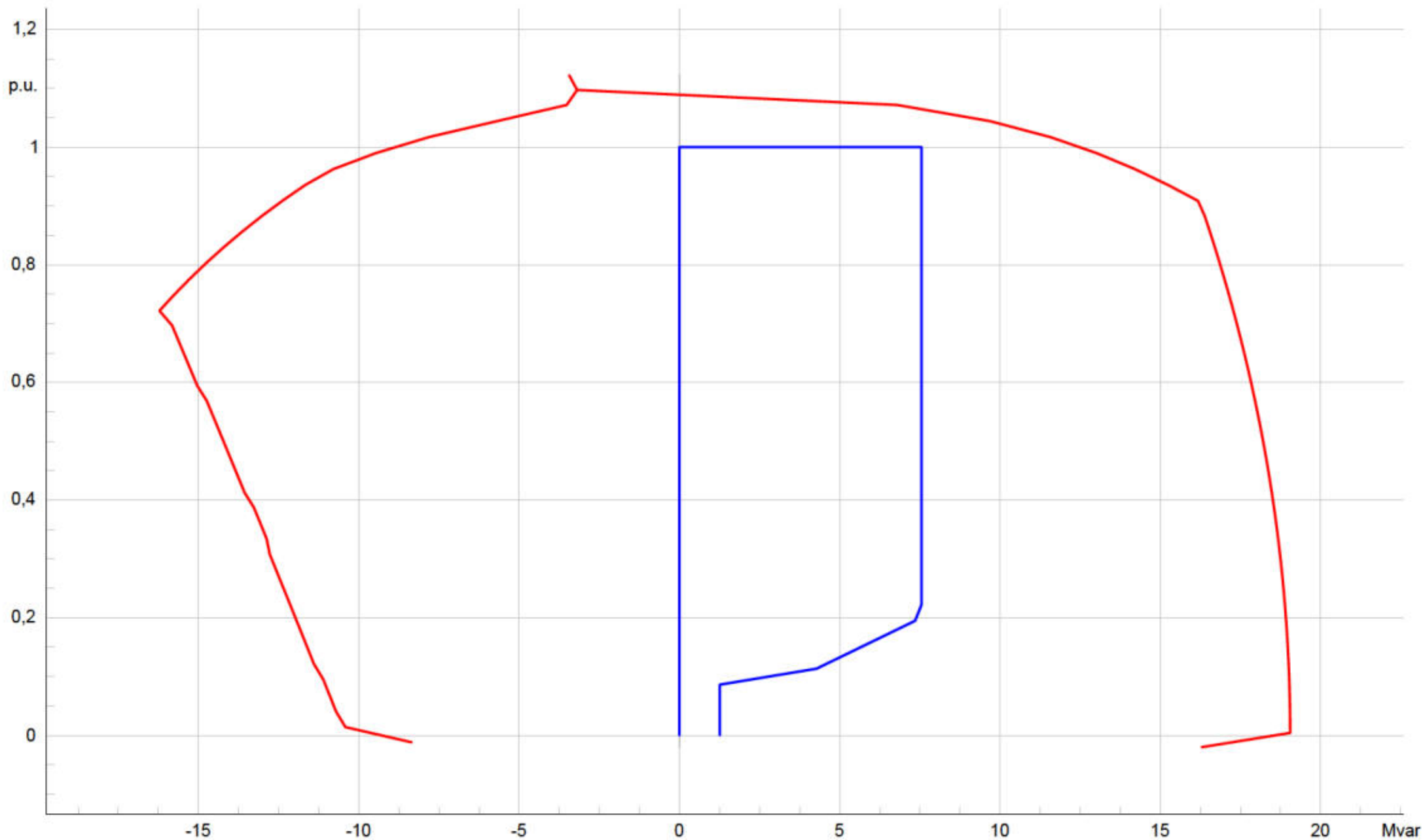
- Power Plant PQ Diagram (EN): $Q = 0$ | Active power at PoC
- Active power reference value in p.u., ESPAÑA @ v equal 1 p.u.
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC | Active power at PoC
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC (without generation) | Active power at PoC (without generation)

ANEXO 15: CURVAS P/Q EN PCR, 1.05 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MWac)

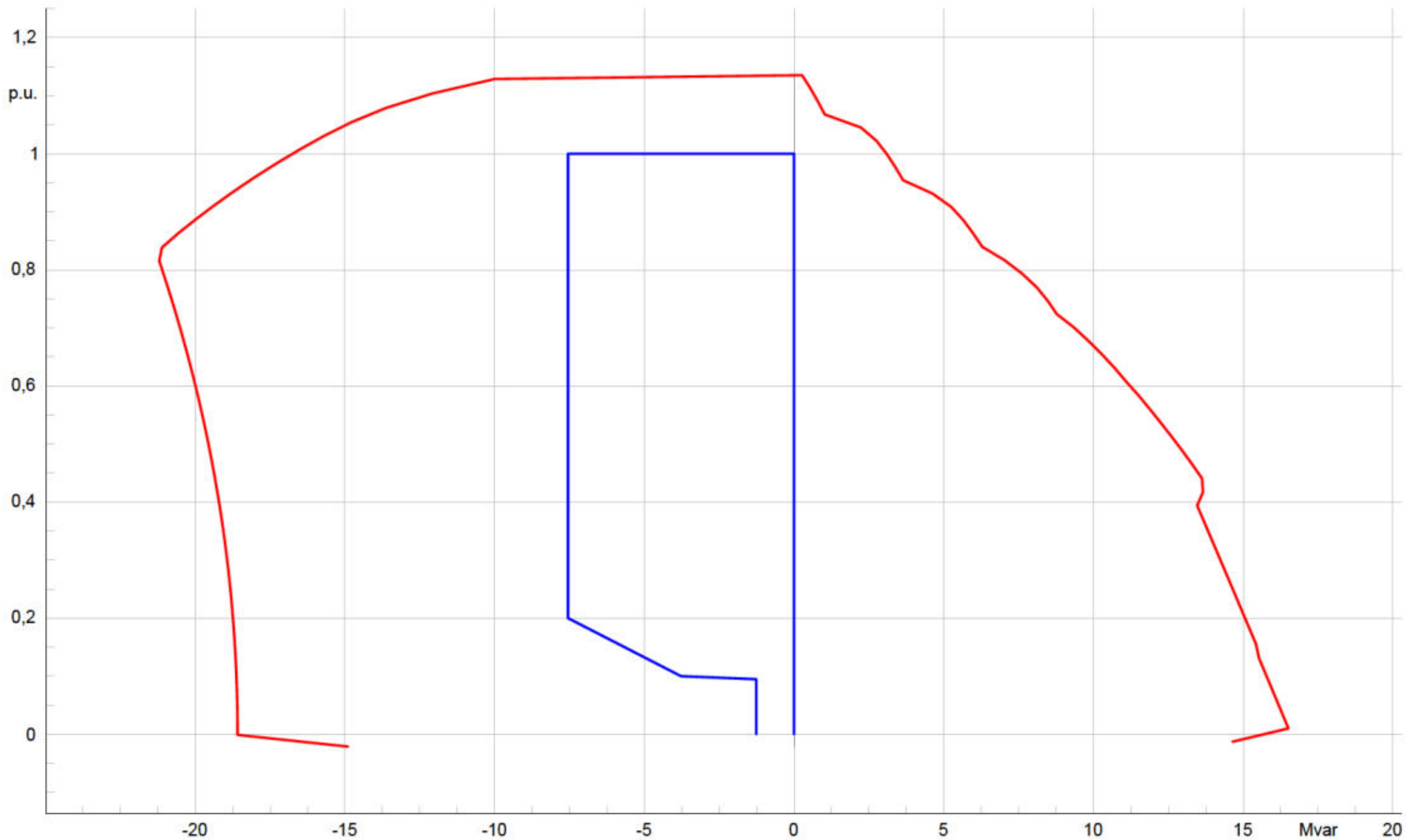


- Power Plant PQ Diagram (EN): Q = 0 | Active power at PoC
- Active power reference value in p.u., ESPAÑA @ v equal 1.05 p.u.
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC | Active power at PoC
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC (without generation) | Active power at PoC (without generation)

ANEXO 16: CURVAS P/Q EN PCR, 0.95 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MWac)

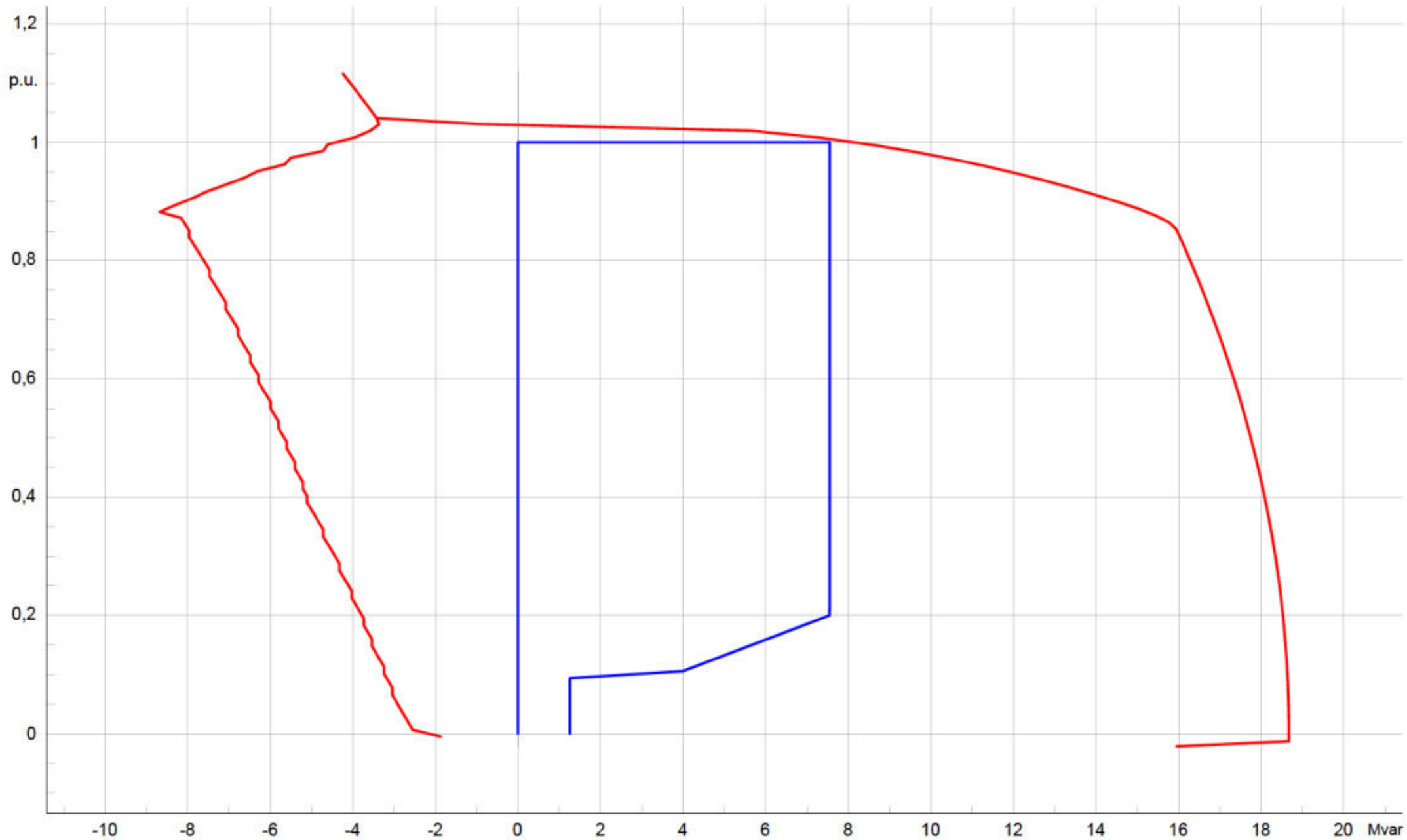


ANEXO 17: CURVAS P/Q EN PCR, 1.1 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 25.16 MWac)



- Power Plant PQ Diagram (EN): Q = 0 | Active power at PoC
- Active power reference value in p.u., ESPAÑA @ v equal 1.10 p.u.
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC | Active power at PoC
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC (without generation) | Active power at PoC (without generation)

ANEXO 18: CURVAS P/Q EN PCR, 0.9 P.U.@ PCR (PEÑA RUBIA – 26.16 MWac)



- Power Plant PQ Diagram (EN): $Q = 0$ | Active power at PoC
- Active power reference value in p.u., ESPAÑA @ v equal 0.90 p.u.
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC | Active power at PoC
- Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC (without generation) | Active power at PoC (without generation)

ANEXO 5.

ESTUDIO DE CALIDAD DE LA ENERGÍA

Estudio de Calidad de la Energía

PSF PEÑA RUBIA
(max. 25.16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO,
COMUNIDAD DE MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Estudio de Calidad de la Energía						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO	PR-PV-30GNO-0300						
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	ANTECEDENTES	4
1.1	DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN O PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN A RED	4
1.2	DEFINICIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERCONEXIÓN DESDE EL MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE) HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR).....	6
1.3	DEFINICIÓN DE LAS BARRAS DE CENTRAL.....	6
2	NORMATIVA DE APLICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO	7
3	DATOS DE PARTIDA	8
3.1	DATOS INICIALES.....	8
3.2	INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	8
3.3	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LOS BLOQUES DE POTENCIA (PCS).....	14
3.4	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES DE LOS BLOQUES DE POTENCIA.....	14
3.5	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN (LSMT) EN 45 KV	15
3.6	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE BAJA TENSIÓN.....	16
4	ARMÓNICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	17
4.1	Origen de los armónicos	17
4.2	Perturbaciones producidas por los Armónicos.....	17
4.3	Indicadores característicos de presencias de armónicos	18
4.3.1	Distorsión Armónica Individual (o distorsión armónica de rango h)	18
4.3.2	Tasa de Distorsión Armónica Total (THD)	18
4.3.3	Espectro de Armónicos	19
5	ESTUDIO DE ARMÓNICOS	20
5.1	Análisis de Resonancia.....	22
5.2	Análisis de Distorsión Armónica. Espectro de Armónicos.....	23
5.3	Análisis de Distorsión Armónica. Espectro de Armónicos en Corriente	31
5.4	Análisis de Flicker.....	34
6	CONCLUSIONES	36
ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25.16 MWAC		37
ANEXO 2: CONTENIDO ARMÓNICO EN CORRIENTE DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO SUNGROW SG350HX		38

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos principales del inversor SUNGROW SG350HX	8
--	---

LISTA DE FIGURAS

Figura 2 Curvas P/Q Inversor SUNGROW SG350HX.....	8
Figura 3 Modelado de Emisión Armónica del Inversor Fotovoltaico SUNGROW SG350HX	12
Figura 4 Modelado de distorsión de Flicker del Inversor Fotovoltaico SUNGROW SG350HX.....	13
Figura 5 Niveles de Planificación de emisión de armónicos en tensión, en porcentaje sobre la tensión fundamental (IEC).....	20
Figura 6 Niveles Límite de emisión de armónicos de tensión, en porcentaje sobre la tensión fundamental (DST/DSC/2019/045).....	21
Figura 7 Niveles de planificación de tensiones armónicas, en porcentaje sobre la tensión fundamental (DST/DSC/2019/045).....	21
Figura 8 Escaneo/barrido de la impedancia del sistema a distintas frecuencias y desde el Punto de Conexión a Red (PCR)	23
Figura 9 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a Red (PCR) vs IEC 61000-3-6.....	24
Figura 10 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a Red (PCR) vs DST/DSC/2019/045 (5.1.2).....	25
Figura 11 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a Red (PCR) vs DST/DSC/2019/045 (5.1.1).....	26
Figura 12 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a red (PCR) (THD)	31
Figura 13 Distorsión armónica de corriente en el Punto de Conexión a red (PCR)	32
Figura 14 Distorsión armónica de corriente en el Punto de Conexión a red (PCR) (THD).....	34
Figura 15 Niveles de límite de emisión de perturbaciones en tensión (flicker) – DST/DSC/2019/045 5.1.2).....	34
Figura 16 Niveles de límite de emisión de perturbaciones en tensión (flicker) – DST/DSC/2019/045 5.1.1).....	35
Figura 17 Niveles de flicker en operación continua y de operaciones de maniobra Switch-On 100 % (Long term y short term. Nivel de carga, 100%)	35
Figura 18 Niveles de flicker en operación continua y de operaciones de maniobra Switch-Off 100 % (Long term y short term. Nivel de carga, 100%)	35

1 ANTECEDENTES

El presente documento tiene como objetivo analizar y evaluar mediante los criterios de calidad de la energía establecidos en la norma (IEC 61000, Propuesta de P.O. 12.2 de REE y Orden DST/DSC/2019/045), el impacto en la red que provoca la conexión de la Planta Fotovoltaica denominada PEÑA RUBIA de 25.16 MWac de capacidad de acceso.

1.1 DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN O PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN A RED

La conexión de la instalación de generación renovable se realizará en barras de 45kV de Sub. Puente San Fernando con una nueva posición.

El Punto de conexión a red a efectos de evaluación de la potencia reactiva y medición fiscal, se sitúa en la parte de baja tensión de la Subestación Transformadora SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45kV, donde se conecta la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA, en el lado de 45 kV.



El propietario de la planta FV deberá construir una Línea de 11.45 km a 45 kV desde SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV hasta el centro de seccionamiento de Peña Rubia 45 kV.

El Punto de conexión a red a efectos de evaluación de la potencia reactiva y medición fiscal, se sitúa en la Subestación Transformadora dedicada SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45 kV donde se conecta la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA, en el lado de 45 kV.

Para el propósito del presente estudio, la contribución al cortocircuito desde el lado de la red en el Punto de Interconexión, se ha obtenido a partir de la información facilitada por Grupo Naturgy de fecha 02/06/2022 y referencia DDS.DAR.21_1967.

a) Puntos de conexión y medida propuestos:

Expediente: EXP918321090021
 Titular: [REDACTED]
 CIF Titular: [REDACTED]
 Nombre Instalación: PSF PENA RUBIA
 Ubicación Instalación: MEJORADA DEL CAMPO (MADRID)
 Potencia Concedida (KW): 25.160,00
 Punto de conexión: en barras de 45kV de Sub. Puente San Fernando con una nueva posición.
 Línea:
 Subestación: PSF PUENTE DE SAN FERNANDO
 Tipo de acometida:

b) Tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión

Tensión (kV): 45.0

c) Potencia de cortocircuito

Sc_c máx. (MVA): 2400.0
 Sc_c mín.(MVA): 880.0

Con el objetivo de alcanzar los niveles de cortocircuito en el Punto de Interconexión (sin la planta fotovoltaica) incluidos arriba, la representación en el software DigSilent (external grid) del equivalente Thévenin en el Punto de Interconexión se ha realizado acorde a la siguiente figura.

Min. Values		
Short-Circuit Power Sk'min	880,	MVA
Short-Circuit Current Ik'min	11,29041	kA
R/X Ratio (min.)	0,1	
Z ₂ /Z ₁ min.	1,	
X ₀ /X ₁ min.	10,	
R ₀ /X ₀ min.	1,	
C ₀ min.	0,	uF

Figura 1 Equivalente Thévenin en SET PEÑA RUBIA 45 Kv. Cortocircuito mínimo.

1.2 DEFINICIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERCONEXIÓN DESDE EL MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE) HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR)

Las instalaciones de interconexión desde la salida del parque fotovoltaico al Punto de Conexión a Red consistirán en:

- Línea Subterránea de Media Tensión desde el parque FV PEÑA RUBIA hasta SET PUENTE SAN FERNANDO.
- El PCR se sitúa en el lado de 45 kV de la citada SET PUENTE SAN FERNANDO

1.3 DEFINICIÓN DE LAS BARRAS DE CENTRAL

La definición del punto eléctrico denominado Barras de Central (BC), se sitúa en 45 kV en el mismo punto que el PCR definido anteriormente.

2 NORMATIVA DE APLICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO

Los requerimientos de calidad de la energía que la planta fotovoltaica ha de cumplir, vienen especificados de forma complementaria en las siguientes normas/procedimientos de referencia:

- IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-13 y IEC 61000-3-7. Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3: Límites.
- IEC 61000-2-2. Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 2: Entorno.
- Propuesta de Procedimiento de Operación “P.O. 12.2. Instalaciones de Generación y Demanda: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad” de REE, apartados “4.1.2.1. límites de emisión de perturbaciones” y “4.1.2.2 Niveles de planificación de perturbaciones”.
- DST/DSC/2019/045: Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento

3 DATOS DE PARTIDA

3.1 DATOS INICIALES

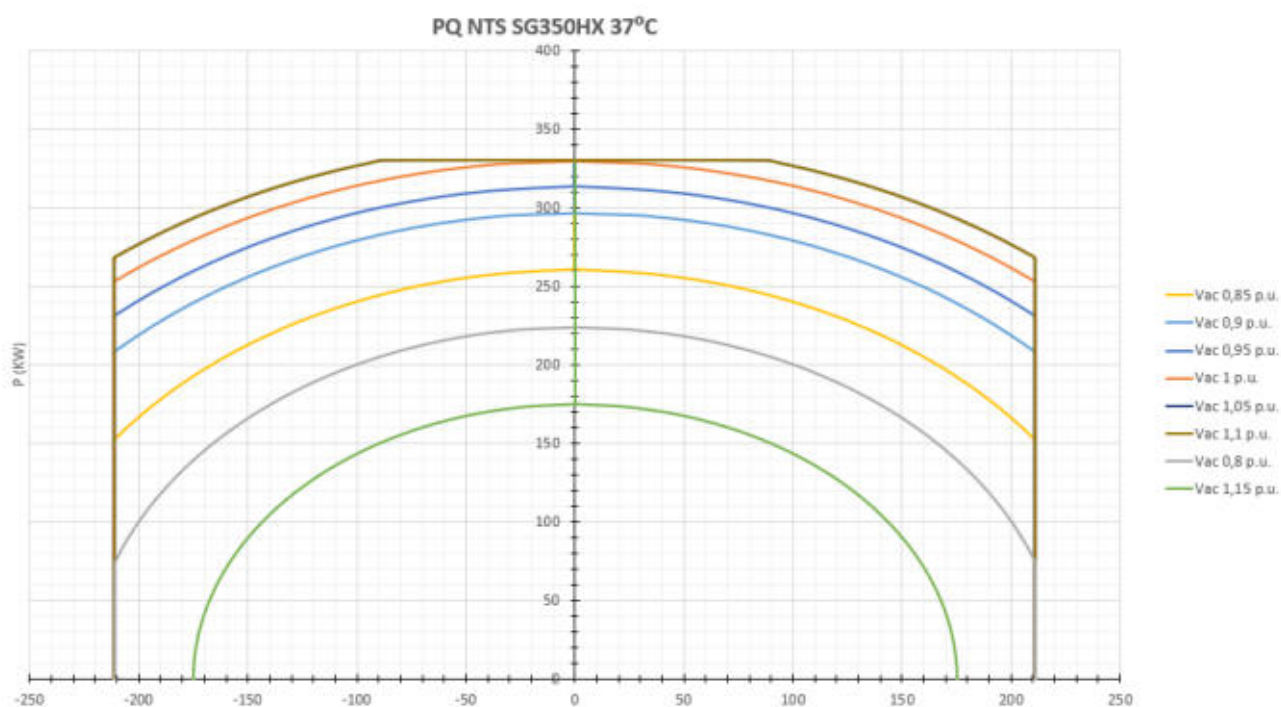
El estudio considera la red eléctrica existente como un bus Slack junto con la planta fotovoltaica en el PCR (45 kV).

El estudio considera 37°C como temperatura ambiente de operación y diseño.

3.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Tensión nominal:	[kV]	0.8
Tipo de compensación	[]	Inversores fotovoltaicos
Número de unidades inversoras	[]	90
Potencia aparente @35°C	[KVA]	329.6 kVA@37°C
Potencia reactiva total (inductiva/capacitiva)	[kVAr]	+/-211.2 kVAR @ 1 p.u.
Número de etapas (inductivo/capacitivo)	[]	Reajuste sintonizado
Tamaño de las etapas (inductivo/capacitivo)	[Mvar/etapa]	N/A
Curva de capacidad de potencia reactiva		Completa
Ventana MPPT (@ 1pu @ 1fdp)	[Vdc]	880 - 1300

Tabla 1 Datos principales del inversor SUNGROW SG350HX



Flicker Coefficients - Equipment Type Library\Flicker HUAWEI 350HX - Switch Off.TypFlicker

Name:

	Network Angle, psi deg	Coefficient, c(psi)	Step Factor, kf(psi)	Voltage Change Factor, ku(psi)
1	30,	0,009	0,015	0,08
2	50,	0,009	0,011	0,08
3	70,	0,014	0,007	0,08
4	85,	0,011	0,003	0,08

Maximum Switching Operations

N10:
 N120:

OK
Cancel

Flicker Coefficients - Equipment Type Library\Flicker HUAWEI 350HX - Switch On (100%).TypFlicker

Name:

	Network Angle, psi deg	Coefficient, c(psi)	Step Factor, kf(psi)	Voltage Change Factor, ku(psi)
1	30,	0,009	0,003	0,034
2	50,	0,009	0,003	0,034
3	70,	0,014	0,002	0,0034
4	85,	0,011	0,002	0,0034

Maximum Switching Operations

N10:
 N120:

OK
Cancel

Figura 3 Modelado de distorsión de Flicker del Inversor Fotovoltaico SUNGROW SG350HX

3.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LOS BLOQUES DE POTENCIA (PCS)

Tensiones Nominales:	[kV/kV]	45/0.8/0.8
Número de unidades	[]	3
Potencia Nominal @35°C	[MVA]	9600 @40°C
Número de devanados	[2-W,3-W]	3-W
Tipo de refrigeración	ONAN	ONAN
Tipo de conexión	[]	Ynd11d11
Impedancia de cortocircuito (Tap 3)	[%]	10% / 9% / 9% @-4.8 MVA
Pérdidas en el cobre Pk (Tap 3)	[kW]	64.026 / 40.957 / 40.957
Pérdidas en vacío PO	[kW]	9.6
Corriente de vacío	%	0.5
Cambiador de Etapas	tipo	NLTC
Número y tamaño de las etapas del cambiador de etapas	[+x, ± %, - y]	± 2,5 ± 5 % ± 7,5 % ± 10 %
Impedancia zero	[%]	9% / 8.1% / 8.1% @4.8 MVA
Ratio X0/R0	[]	7.43 / 10.5 / 10.5

Tabla 2 Datos principales del transformador 45/0.8/0.8 kV – 9.6 MVA

3.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES DE LOS BLOQUES DE POTENCIA

Tensiones Nominales:	[kV/kV]	0.8/0.4
Número de unidades	[]	3
Potencia Nominal	[kVA]	25
Número de devanados	[2-W,3-W]	2-W
Tipo de refrigeración	ONAN	ONAN
Tipo de conexión	[]	Dyn11
Impedancia de cortocircuito	[%]	3.5
Pérdidas en el cobre Pk	[kW]	0.225
Impedancia Zero de cortocircuito	[%]	3
Ratio X0/R0	[]	3.758
Pérdidas en vacío PO	[kW]	0.1
Corriente de vacío	[%]	2

Tabla 3 Datos principales del transformador de SSAA del Bloque de Potencia – 25 kVA

3.5 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN (LSMT) EN 45 KV

La siguiente Tabla muestra las principales características físicas y eléctricas del cableado de Media Tensión en 45 kV (240 mm² y 630 mm²) empleados para las simulaciones.

Cable	Valores por km			
	R(Ω /Km) / R0(Ω /Km)	X(Ω /Km) / X0(Ω /Km)	C(μ F/Km) / C0(μ F/Km)	I _{max} (A)
240 mm ² - Al – 45 kV	0.045 @20°C	0.175070	0.053	341 UG
	/	/	/	/
630 mm ² - Al – 45 kV	0.18	0.700281	0.053	367AG
	0.0469 @20°C	0.464	0.3	728 UG
	/	/	/	/
	0.1876	1,856	0.3	950AG

Tabla 4 Características eléctricas del cableado subterráneo de Media tensión 18/30 kV

3.6 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE BAJA TENSIÓN

La siguiente Tabla muestra las principales características físicas y eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión AI 0,6/1 kVac (1.5 kVdc) (400 mm²) empleados para las simulaciones.

Cable	Valores por km			Imax(A)
	R(Ω /Km) / R0(Ω /Km)	X(Ω /Km) / X0(Ω /Km)	C(μ F/Km) / C0(μ F/Km)	
SPS 01-A	0,001248 @20°C	0,004905	0,838411	4830
	/	/	/	
SPS 01-B	0,004992	0,019626	0,838411	4830
	0,001399 @20°C	0,005500	0,914299	
SPS 02-A	0,005596	0,022001	0,914299	4830
	0,001637 @20°C	0,006436	1,446715	
SPS 02-B	0,006548	0,025744	1,446715	4830
	0,001016 @20°C	0,003991	0,916426	
SPS 03-A	0,004062	0,015972	0,916426	4830
	0,000799 @20°C	0,003141	0,616786	
SPS 03-B	0,003195	0,012563	0,616786	4830
	0,001987 @20°C	0,007811	2,064893	
SPS 03-B	0,007947	0,031248	2,064893	4830
	/	/	/	

Tabla 5 Características eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión 0,6/1 kVac (1,5 kVdc)

4 ARMÓNICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1 ORIGEN DE LOS ARMÓNICOS

Los dispositivos y los sistemas que producen armónicos se encuentran presentes en todos los sectores, es decir, el industrial, el comercial y el residencial. Los armónicos se producen por cargas no lineales (cargas que, al ser alimentadas por una tensión senoidal, dan como respuesta una onda de intensidad deformada, no lineal).

A continuación, se indican ejemplos de cargas no lineales:

- Equipo industrial (soldadoras, hornos de arco, hornos de inducción, rectificadores).
- Variadores de velocidad para motores CC o asíncronos.
- SAI.
- Equipos de oficina (ordenadores, fotocopiadoras, faxes, etc.).
- Electrodomésticos (televisores, hornos microondas, iluminación fluorescente).
- Algunos dispositivos con saturación magnética (transformadores).
- Inversores de electrónica de potencia (fotovoltaicos).

Las cargas no lineales generan las corrientes armónicas que circulan por la red de distribución. Las tensiones armónicas se producen por el flujo de corrientes armónicas a través de las impedancias de los circuitos de alimentación.

La reactancia de un conductor aumenta en función de la frecuencia de la corriente que circula a través del conductor. Para cada intensidad armónica (rango h), existe una impedancia Z_h en el circuito de alimentación.

Cuando la intensidad armónica de rango h circula a través de la impedancia Z_h , crea una tensión armónica U_h , donde $U_h = Z_h \times I_h$ (ley de Ohm). Por lo tanto, la tensión en el embarrado que alimenta la carga no lineal se distorsiona. Todos los dispositivos que reciben la alimentación a través de dicho embarrado reciben una tensión distorsionada.

Para una intensidad armónica determinada, la distorsión es proporcional a la impedancia en la red de distribución.

4.2 PERTURBACIONES PRODUCIDAS POR LOS ARMÓNICOS

Los armónicos que circulan por las redes de distribución reducen la calidad de la alimentación eléctrica. Esto puede producir una serie de efectos negativos:

- Sobrecargas en las redes de distribución debido al aumento en la corriente en RMS.
- Sobrecargas en los conductores neutros debido al aumento acumulativo en los armónicos de tercer orden creados por cargas monofásicas.
- Sobrecargas, vibración y envejecimiento prematuro de generadores, transformadores y motores, así como aumento del ruido del transformador.

- Sobrecargas y envejecimiento prematuro de los condensadores utilizados en la corrección del factor de potencia.
- Distorsión de la tensión de alimentación que puede perturbar las cargas sensibles.
- Perturbaciones en las redes de comunicación y en las líneas telefónicas.

Adicionalmente los armónicos traen asociados importantes consecuencias económicas:

- El envejecimiento prematuro del equipo hace que se tenga que sustituir con más frecuencia, a menos que se sobredimensione desde el principio.
- Las sobrecargas en la red de distribución pueden necesitar niveles de contratación de potencia superiores y aumentar las pérdidas.
- La distorsión de las ondas de corriente produce disparos intempestivos que pueden detener la producción.

4.3 INDICADORES CARACTERÍSTICOS DE PRESENCIAS DE ARMÓNICOS

4.3.1 DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL (O DISTORSIÓN ARMÓNICA DE RANGO H)

La distorsión armónica individual se define como el porcentaje de armónicos de rango h con respecto al fundamental.

De esta forma se tiene la distorsión armónica individual de tensión:

$$U_h(\%) = 100 * \frac{U_h}{U_1}$$

Y la distorsión armónica individual de intensidad:

$$I_h(\%) = 100 * \frac{I_h}{I_1}$$

4.3.2 TASA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL (THD)

Las siglas THD equivalen a Total Harmonic Distortion, tasa de distorsión total armónica, y es un indicador ampliamente utilizado en la definición del nivel de contenido armónico en señales senoidales.

Para una señal “y”, la THD se define como:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1}$$

Esto corresponde a la definición incluida en la norma IEC 61000-2-2.

Es necesario tener en cuenta que el valor puede superar 1.

Según la norma, la variable h se puede limitar a 50. La THD es el modo de expresar como un solo número la distorsión que afecta a una intensidad o tensión que circula en un punto determinado de la instalación.

La THD por lo general se expresa como un porcentaje.

4.3.3 ESPECTRO DE ARMÓNICOS

Al representar la amplitud de cada rango armónico con respecto a su frecuencia, se obtiene un gráfico denominado espectro de armónicos.

5 ESTUDIO DE ARMÓNICOS

El estudio de inyección de armónicos en el Punto de Conexión a Red (PCR) tiene por objetivo:

- Determinar las frecuencias resonantes bajo los diferentes modos de operación de la planta fotovoltaica, estableciendo como peor modo de operación aquel que provoca la circulación de corrientes más altas (tensiones menores) y en presencia del menor nivel de cortocircuito en el Punto de Conexión a Red (PCR).
- Determinar el impacto de las condiciones resonantes, tanto en tensión como en intensidad para cada armónico, en el Punto de Conexión a Red (PCR) y en los equipos instalados en la planta, asegurando que dichas perturbaciones están siempre dentro de los niveles permitidos acorde a las normativas IEC 61000-3-6 e IEC 61000-3-7, a la Propuesta de Procedimiento de Operación “P.O. 12.2. Instalaciones de Generación y Demanda: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad” de REE, apartados “4.1.2.1. límites de emisión de perturbaciones” y “4.1.2.2 Niveles de planificación de perturbaciones” y al documento DST/DSC/2019/045: Instalaciones Conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento.

Para este análisis se ha empleado el software de sistemas eléctricos de potencia DigSILENT considerando los inversores como fuentes de armónicos, los datos de emisión de armónicos de los inversores han sido facilitados por el propio fabricante, SUNGROW, y se recogen en el Anexo 2 de este documento.

El apartado 4.2.1 de la normativa IEC 61000-3-6 establece los límites en tensión (valores de planificación) que se deben cumplir en el Punto de Conexión a Red (PCR) en función de la tensión del nudo, dichos valores se recogen a continuación:

Table 2 – Indicative planning levels for harmonic voltages (in percent of the fundamental voltage) in MV, HV and EHV power systems

Odd harmonics non-multiple of 3			Odd harmonics multiple of 3			Even harmonics		
Harmonic order h	Harmonic voltage %		Harmonic order h	Harmonic voltage %		Harmonic order h	Harmonic voltage %	
	MV	HV-EHV		MV	HV-EHV		MV	HV-EHV
5	5	2	3	4	2	2	1,8	1,4
7	4	2	9	1,2	1	4	1	0,8
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,4
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,5	0,4
$17 \leq h \leq 49$	$19 \cdot \frac{17}{h} - 0,2$	$12 \cdot \frac{17}{h}$	$21 < h \leq 45$	0,2	0,2	$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \cdot \frac{10}{h} + 0,22$	$0,19 \cdot \frac{10}{h} + 0,16$

The indicative planning levels for the total harmonic distortion are
 $THD_{MV} = 6,5\%$ and $THD_{HV-EHV} = 3\%$

Figura 4 Niveles de Planificación de emisión de armónicos en tensión, en porcentaje sobre la tensión fundamental (IEC)

Asimismo, en el documento DST/DSC/2019/045: Instalaciones Conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento, y específicamente en su apartado “5.1.2. Límites de emisión de perturbaciones”, se establecen los niveles límite de emisión de perturbaciones que se deben cumplir en el Punto de Conexión a Red (PCR).

Armónicos impares				Armónicos pares	
no múltiplo de 3		múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	1,8	3	1,8	2	1
7	1,8	9	0,9	4	0,7
11	1,3	15	0,3	6	0,3
13	1,3	21	0,2	8	0,3
$17 \leq n \leq 49$	$1,1 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,17 \cdot \frac{10}{n} + 0,14$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00%					

Tabla 1. Límites de emisión en las tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte.

Figura 5 Niveles Límite de emisión de armónicos de tensión, en porcentaje sobre la tensión fundamental (DST/DSC/2019/045)

Por último, en el documento DST/DSC/2019/045: Instalaciones Conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento, y específicamente en su apartado “5.1.1. Niveles de planificación de perturbaciones”, establece los niveles de planificación de tensiones armónicas que se deben cumplir en el Punto de Conexión a Red (PCR).

Armónicos impares				Armónicos pares	
no múltiplo de 3		múltiplo de 3			
Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)	Orden armónico (n)	Tensión armónica (%)
5	2	3	2	2	1,4
7	2	9	1	4	0,8
11	1,5	15	0,3	6	0,4
13	1,5	21	0,2	8	0,4
$17 \leq n \leq 49$	$1,2 \cdot \frac{17}{n}$	$21 < n \leq 45$	0,2	$10 \leq n \leq 50$	$0,19 \cdot \frac{10}{n} + 0,16$
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00%					

Tabla 2. Niveles de planificación de tensiones armónicas de cada nudo de la red de transporte.

Figura 6 Niveles de planificación de tensiones armónicas, en porcentaje sobre la tensión fundamental (DST/DSC/2019/045)

Cabe destacar que los valores indicados en la Propuesta de Procedimiento de Operación 12.2 de REE son idénticos, tanto para valores límites de emisión como para valores límites de planificación, a los incluidos en el documento DST/DSC/2019/045: Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento.

Condiciones de resonancia de armónicos que den como resultados niveles de distorsión de tensión por encima de los límites recomendados y mencionados anteriormente pueden causar problemas en los equipos en el sistema, en la instalación fotovoltaica en general, así como en el PCR.

Las plantas fotovoltaicas son responsables de mantener la calidad de la tensión en el sistema eléctrico mientras que los usuarios finales son responsables de mantener los niveles de armónicos de tensión e intensidad en el Punto de Conexión a Red (PCR) por debajo de los límites establecidos.

5.1 ANÁLISIS DE RESONANCIA

Para este análisis se ha empleado el software de sistemas eléctricos de potencia DigSILENT, y en particular el modelo de usuario facilitado por el fabricante, SUNGROW, que incluye a su vez los datos proporcionados de emisión de armónicos que se incluyen en el Anexo 2 de este documento.

Se han realizado escaneos de la impedancia de la planta fotovoltaica vista desde el Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV, con el objeto de identificar cualquier resonancia armónica que pudiera aflorar bajo diversas condiciones de funcionamiento. La capacitancia de los cables del sistema de colector, en conjunto con las inductancias del transformador de la planta y las inductancias del sistema, crean polos (picos) y ceros (depresiones) en los escaneos/barridos de impedancia a distintas frecuencias armónicas.

Los polos crean puntos resonantes que podrían traer asociados niveles altos de distorsión armónica en tensión en caso de que una corriente de excitación armónica se aplicara a esa misma frecuencia. Los ceros crean puntos de resonancia que pudieran atraer corrientes armónicas de esa misma frecuencia.

La siguiente figura muestra el escaneo de la impedancia del Sistema para diferentes frecuencias vista desde el Punto de Conexión a Red (PCR) (45 kV), con todos los elementos de la planta fotovoltaica en servicio.

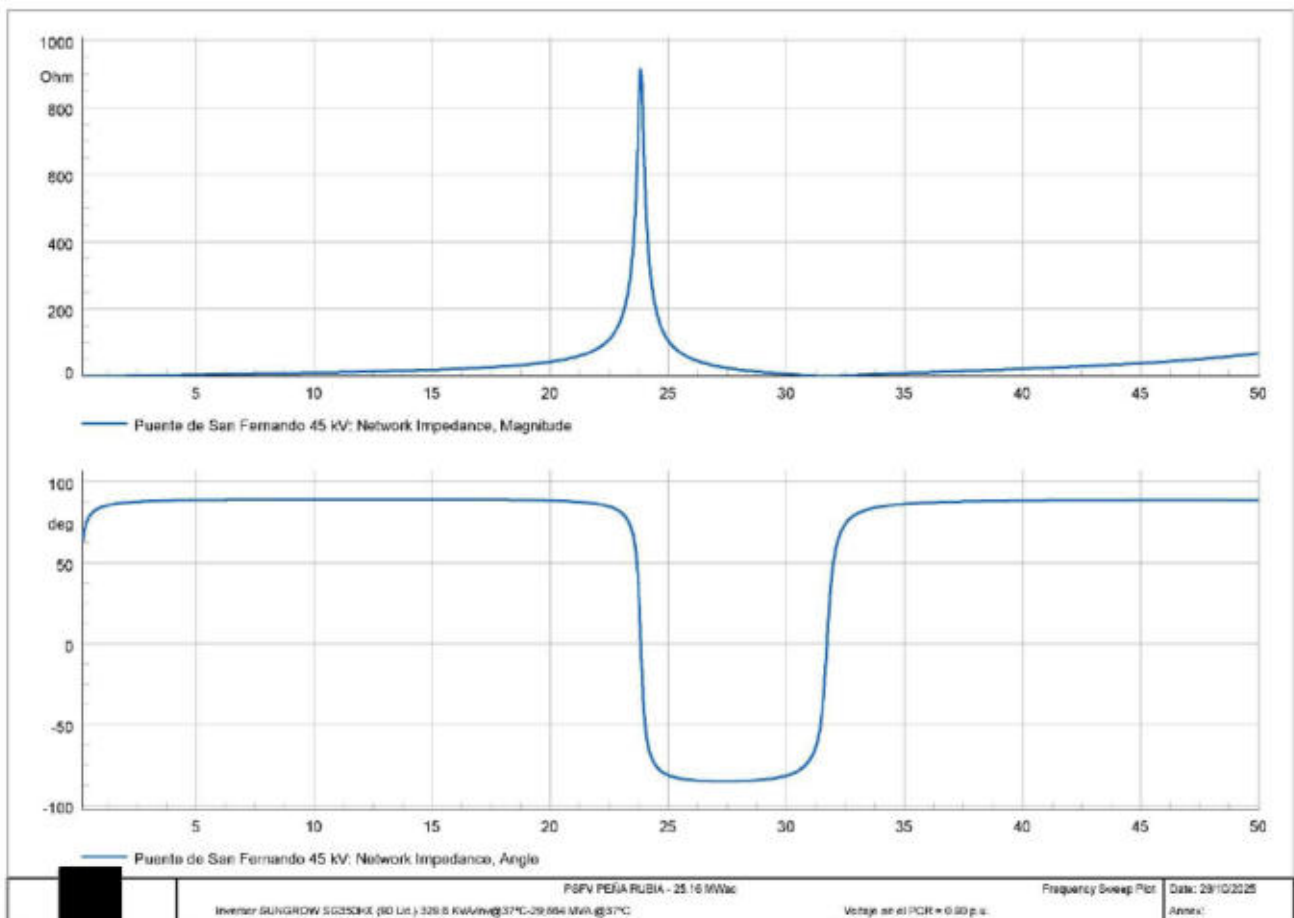


Figura 7 Escaneo/barrido de la impedancia del sistema a distintas frecuencias y desde el Punto de Conexión a Red (PCR)

El escaneo o barrido de frecuencias muestra polos en Punto de Conexión a Red (PCR) en torno al orden de armónico 24. La impedancia debida a estos polos, así como el orden de armónicos en los que se encuentran los mismos, hace que no se esperen problemas de distorsión armónica de tensión al ser excitado (el polo) por corrientes armónicas de la misma frecuencia que procedan de la planta fotovoltaica (inversores fotovoltaicos), si bien se realizará un análisis pormenorizado de estos efectos una vez se encuentre la planta fotovoltaica en funcionamiento para determinar la necesidad o no de establecer un filtro de armónicos.

5.2 ANÁLISIS DE DISTORSIÓN ARMÓNICA. ESPECTRO DE ARMÓNICOS.

El análisis de la distorsión armónica se realiza con el objetivo de evaluar la gravedad o afección de cualquier condición de resonancia identificada en el análisis de resonancia.

Los niveles de distorsión armónica de tensión y corriente se cotejan con los límites especificados en la norma IEC 61000-3-6 y en el documento DST/DSC/2019/045 (y por consiguiente, al ser los límites idénticos, en la propuesta de Procedimiento de operación "P.O. 12.2.).

Los límites deben ser utilizados como valores de diseño del sistema para el "escenario más desfavorable" de funcionamiento normal (siendo el mismo aquel que corresponde con condiciones de operación que duran más de una hora en presencia de tensiones bajas y considerando el menor nivel de cortocircuito en el Punto de Conexión a Red (PCR)).

Los armónicos y distorsiones de tensión y corriente se basan en los valores representativos de inyección de armónicos de corriente que han sido facilitados por SUNGROW e incluidos en el modelado de la planta utilizando el software DigSilent.

Los resultados del análisis de distorsión de tensión en Punto de Conexión a Red (PCR) se recogen en las siguientes figuras por medio de un diagrama de barras, donde:

- Las barras en azul sólido representan el porcentaje de tensión armónica en el Punto de Conexión a Red (PCR) y las barras rayadas (sin rellenar) representan los valores límite de planificación según la IEC 61000-3-6 para un nivel de tensión de 45 kV (HV-EHV).

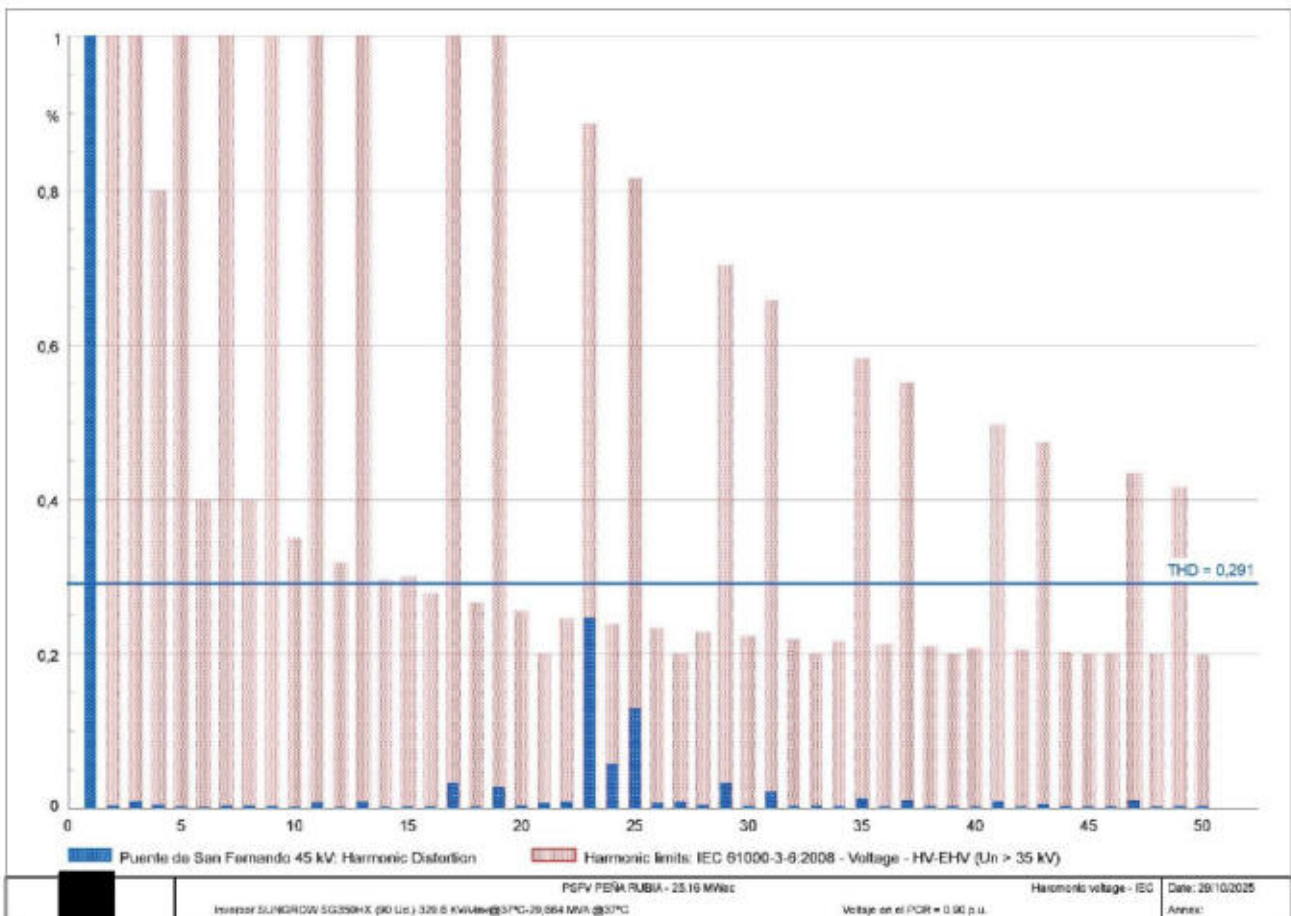


Figura 8 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a Red (PCR) vs IEC 61000-3-6

- Las barras en azul sólido representan el porcentaje de tensión armónica en el Punto de Conexión a Red (PCR) y las barras rayadas (sin rellenar) representan los valores límite de emisión según el documento DST/DSC/2019/045 y específicamente según el apartado "5.1.2. Límites de emisión de perturbaciones" (esto valores serán idénticos a los establecidos para el límite de emisión de perturbaciones de la propuesta de Procedimiento de Operación 12.2)

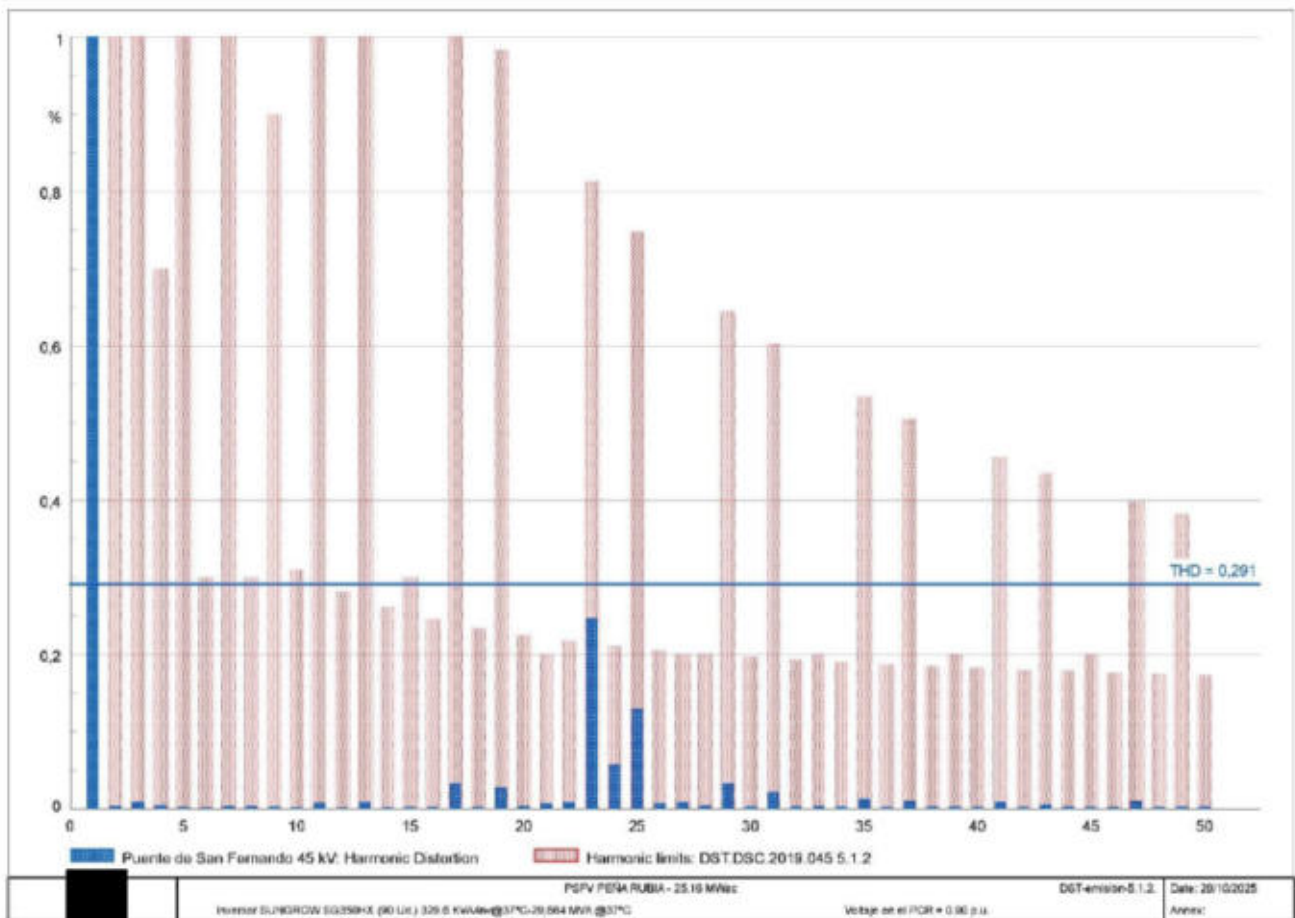


Figura 9 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a Red (PCR) vs DST/DSC/2019/045 (5.1.2)

- Las barras en azul sólido representan el porcentaje de tensión armónica en el Punto de Conexión a Red (PCR) y las barras rayadas (sin rellenar) representan los valores límite de emisión según el documento DST/DSC/2019/045 y específicamente según el apartado "5.1.1. Límites de planificación de perturbaciones" (esto valores serán idénticos a los establecidos para el límite de planificación de perturbaciones de la propuesta de Procedimiento de Operación 12.2)

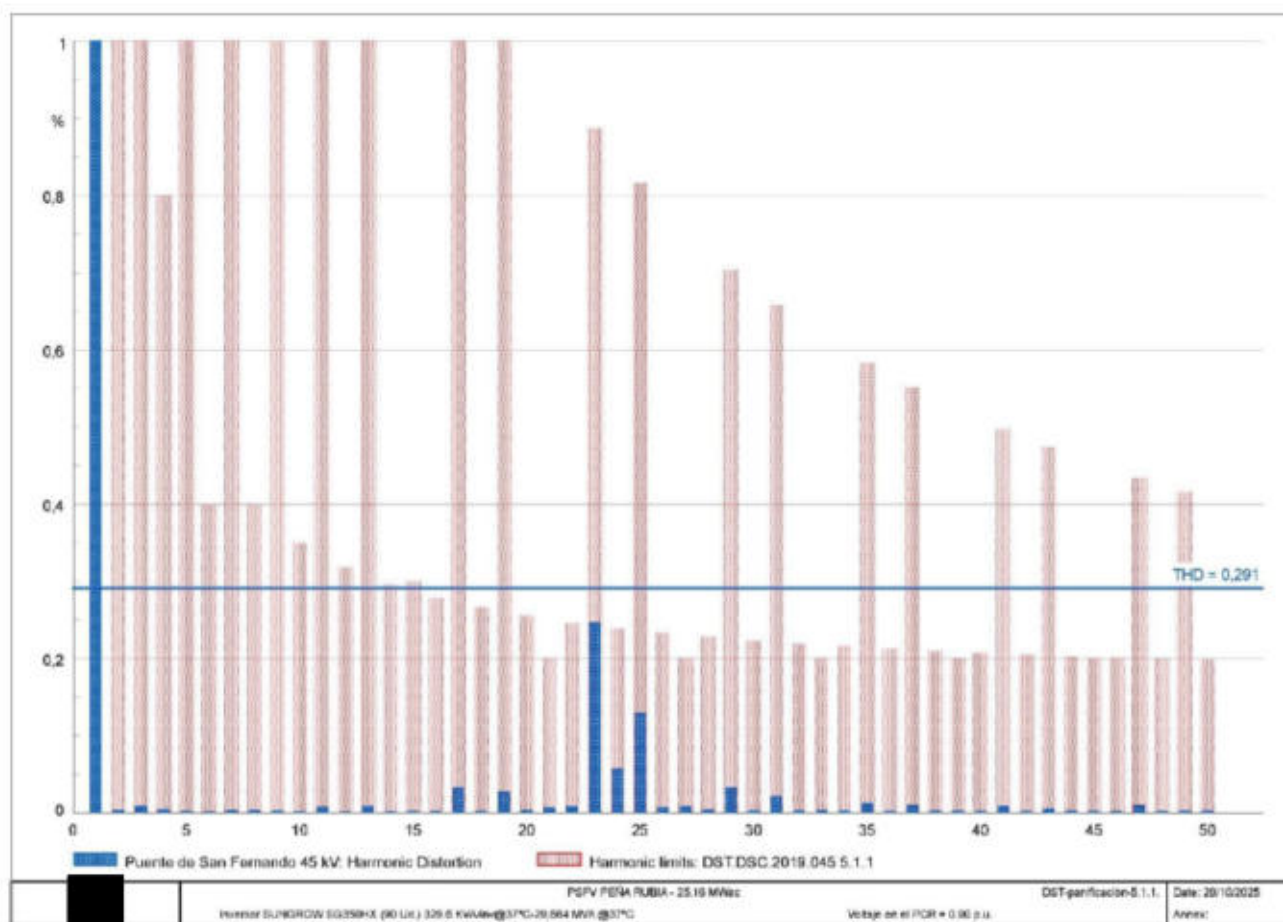


Figura 10 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a Red (PCR) vs DST/DSC/2019/045 (5.1.1)

La siguiente tabla recoge los resultados de distorsión armónica de tensión junto con los límites de planificación establecidos en la IEC 61000-3-6 con la planta exportando su máxima capacidad activa. Como se puede observar, tanto los armónicos individuales como la tasa de distorsión armónica total se encuentran por debajo de los valores de planificación exigidos acorde a las normativas consideradas, por lo que en principio no será necesario realizar un análisis en mayor profundidad sobre los armónicos presentes en la instalación.

Orden de Armónico #	Límites permitidos de tensión (en %) según las normativas IEC 61000-3-6 HV-EHV)	HD in %	Comprobación
2	1,400	0,003448	OK
3	2,000	0,009084	OK
4	0,800	0,004363	OK
5	2,000	0,001739	OK
6	0,400	0,001143	OK
7	2,000	0,003249	OK

8	0,400	0,003699	OK
9	1,000	0,001896	OK
10	0,350	0,001342	OK
11	1,500	0,007387	OK
12	0,318	0,000686	OK
13	1,500	0,008668	OK
14	0,296	0,001224	OK
15	0,300	0,001590	OK
16	0,279	0,001653	OK
17	1,200	0,032563	OK
18	0,266	0,001618	OK
19	1,074	0,027067	OK
20	0,255	0,003118	OK
21	0,200	0,007202	OK
22	0,246	0,008275	OK
23	0,887	0,246397	OK
24	0,239	0,057068	OK
25	0,816	0,128785	OK
26	0,233	0,006946	OK
27	0,200	0,008281	OK
28	0,228	0,004168	OK
29	0,703	0,032563	OK
30	0,223	0,002630	OK
31	0,658	0,021431	OK
32	0,219	0,002475	OK
33	0,200	0,003288	OK
34	0,216	0,002154	OK
35	0,583	0,012672	OK
36	0,213	0,001566	OK
37	0,551	0,010402	OK
38	0,210	0,002270	OK
39	0,200	0,002044	OK
40	0,208	0,001719	OK
41	0,498	0,009055	OK
42	0,205	0,001409	OK
43	0,474	0,005423	OK
44	0,203	0,002025	OK
45	0,200	0,001635	OK
46	0,201	0,001612	OK
47	0,434	0,009720	OK
48	0,200	0,001396	OK
49	0,416	0,002231	OK
50	0,198	0,002365	OK

La siguiente tabla recoge los resultados de distorsión armónica de tensión junto con los límites de planificación establecidos en el documento DST/DSC/2019/045 5.1.2 “Límite de emisión de perturbaciones” (y por consiguiente los de la propuesta de P.O.12.2 en términos de límite de emisión) con la planta exportando su máxima capacidad activa. Como se puede observar, tanto los armónicos individuales como la tasa de distorsión armónica total se encuentran por debajo de los valores de planificación exigidos acorde a las normativas consideradas, por lo que en principio no será necesario realizar un análisis en mayor profundidad sobre los armónicos presentes en la instalación.

Orden de Armónico #	Límites permitidos de tensión (en %) según la normativa DST/DSC/2019/045 5.1.2)	HD in %	Comprobación
2	1,000	0,003448	OK
3	1,800	0,009084	OK
4	0,700	0,004363	OK
5	1,800	0,001739	OK
6	0,300	0,001143	OK
7	1,800	0,003249	OK
8	0,300	0,003699	OK
9	0,900	0,001896	OK
10	0,310	0,001342	OK
11	1,300	0,007387	OK
12	0,282	0,000686	OK
13	1,300	0,008668	OK
14	0,261	0,001224	OK
15	0,300	0,001590	OK
16	0,246	0,001653	OK
17	1,100	0,032563	OK
18	0,234	0,001618	OK
19	0,984	0,027067	OK
20	0,225	0,003118	OK
21	0,200	0,007202	OK
22	0,217	0,008275	OK
23	0,813	0,246397	OK
24	0,211	0,057068	OK
25	0,748	0,128785	OK
26	0,205	0,006946	OK
27	0,200	0,008281	OK
28	0,201	0,004168	OK
29	0,645	0,032563	OK
30	0,197	0,002630	OK
31	0,603	0,021431	OK
32	0,193	0,002475	OK
33	0,200	0,003288	OK

34	0,190	0,002154	OK
35	0,534	0,012672	OK
36	0,187	0,001566	OK
37	0,505	0,010402	OK
38	0,185	0,002270	OK
39	0,200	0,002044	OK
40	0,183	0,001719	OK
41	0,456	0,009055	OK
42	0,180	0,001409	OK
43	0,435	0,005423	OK
44	0,179	0,002025	OK
45	0,200	0,001635	OK
46	0,177	0,001612	OK
47	0,398	0,009720	OK
48	0,175	0,001396	OK
49	0,382	0,002231	OK
50	0,174	0,002365	OK

La siguiente tabla recoge los resultados de distorsión armónica de tensión junto con los límites de planificación establecidos en el documento DST/DSC/2019/045 5.1.1 “Límite de planificación de perturbaciones” (y por consiguiente los de la propuesta de P.O.12.2 en términos de límites de planificación) con la planta exportando su máxima capacidad activa. Como se puede observar, tanto los armónicos individuales como la tasa de distorsión armónica total se encuentran por debajo de los valores de planificación exigidos acorde a las normativas consideradas, por lo que en principio no será necesario realizar un análisis en mayor profundidad sobre los armónicos presentes en la instalación.

Orden de Armónico #	Límites permitidos de tensión (en %) según la normativa DST/DSC/2019/045 5.1.1)	HD in %	Comprobación
2	1,000	0,003448	OK
3	1,800	0,009084	OK
4	0,700	0,004363	OK
5	1,800	0,001739	OK
6	0,300	0,001143	OK
7	1,800	0,003249	OK
8	0,300	0,003699	OK
9	0,900	0,001896	OK
10	0,310	0,001342	OK
11	1,300	0,007387	OK
12	0,282	0,000686	OK
13	1,300	0,008668	OK
14	0,261	0,001224	OK

15	0,300	0,001590	OK
16	0,246	0,001653	OK
17	1,100	0,032563	OK
18	0,234	0,001618	OK
19	0,984	0,027067	OK
20	0,225	0,003118	OK
21	0,200	0,007202	OK
22	0,217	0,008275	OK
23	0,813	0,246397	OK
24	0,211	0,057068	OK
25	0,748	0,128785	OK
26	0,205	0,006946	OK
27	0,200	0,008281	OK
28	0,201	0,004168	OK
29	0,645	0,032563	OK
30	0,197	0,002630	OK
31	0,603	0,021431	OK
32	0,193	0,002475	OK
33	0,200	0,003288	OK
34	0,190	0,002154	OK
35	0,534	0,012672	OK
36	0,187	0,001566	OK
37	0,505	0,010402	OK
38	0,185	0,002270	OK
39	0,200	0,002044	OK
40	0,183	0,001719	OK
41	0,456	0,009055	OK
42	0,180	0,001409	OK
43	0,435	0,005423	OK
44	0,179	0,002025	OK
45	0,200	0,001635	OK
46	0,177	0,001612	OK
47	0,398	0,009720	OK
48	0,175	0,001396	OK
49	0,382	0,002231	OK
50	0,174	0,002365	OK

A la luz de los resultados presentados se puede concluir que la distorsión armónica individual de tensión se mantiene por debajo de los límites requeridos para cada orden de armónico acorde a lo indicado en las normativas consideradas.

El análisis de resonancia junto con el de distorsión armónica dan como resultado una distorsión armónica total (THD) de un valor máximo de 0.291% cumpliendo con los requerimientos exigidos según las normativas consideradas (THD- $\leq 3\%$).

La siguiente imagen muestra un resumen de los resultados de distorsión armónica total de tensión (THD) en el Punto de Conexión a Red (PCR) de la planta fotovoltaica.

```
RED 45KV\Puente de San Fernando 45 kV.ElmTerm:  
m:THD = 0,2914783 % (Total Harmonic Distortion)
```

Figura 11 Distorsión armónica de tensión en el Punto de Conexión a red (PCR) (THD)

5.3 ANÁLISIS DE DISTORSIÓN ARMÓNICA. ESPECTRO DE ARMÓNICOS EN CORRIENTE

El análisis de la distorsión armónica se realiza con el objetivo de evaluar la gravedad o afección de cualquier condición de resonancia identificada en el análisis de resonancia.

Los armónicos y distorsiones de tensión y corriente se basan en los valores representativos de inyección de armónicos de corriente a diferentes niveles de carga de los inversores fotovoltaicos, y que han sido facilitados por SUNGROW e incluidos en el modelado de la planta utilizando el software DigSILENT.

Los resultados del análisis de distorsión de corriente en el Punto de Interconexión se recogen en las siguientes figuras por medio de un diagrama de barras, donde:

- Las barras en azul sólido representan el porcentaje de tensión de corriente armónica en el Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV.

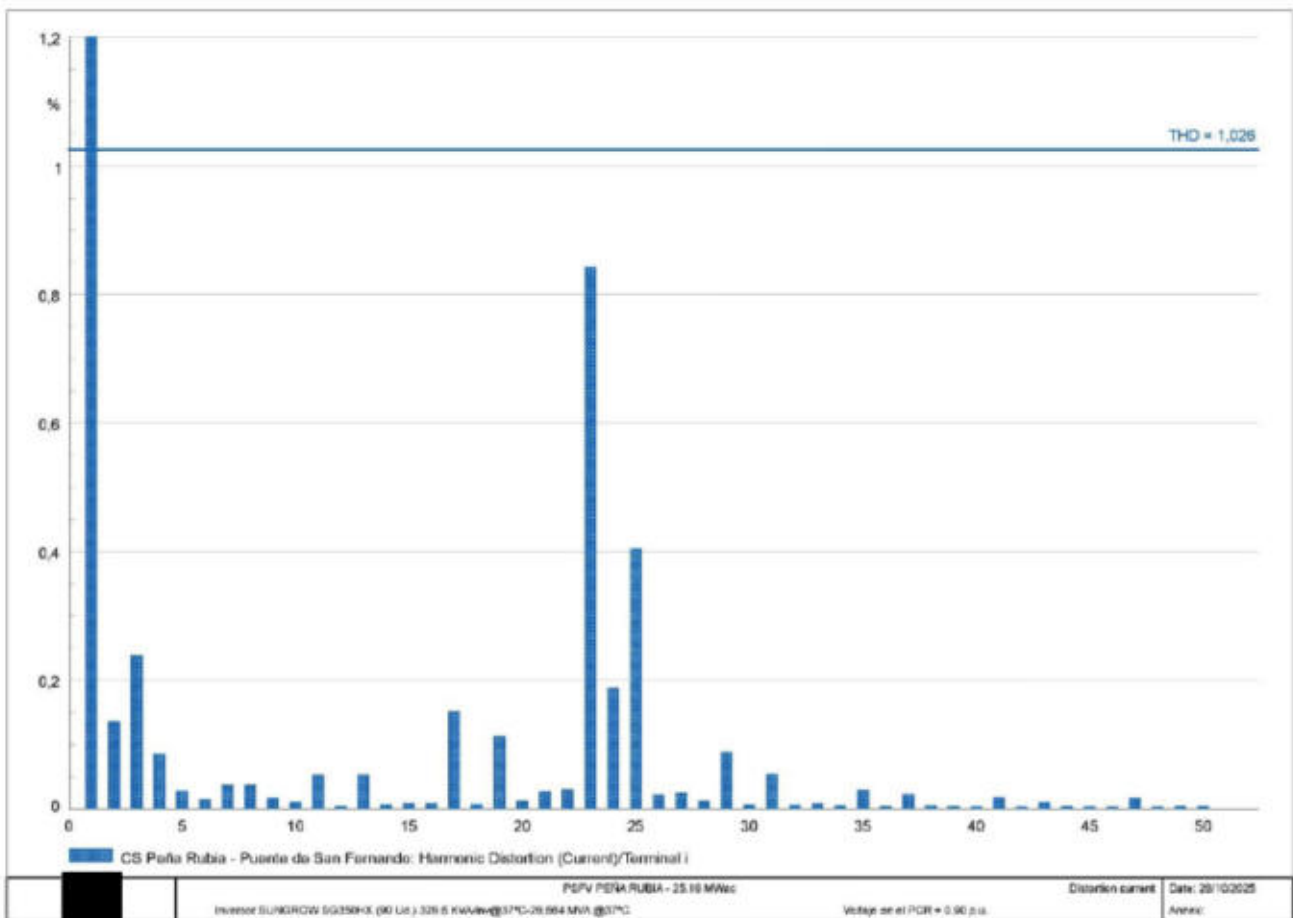


Figura 12 Distorsión armónica de corriente en el Punto de Conexión a red (PCR)

La siguiente tabla recoge los resultados de distorsión armónica de corriente en el Punto de Conexión a Red (PCR).

Orden de Armónico #	SET-45 kV (PCR) % Ibase = 25.16 MWac
2	0,135419
3	0,238038
4	0,085774
5	0,027346
6	0,014975
7	0,036506
8	0,036366
9	0,016567
10	0,010551
11	0,052816
12	0,004497

13	0,052441
14	0,006878
15	0,008338
16	0,008124
17	0,150655
18	0,007071
19	0,112047
20	0,012263
21	0,026975
22	0,029583
23	0,842597
24	0,187021
25	0,405171
26	0,021014
27	0,024122
28	0,011709
29	0,088316
30	0,006896
31	0,054376
32	0,006083
33	0,007836
34	0,004982
35	0,028478
36	0,003422
37	0,022112
38	0,004698
39	0,004121
40	0,00338
41	0,017372
42	0,002638
43	0,009919
44	0,00362
45	0,002858
46	0,002757
47	0,016265
48	0,002287
49	0,003582
50	0,00372

El análisis de resonancia junto con el de distorsión armónica dan como resultado una distorsión armónica total (THD-Corriente) de un valor máximo de 1.03%.

La siguiente imagen muestra un resumen de los resultados de distorsión armónica total de corriente (THD-Corriente) en el Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV”.

RED 45KV\CS Peña Rubia - Puente de San Fernando.ElImLne:
m:THD:bus1 = 1,025895 % (Total Harmonic Distortion (Current))

Figura 13 Distorsión armónica de corriente en el Punto de Conexión a red (PCR) (THD)

5.4 ANÁLISIS DE FLICKER

Los niveles máximos de emisión de flicker (perturbaciones de tensión) son monitorizados en el Punto de Conexión a Red (PCR), para este fin, los datos de flicker de los inversores han sido facilitados por el propio fabricante, SUNGROW y se recogen en el Anexo 2 de este documento (para el presente estudio se han elegido los valores más desfavorables que arrojan mayores niveles de flicker).

Las siguientes tablas muestran los niveles máximos permitidos acorde a la normativa IEC 61000-3-7 (niveles de planificación) y al documento DST/DSC/2019/045 (es destacable que los valores de la Propuesta de Procedimiento de operación “P.O. 12.2. son idénticos en términos de niveles de planificación y emisión”:

Table 2 – Indicative values of planning levels for flicker in MV, HV and EHV power systems

	Planning levels (see NOTE 2)	
	MV	HV-EHV
P_{st}	0,9	0,8
P_{lt}	0,7	0,6

Tabla 6 Niveles de Planificación de Emisión de Perturbaciones en tensión (flicker) – IEC 61000-3-7

- Parpadeo (Flicker): Se establecen los siguientes límites de emisión de parpadeo en cada nudo de la red de transporte:
 - $P_{st} \leq 0,8$
 - $P_{lt} \leq 0,6$

Figura 14 Niveles de límite de emisión de perturbaciones en tensión (flicker) – DST/DSC/2019/045 5.1.2)

- Parpadeo (Flicker): De acuerdo con IEC/TR 61000-3-7, "Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems" [1], en la red de transporte se establecen los siguientes niveles de planificación:
 - $Pst \leq 1,0$
 - $Plt \leq 0,8$

Figura 15 Niveles de límite de emisión de perturbaciones en tensión (flicker) – DST/DSC/2019/045 5.1.1)

Cabe destacar que los valores indicados en la Propuesta de Procedimiento de Operación 12.2 de REE son idénticos, tanto para valores límites de emisión como para valores límites de planificación, a los incluidos en el documento DST/DSC/2019/045: Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento.

La siguiente imagen muestra los niveles de Flicker obtenidos en el Punto de Conexión a Red (PCR) @45 kV.

```
RED 45KV\Puente de San Fernando 45 kV.ElmTerm:
m:THD           = 0,2932589   %      (Total Harmonic Distortion)
m:Pst_cont      = 0,00001562   (Short-Term Flicker Disturbance Factor, Continuous Operation)
m:Plt_cont      = 0,00001562   (Long-Term Flicker Disturbance Factor, Continuous Operation)
m:Pst_sw        = 0,00004641   (Short-Term Flicker Disturbance Factor, Switching Operations)
m:Plt_sw        = 0,00004456   (Long-Term Flicker Disturbance Factor, Switching Operations)
```

Figura 16 Niveles de flicker en operación continua y de operaciones de maniobra Switch-On 100 % (Long term y short term. Nivel de carga, 100%)

```
RED 45KV\Puente de San Fernando 45 kV.ElmTerm:
m:THD           = 0,2932589   %      (Total Harmonic Distortion)
m:Pst_cont      = 0,00001562   (Short-Term Flicker Disturbance Factor, Continuous Operation)
m:Plt_cont      = 0,00001562   (Long-Term Flicker Disturbance Factor, Continuous Operation)
m:Pst_sw        = 0,00007408   (Short-Term Flicker Disturbance Factor, Switching Operations)
m:Plt_sw        = 0,00007114   (Long-Term Flicker Disturbance Factor, Switching Operations)
```

Figura 17 Niveles de flicker en operación continua y de operaciones de maniobra Switch-Off 100 % (Long term y short term. Nivel de carga, 100%)

A la luz de los datos de mediciones de flicker obtenidas, se podría aventurar que la instalación presumiblemente no exhibirá problemas flicker y en cualquier caso se mantendrán dentro de los parámetros normativos en el Punto de Conexión a Red (PCR) en 45 kV.

6 CONCLUSIONES

Como se puede ver a lo largo de este documento, la Planta Solar Fotovoltaica PEÑA RUBIA de 25.16 MWac de potencia nominal, cumple con todos los requerimientos exigibles en el Punto de Conexión a Red (PCR) @45 kV, en referencia a los criterios de Calidad del Servicio (armónicos) basados en las normativas IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7 e IEC 61000-3-13.

Además, se ha verificado el cumplimiento de los requerimientos de Calidad del Servicio expuestos en el documento DST/DSC/2019/045: Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento, secciones 5.1.1 y 5.12, siendo destacable que dichos requisitos son idénticos a los establecidos en la propuesta de Procedimiento de Operación “P.O. 12.2. Instalaciones de Generación y Demanda: Requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad” de REE, apartados “4.1.2.1. Límites de emisión de perturbaciones” y “4.1.2.2 Niveles de planificación de perturbaciones”.

Asimismo, se puede observar a lo largo de este documento que la Planta Solar Fotovoltaica cumple con todos los requerimientos exigibles en el Punto de Conexión a Red (PCR) @45 kV en referencia a los criterios de Calidad del Servicio (flicker) basados en las normativas IEC 61000-3-6, IEC 61000-3-7 e IEC 61000-3-13. Así mismo, se ha verificado el cumplimiento de los requerimientos de Calidad del Servicio establecidos en el documento DST/DSC/2019/045: Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño y equipamiento, secciones 5.1.1 y 5.12, siendo destacable que dichos requisitos son idénticos a los establecidos en la propuesta de procedimiento de Operación 12.2.

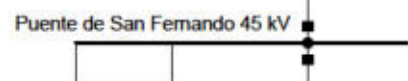
ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA FOTVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25.16 MWAC

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR



CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
RHZ1+RA+2OL 26/45KV 1x630mm² KAI H165

CS PSF Peña Rubia

CT1 -> CS
+RA+2OL 26/45KV...

CT2 -> CT1
XLPE 1x240mm² (CT2->...)

CT3 a CT2
XLPE 1x240mm² (CT3->...)

45 kV MV- SPS 01

45 kV MV- SPS 02

45 kV MV- SPS 03



0.8 kV LV-SPS 01-A

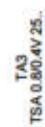
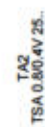
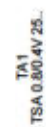
0.8 kV LV-SPS 01-B

0.8 kV LV-SPS 02-A

0.8 kV LV-SPS 02-B

0.8 kV LV-SPS 03-A

0.8 kV LV-SPS 03-B



SPS 01-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 01-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

SPS 02-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 02-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

SPS 03-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 03-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

0.4 kV-SPS 01-SSAA

0.8 kV LV-SPS 01-A-1

0.8 kV LV-SPS 01-B-1

0.4 kV-SPS 02-SSAA

0.8 kV LV-SPS 02-A-1

0.8 kV LV-SPS 02-B-1

0.4 kV-SPS 03-SSAA

0.8 kV LV-SPS 03-A-1

0.8 kV LV-SPS 03-B-1

SPS 01

General Load

INV 1.1-1.15

INV 1.16-1.30

SPS 02

General Load(1)

INV 2.1-2.15

INV 2.16-2.30

SPS 03

General Load(2)

INV 3.1-3.15

INV 3.16-3.30

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 29/10/2025 Annex:

ANEXO 2: CONTENIDO ARMÓNICO EN CORRIENTE DEL INVERSOR FOTOVOLTAICO SUNGROW SG350HX

Evaluation Report No. TRPVP02080/23B/01_R1

Commission test for GRID-CONNECTED PV INVERTER

Applicant: **Sungrow Power Supply Co., Ltd.**
No. 1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone
Hefei, Anhui 230088, P. R. China

File No.: PVP02080/23B-01

Designed: by:  Digitally signed
by Tony huang
Date: 2024.02.04
10:37:22 +08'00'

Reviewed: by:  Digitally signed
by Owen Gu
Date: 2024.02.04
11:03:21 +08'00'

All copyright and joint copyrights with respect to studies, assessments, test results, calculations, presentations, etc., drafted by TÜV NORD (Hangzhou) Co., Ltd. shall remain the property of TÜV NORD (Hangzhou) Co., Ltd. TÜV NORD (Hangzhou)'s contractual partner may use assessments, studies, test results, calculations, presentations, etc., drafted within the scope of the contract only for the purpose agreed in the contract or agreement. It is not permissible to pass on to third parties the reports, assessments, test results, calculations, presentations, etc., drawn up by TÜV NORD (Hangzhou) Co., Ltd. or to publish them in abridged form, unless the parties to the contract have concluded a written agreement on the passing on, presentation or publication of extracts from them.

Evaluation Report



File No.: PVP02080/23B-01

Report No.: TRPVP02080/23B/01_R1

Applicant..... :	Sungrow Power Supply Co., Ltd. No. 1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone Hefei, Anhui 230088, P. R. China
Manufacturer :	Sungrow Power Supply Co., Ltd. No. 1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone Hefei, Anhui 230088, P. R. China
Factory 1..... :	Sungrow Power Supply Co., Ltd. No. 1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone Hefei, Anhui 230088, P. R. China
Factory 2..... :	Sungrow Power Supply Co., Ltd. No. 608, Changning Avenue, New & High Technology Industrial, Development, Zone, 230088 Hefei City, Anhui Province, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA
Factory 3..... :	Sungrow Developers (India) Private Limited Survey No.250/3, T-Begur Village, Kasaba Hobli, Nelamangala Taluk, Bangalore, Karnataka-562123, India
Order No. :	QT-PVP02080/23B
Date of Application :	02/15/2023
Product(s) :	GRID-CONNECTED PV INVERTER
Model type(s)..... :	SG285HX, SG350HX
Type of examination :	Commission testing only
Certification program: :	BOS-P-01 Rev. 00
Certification fundamental(s)..... :	CEI 0-16:2019-04, CEI 0-16:2022-03
Testing Period :	05/08/2022 - 27/09/2022
Testing Laboratory..... :	Dongguan BALUN Testing Technology Co., Ltd. Room 104/204/205, Building 1, No. 6, Industrial South Road, Songshan Lake District, Dongguan, Guangdong, China
Annex(es) :	Annex 1: Test report no. BL-DG2280097-B01(G2) (166 pages)

Test results listed in this test report refer exclusively to the mentioned test sample.

Partly copying is not permitted without explicit agreement of the owner.

The submitted test samples as described in the reports hereunder are in compliance with the requirements / are tested according to the requirements:

CEI 0-16:2019-04 , CEI 0-16:2022-03 "Reference technical rules for the connection of active and passive users to the HV and MV electrical networks distribution company".

According to the inquiry of the applicant, update the writing error in test report. Therefore, no testing is required. It replace the certificate no. COCPVP02080/23B-01 and evaluation report no. TRPVP02080/23B/01.



中国认可
国际互认
检测
TESTING
CNAS L14701

TEST REPORT

Application number: PVP02080/23B-01

Applicant: Sungrow Power Supply Co., Ltd.

Address: No. 1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone Hefei, Anhui 230088, P. R. China

Equipment Type: GRID-CONNECTED PV INVERTER

Model Name: SG285HX, SG350HX

Brand Name: 

Ratings: See copy of marking label and model list.

Test Standard: CEI 0-16:2019-04, CEI 0-16:2022-03☆

Test Date: Aug. 05, 2022 to Sep. 27, 2022

Date of Issue: Feb. 02, 2024

ISSUED BY:

Dongguan BALUN Testing Technology Co., Ltd.

Tested by: Leo Sun

Leo Sun

Checked by: Xingzhen Man

Xingzhen Man

Approved by: Simon

Simon



Revision History

Version	Issue Date	Revisions Content
<u>Rev. 01</u>	<u>Feb. 02, 2024</u>	<u>Initial Issue</u>

Note: This report replaces the report BL-DG2280097-B01(G1) issued by Dongguan BALUN Testing Technology Co., Ltd. On Feb. 23, 2023. The replaced report is void.

List of Attachments:

Attachment 1 – ISO 9001 certificate

Attachment 2 – EMC test report ENS2208120043E00101R (total 53 pages)

Attachment 3 – EMC test report J22-480-WT(total 9 pages)

Summary of testing:

All the tests results confirmed to the requirements of the standard.

Tests performed (name of test and test clause):

N.3 Measures of the quality of voltage

N.4 Test of the operation range in voltage and frequency

N.5 Test of synchronisation conditions and power load

N.6 Test of design requirements on the sharing of reactive power

N.7 Test of construction requirements about the adjustment of reactive power

N.8 Test of insensitivity to voltage sags (LVRT capability)

N.9 Test of insensibility to mismatch in automatic reclosing phase

Testing location:

Dongguan BALUN Testing Technology Co., Ltd.

Room 104, 204, 205, Building 1, No. 6, Industrial South Road, Songshan Lake District, Dongguan, Guangdong, China

The product fulfils the requirements of CEI 0-16:2019-04, CEI 0-16:2022-03★.

Copy of marking plate:

The artwork below may be only a draft. The use of certification marks on a product must be authorized by the respective NCBs that own these marks.

<div style="text-align: center;"> <p>光伏并网逆变器 GRID-CONNECTED PV INVERTER</p> </div> <p>型号 Model: SG285HX 序列号 S/N:</p> <hr/> <p style="text-align: center;">直流输入DC-Input</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>最大输入电压 Max. Input Voltage</td><td>DC 1500 V</td></tr> <tr><td>最小MPP电压 Min. MPP Voltage</td><td>DC 500 V</td></tr> <tr><td>最大MPP电压 Max. MPP Voltage</td><td>DC 1500 V</td></tr> <tr><td>最大输入电流 Max. Input Current</td><td>DC 12*40 A</td></tr> <tr><td>最大短路电流 Isc PV</td><td>DC 12*60 A</td></tr> </table> <hr/> <p style="text-align: center;">交流输出AC-Output</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>输出电压范围 Output Voltage Range</td><td>3/PE AC 800 V (640 ~920 V)</td></tr> <tr><td>额定输出频率 Rated Output Frequency</td><td>50/60 Hz</td></tr> <tr><td>最大输出电流 Max. Output Current</td><td>AC 206 A</td></tr> <tr><td>额定输出功率 Rated Output Power</td><td>285 kW</td></tr> <tr><td>最大视在功率 Max. Apparent Power</td><td>285 kVA</td></tr> <tr><td>功率因数范围 Power Factor Range</td><td>0.8 Leading... 0.8 Lagging</td></tr> </table> <hr/> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>保护等级 Protective Class</td><td>I</td></tr> <tr><td>过压等级 Overvoltage Category</td><td>III[AC], II [DC]</td></tr> <tr><td>防护等级 Enclosure</td><td>IP66</td></tr> <tr><td>工作温度范围 Ambient Temperature</td><td>-30 ℃ ... +60 ℃</td></tr> </table> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;"> </div> <p style="text-align: center;"> 阳光电源股份有限公司 SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD. 中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道608号 No.608 Changning Avenue, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City, Anhui Province P.R. China. www.sungrowpower.com 中国制造 Made in China </p>	最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V	最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V	最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V	最大输入电流 Max. Input Current	DC 12*40 A	最大短路电流 Isc PV	DC 12*60 A	输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)	额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz	最大输出电流 Max. Output Current	AC 206 A	额定输出功率 Rated Output Power	285 kW	最大视在功率 Max. Apparent Power	285 kVA	功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging	保护等级 Protective Class	I	过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II [DC]	防护等级 Enclosure	IP66	工作温度范围 Ambient Temperature	-30 ℃ ... +60 ℃	<div style="text-align: center;"> <p>光伏并网逆变器 GRID-CONNECTED PV INVERTER</p> </div> <p>型号 Model: SG350HX 序列号 S/N:</p> <hr/> <p style="text-align: center;">直流输入DC-Input</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>最大输入电压 Max. Input Voltage</td><td>DC 1500 V</td></tr> <tr><td>最小MPP电压 Min. MPP Voltage</td><td>DC 500 V</td></tr> <tr><td>最大MPP电压 Max. MPP Voltage</td><td>DC 1500 V</td></tr> <tr><td>最大输入电流 Max. Input Current</td><td>DC 12*40 A</td></tr> <tr><td>最大短路电流 Isc PV</td><td>DC 12*60 A</td></tr> </table> <hr/> <p style="text-align: center;">交流输出AC-Output</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>输出电压范围 Output Voltage Range</td><td>3/PE AC 800 V (640 ~920 V)</td></tr> <tr><td>额定输出频率 Rated Output Frequency</td><td>50/60 Hz</td></tr> <tr><td>最大输出电流 Max. Output Current</td><td>AC 254 A</td></tr> <tr><td>额定输出功率 Rated Output Power</td><td>320 kW</td></tr> <tr><td>最大视在功率 Max. Apparent Power</td><td>352 kVA</td></tr> <tr><td>功率因数范围 Power Factor Range</td><td>0.8 Leading... 0.8 Lagging</td></tr> </table> <hr/> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>保护等级 Protective Class</td><td>I</td></tr> <tr><td>过压等级 Overvoltage Category</td><td>III[AC], II [DC]</td></tr> <tr><td>防护等级 Enclosure</td><td>IP66</td></tr> <tr><td>工作温度范围 Ambient Temperature</td><td>-30 ℃ ... +60 ℃</td></tr> </table> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;"> </div> <p style="text-align: center;"> 阳光电源股份有限公司 SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD. 中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道608号 No.608 Changning Avenue, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City, Anhui Province P.R. China. www.sungrowpower.com 中国制造 Made in China </p>	最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V	最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V	最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V	最大输入电流 Max. Input Current	DC 12*40 A	最大短路电流 Isc PV	DC 12*60 A	输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)	额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz	最大输出电流 Max. Output Current	AC 254 A	额定输出功率 Rated Output Power	320 kW	最大视在功率 Max. Apparent Power	352 kVA	功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging	保护等级 Protective Class	I	过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II [DC]	防护等级 Enclosure	IP66	工作温度范围 Ambient Temperature	-30 ℃ ... +60 ℃
最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V																																																												
最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V																																																												
最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V																																																												
最大输入电流 Max. Input Current	DC 12*40 A																																																												
最大短路电流 Isc PV	DC 12*60 A																																																												
输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)																																																												
额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz																																																												
最大输出电流 Max. Output Current	AC 206 A																																																												
额定输出功率 Rated Output Power	285 kW																																																												
最大视在功率 Max. Apparent Power	285 kVA																																																												
功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging																																																												
保护等级 Protective Class	I																																																												
过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II [DC]																																																												
防护等级 Enclosure	IP66																																																												
工作温度范围 Ambient Temperature	-30 ℃ ... +60 ℃																																																												
最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V																																																												
最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V																																																												
最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V																																																												
最大输入电流 Max. Input Current	DC 12*40 A																																																												
最大短路电流 Isc PV	DC 12*60 A																																																												
输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)																																																												
额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz																																																												
最大输出电流 Max. Output Current	AC 254 A																																																												
额定输出功率 Rated Output Power	320 kW																																																												
最大视在功率 Max. Apparent Power	352 kVA																																																												
功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging																																																												
保护等级 Protective Class	I																																																												
过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II [DC]																																																												
防护等级 Enclosure	IP66																																																												
工作温度范围 Ambient Temperature	-30 ℃ ... +60 ℃																																																												

SUNGROW 光伏并网逆变器
GRID-CONNECTED PV INVERTER

型号 Model SG350HX
序列号 S/N

直流输入DC-Input

最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V
最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V
最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V
最大输入电流 Max. Input Current	DC 14*30 A
最大短路电流 Isc PV	DC 14*60 A

交流输出AC-Output

输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)
额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz
最大输出电流 Max. Output Current	AC 254 A
额定输出功率 Rated Output Power	320 kW
最大视在功率 Max. Apparent Power	352 kVA
功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging

保护等级 Protective Class	I
过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II [DC]
防护等级 Enclosure	IP66
工作温度范围 Ambient Temperature	-30 ℃ ... +60 ℃



阳光电源股份有限公司
SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD.

中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道608号
No.608 Changning Avenue, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province P.R. China.
www.sungrowpower.com 中国制造 Made in China

SUNGROW 光伏并网逆变器
GRID-CONNECTED PV INVERTER

型号 Model SG350HX
序列号 S/N

直流输入DC-Input

最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V
最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V
最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V
最大输入电流 Max. Input Current	DC 16*30 A
最大短路电流 Isc PV	DC 16*60 A

交流输出AC-Output

输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)
额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz
最大输出电流 Max. Output Current	AC 254 A
额定输出功率 Rated Output Power	320 kW
最大视在功率 Max. Apparent Power	352 kVA
功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging

保护等级 Protective Class	I
过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II [DC]
防护等级 Enclosure	IP66
工作温度范围 Ambient Temperature	-30 ℃ ... +60 ℃



阳光电源股份有限公司
SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD.

中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道608号
No.608 Changning Avenue, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province P.R. China.
www.sungrowpower.com 中国制造 Made in China

Test item particulars :	
Equipment mobility :	Permanent connection
Operating condition :	Continuous
Class of equipment :	Class I
Mass of equipment (kg) :	See model list.
Possible test case verdicts:	
- test case does not apply to the test object..... :	N/A
- test object does meet the requirement..... :	P (Pass)
- test object was not evaluated for the requirement:	N/E
- test object does not meet the requirement..... :	F (Fail)

General remarks:

"(See Enclosure #)" refers to additional information appended to the report.

"(See appended table)" refers to a table appended to the report.

Throughout this report a comma / point is used as the decimal separator.

When differences exist; they shall be identified in the General product information section.

Name and address of Manufacturer (ies)..... : **Sungrow Power Supply Co., Ltd.**
 No. 1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone Hefei, Anhui 230088, P. R. China

Name and address of factory (ies)..... :

- 1) Sungrow Power Supply Co., Ltd.**
 No. 1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone Hefei, Anhui 230088, P. R. China
- 2) Sungrow Power Supply Co., Ltd.**
 No. 608, Changning Avenue, New & High Technology Industrial, Development, Zone, 230088 Hefei City, Anhui Province, PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA
- 3) Sungrow Developers (India) Private Limited**
 Survey No.250/3, T-Begur Village, Kasaba Hobli, Nelamangala Taluk, Bangalore, Karnataka-562123, India

General product information:

The PCE under test (EUT) is a three-phase non-isolated (transformerless) PV Grid-tied Inverter which utilizes the advanced power electronics conversion components such as MOSFET, IGBT, IPM to convert the variable DC power generated from the photovoltaic (PV) arrays to the stable utility AC power which can be fed into the commercial electrical grid.

The maximum ambient temperature allowed by the manufacturer's specifications is 60°C.

SG350HX and SG285HX are same family design products, same hardware as basic model SG350HX, except the input MPPT number, and the output power and current are limited by software.

All the measurements are performed in the temperature ranges which are given in the CEI 0-16:2019-04, CEI 0-16:2022-03: table 27.

Unless otherwise specified, all the tests were conducted on the basic model of SG350HX (16 routes MPPT).

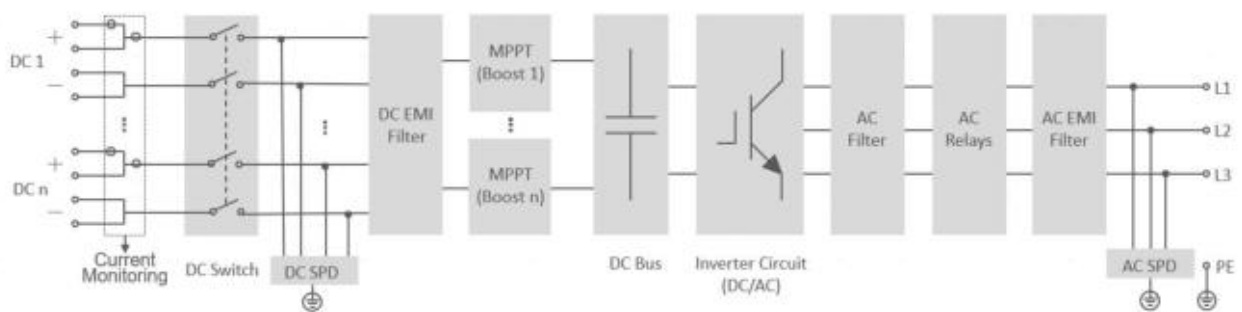
Hardware version: SG350HX

Software version:

LCD:LCD_EUCLASE-S_V11_V01_A

DSP:MDSP_EUCLASE-S_V11_V01_A

Block diagram of the utility interactive inverter:



n=12/14/16

Model list:

Model or Type designation	SG285HX		SG350HX	
PV input parameters:				
V_{MAX} PV [Vd.c.]	1500			
MPP Voltage Range [Vd.c.]	500-1500			
Max. PV Input Current [Ad.c.]	12*40	12*40	14*30	16*30
DC Short-circuit current [Ad.c.]	12*60	12*60	14*60	16*60
AC output (Grid Side) parameters:				
Rated Output Voltage [Va.c.]	800, 3/PE			
Rated Output Frequency [Hz]	50/60			
Rated Output Power [kW]	285	320		
Max. Apparent Power [kVA]	285	352		
Max. Output Current [Aa.c.]	206	254		
Power Factor $\cos\phi$ [λ]	0.8 leading ~ 0.8 lagging			
Others:				
Protective Class	Class I			
Inverter Topology	Non-isolated			
Operation Temperature Range	-30 ~ 60°C			
Ingress Protection	IP66			
Overvoltage-Category	DC II, AC III			

TOPOLOGY OF THE DEVICE, WHICH THIS CERTIFICATE IS BASED ON			
Disconnection Device	Interface Protection Device	Device For Static Conversion	Rotating Generator Device
		X	

**N.3 Test of the operation range in voltage and frequency
CEI 0-16 (2022)**

Clause	Test	Result
N.3.1	Measurement of harmonic currents	P
N.3.2	Measurement of voltage fluctuations due to isolation / separation maneuvers	P
N.3.3	Measurement of voltage fluctuations (flicker) under conditions of steady-state current	P

N.3.1 Harmonics											
SG350HX											
P/P _n [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Order	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]
2	0.063	0.061	0.048	0.077	0.131	0.181	0.238	0.284	0.294	0.189	0.123
3	0.149	0.197	0.089	0.079	0.090	0.089	0.108	0.123	0.122	0.167	0.214
4	0.047	0.045	0.041	0.060	0.078	0.107	0.137	0.161	0.152	0.099	0.076
5	0.033	0.015	0.017	0.017	0.022	0.032	0.045	0.065	0.073	0.088	0.086
6	0.031	0.057	0.046	0.051	0.040	0.049	0.064	0.077	0.098	0.074	0.046
7	0.064	0.046	0.087	0.082	0.074	0.101	0.117	0.104	0.094	0.092	0.109
8	0.031	0.023	0.036	0.038	0.034	0.027	0.028	0.055	0.071	0.079	0.105
9	0.020	0.020	0.034	0.040	0.032	0.037	0.035	0.032	0.039	0.036	0.046
10	0.017	0.041	0.022	0.018	0.036	0.041	0.043	0.042	0.040	0.028	0.028
11	0.300	0.166	0.153	0.131	0.182	0.154	0.126	0.192	0.240	0.292	0.349
12	0.025	0.027	0.019	0.016	0.023	0.031	0.041	0.054	0.064	0.040	0.028
13	0.175	0.108	0.090	0.055	0.120	0.185	0.219	0.235	0.265	0.286	0.305
14	0.015	0.015	0.019	0.016	0.033	0.036	0.037	0.042	0.038	0.034	0.037
15	0.019	0.018	0.045	0.021	0.025	0.028	0.033	0.035	0.037	0.034	0.041
16	0.013	0.014	0.024	0.024	0.021	0.026	0.030	0.035	0.038	0.035	0.036
17	0.091	0.066	0.020	0.217	0.263	0.315	0.319	0.373	0.431	0.509	0.591
18	0.015	0.017	0.015	0.021	0.020	0.019	0.024	0.030	0.037	0.027	0.024
19	0.119	0.033	0.048	0.173	0.201	0.262	0.294	0.303	0.325	0.331	0.319
20	0.018	0.015	0.022	0.024	0.028	0.032	0.034	0.035	0.035	0.031	0.028
21	0.019	0.019	0.019	0.024	0.022	0.028	0.029	0.031	0.034	0.036	0.046
22	0.015	0.016	0.017	0.016	0.020	0.022	0.024	0.031	0.038	0.033	0.033
23	0.045	0.035	0.058	0.127	0.175	0.204	0.237	0.278	0.318	0.385	0.437
24	0.013	0.014	0.014	0.014	0.016	0.019	0.018	0.021	0.027	0.025	0.025
25	0.141	0.090	0.146	0.163	0.209	0.234	0.243	0.264	0.293	0.296	0.291
26	0.022	0.013	0.017	0.015	0.020	0.023	0.022	0.027	0.027	0.031	0.028
27	0.014	0.012	0.014	0.015	0.013	0.023	0.025	0.023	0.027	0.036	0.047
28	0.017	0.014	0.013	0.012	0.012	0.016	0.020	0.030	0.035	0.029	0.030
29	0.037	0.029	0.049	0.099	0.133	0.156	0.174	0.184	0.196	0.246	0.280
30	0.017	0.014	0.013	0.014	0.017	0.018	0.018	0.023	0.025	0.025	0.026
31	0.162	0.117	0.111	0.169	0.174	0.192	0.200	0.213	0.236	0.235	0.237
32	0.025	0.013	0.014	0.011	0.014	0.016	0.015	0.020	0.022	0.030	0.030
33	0.022	0.016	0.013	0.022	0.015	0.016	0.017	0.016	0.020	0.034	0.043
34	0.019	0.013	0.020	0.012	0.010	0.014	0.017	0.025	0.030	0.028	0.030
35	0.072	0.093	0.084	0.109	0.107	0.111	0.107	0.127	0.131	0.164	0.186
36	0.019	0.016	0.016	0.014	0.016	0.020	0.019	0.021	0.024	0.024	0.024
37	0.187	0.151	0.131	0.130	0.134	0.136	0.128	0.151	0.175	0.169	0.165
38	0.031	0.018	0.017	0.015	0.016	0.020	0.021	0.021	0.025	0.035	0.037
39	0.020	0.015	0.015	0.019	0.015	0.014	0.015	0.022	0.021	0.031	0.034

40	0.029	0.026	0.088	0.024	0.021	0.022	0.023	0.026	0.028	0.027	0.029
41	0.094	0.120	0.055	0.059	0.066	0.070	0.075	0.086	0.088	0.123	0.154
42	0.024	0.019	0.017	0.015	0.017	0.016	0.017	0.022	0.023	0.022	0.024
43	0.165	0.177	0.107	0.078	0.081	0.064	0.061	0.076	0.094	0.090	0.092
44	0.024	0.017	0.018	0.017	0.017	0.018	0.017	0.020	0.022	0.032	0.034
45	0.020	0.024	0.015	0.017	0.018	0.017	0.015	0.020	0.020	0.023	0.027
46	0.021	0.017	0.017	0.015	0.012	0.015	0.016	0.020	0.025	0.023	0.026
47	0.078	0.085	0.068	0.034	0.023	0.042	0.064	0.078	0.095	0.123	0.152
48	0.018	0.017	0.014	0.015	0.014	0.016	0.014	0.017	0.020	0.019	0.021
49	0.097	0.108	0.060	0.051	0.026	0.049	0.052	0.023	0.022	0.018	0.032
50	0.022	0.015	0.015	0.015	0.015	0.020	0.026	0.023	0.025	0.031	0.032
THC [%]	20.09	4.679	2.018	1.698	1.534	1.443	1.308	1.271	1.239	1.183	1.158

Interharmonics at continuous operation

SG350HX

P/P _n [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
f [Hz]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]
75	0.129	0.066	0.087	0.082	0.092	0.100	0.113	0.122	0.134	0.138	0.132
125	0.124	0.043	0.048	0.048	0.067	0.079	0.097	0.107	0.111	0.100	0.108
175	0.046	0.040	0.037	0.040	0.056	0.072	0.083	0.095	0.100	0.088	0.099
225	0.033	0.030	0.035	0.038	0.046	0.053	0.058	0.064	0.066	0.064	0.075
275	0.053	0.030	0.048	0.038	0.042	0.047	0.054	0.059	0.066	0.069	0.079
325	0.043	0.030	0.033	0.032	0.031	0.033	0.039	0.045	0.055	0.054	0.057
375	0.034	0.030	0.031	0.031	0.030	0.032	0.038	0.044	0.052	0.054	0.056
425	0.030	0.026	0.035	0.028	0.026	0.028	0.032	0.036	0.044	0.047	0.050
475	0.022	0.027	0.028	0.027	0.026	0.025	0.029	0.033	0.038	0.041	0.044
525	0.021	0.024	0.025	0.022	0.026	0.028	0.030	0.034	0.039	0.040	0.042
575	0.025	0.023	0.026	0.019	0.025	0.027	0.030	0.034	0.038	0.039	0.043
625	0.025	0.026	0.025	0.021	0.022	0.026	0.029	0.034	0.039	0.039	0.040
675	0.028	0.026	0.025	0.019	0.022	0.026	0.030	0.034	0.040	0.039	0.039
725	0.027	0.026	0.053	0.023	0.025	0.028	0.032	0.035	0.039	0.040	0.040
775	0.021	0.024	0.026	0.020	0.028	0.028	0.029	0.032	0.036	0.039	0.040
825	0.021	0.024	0.024	0.020	0.023	0.025	0.030	0.032	0.037	0.037	0.036
875	0.023	0.024	0.036	0.020	0.024	0.025	0.027	0.030	0.034	0.037	0.039
925	0.022	0.024	0.024	0.021	0.021	0.024	0.028	0.030	0.035	0.037	0.038
975	0.024	0.025	0.024	0.020	0.022	0.023	0.026	0.029	0.034	0.035	0.037
1025	0.024	0.024	0.052	0.022	0.023	0.025	0.029	0.031	0.037	0.038	0.038
1075	0.021	0.023	0.026	0.019	0.024	0.025	0.026	0.029	0.033	0.036	0.038
1125	0.021	0.024	0.025	0.021	0.022	0.024	0.028	0.031	0.035	0.035	0.035
1175	0.022	0.024	0.024	0.020	0.023	0.024	0.025	0.028	0.032	0.035	0.038
1225	0.023	0.023	0.024	0.020	0.020	0.022	0.026	0.029	0.034	0.036	0.037

1275	0.024	0.024	0.023	0.018	0.020	0.021	0.024	0.027	0.033	0.034	0.038
1325	0.025	0.025	0.052	0.021	0.020	0.023	0.028	0.030	0.034	0.036	0.037
1375	0.023	0.023	0.024	0.018	0.023	0.023	0.024	0.028	0.031	0.035	0.038
1425	0.023	0.023	0.023	0.020	0.020	0.022	0.027	0.030	0.034	0.034	0.036
1475	0.024	0.022	0.025	0.018	0.021	0.022	0.023	0.028	0.031	0.034	0.038
1525	0.025	0.022	0.023	0.020	0.020	0.021	0.026	0.029	0.033	0.035	0.037
1575	0.026	0.023	0.023	0.018	0.020	0.021	0.023	0.027	0.032	0.033	0.037
1625	0.026	0.023	0.034	0.017	0.018	0.020	0.024	0.028	0.033	0.035	0.037
1675	0.025	0.023	0.024	0.017	0.018	0.020	0.023	0.026	0.030	0.034	0.037
1725	0.025	0.023	0.025	0.019	0.018	0.019	0.023	0.027	0.032	0.033	0.036
1775	0.026	0.024	0.027	0.019	0.019	0.020	0.022	0.027	0.030	0.033	0.036
1825	0.027	0.024	0.025	0.020	0.019	0.020	0.023	0.028	0.031	0.033	0.035
1875	0.028	0.025	0.024	0.019	0.019	0.019	0.021	0.026	0.030	0.032	0.035
1925	0.029	0.025	0.034	0.019	0.018	0.019	0.021	0.025	0.031	0.032	0.035
1975	0.027	0.025	0.024	0.019	0.018	0.019	0.022	0.025	0.029	0.032	0.034

High Frequencies components											
SG350HX											
P/P _n [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
f [kHz]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]
2.1	0.206	0.222	0.137	0.110	0.115	0.107	0.110	0.130	0.146	0.171	0.198
2.3	0.105	0.106	0.090	0.063	0.053	0.066	0.082	0.100	0.118	0.144	0.171
2.5	0.122	0.124	0.083	0.073	0.056	0.078	0.090	0.088	0.089	0.082	0.087
2.7	0.108	0.094	0.078	0.056	0.068	0.107	0.121	0.132	0.159	0.186	0.198
2.9	0.093	0.077	0.083	0.059	0.056	0.065	0.072	0.095	0.150	0.190	0.206
3.1	0.103	0.074	0.086	0.069	0.070	0.071	0.069	0.064	0.074	0.108	0.138
3.3	0.114	0.086	0.081	0.064	0.070	0.070	0.063	0.053	0.048	0.061	0.092
3.5	0.074	0.063	0.056	0.043	0.051	0.051	0.045	0.045	0.045	0.049	0.050
3.7	0.101	0.100	0.090	0.070	0.057	0.054	0.050	0.048	0.045	0.042	0.051
3.9	0.104	0.098	0.123	0.081	0.070	0.064	0.057	0.057	0.058	0.064	0.067
4.1	0.097	0.089	0.107	0.074	0.068	0.062	0.055	0.052	0.055	0.060	0.068
4.3	0.076	0.078	0.071	0.080	0.099	0.101	0.092	0.075	0.060	0.051	0.043
4.5	0.081	0.084	0.084	0.081	0.112	0.120	0.117	0.109	0.097	0.083	0.072
4.7	0.059	0.069	0.090	0.061	0.083	0.080	0.077	0.077	0.071	0.066	0.057
4.9	0.069	0.067	0.073	0.053	0.076	0.082	0.081	0.089	0.099	0.107	0.103
5.1	0.055	0.067	0.122	0.050	0.067	0.067	0.062	0.066	0.068	0.072	0.079
5.3	0.040	0.039	0.059	0.033	0.038	0.035	0.035	0.040	0.043	0.045	0.048
5.5	0.044	0.043	0.037	0.039	0.046	0.045	0.046	0.050	0.055	0.059	0.069
5.7	0.033	0.025	0.033	0.020	0.027	0.025	0.024	0.027	0.030	0.035	0.044
5.9	0.032	0.027	0.032	0.024	0.025	0.022	0.021	0.022	0.026	0.030	0.038
6.1	0.039	0.036	0.031	0.034	0.036	0.037	0.038	0.040	0.044	0.049	0.059

6.3	0.031	0.028	0.023	0.028	0.031	0.033	0.036	0.035	0.037	0.044	0.052
6.5	0.019	0.016	0.013	0.013	0.017	0.017	0.017	0.018	0.020	0.023	0.028
6.7	0.017	0.014	0.013	0.012	0.014	0.014	0.014	0.014	0.015	0.016	0.017
6.9	0.016	0.014	0.015	0.011	0.012	0.013	0.012	0.011	0.011	0.012	0.013
7.1	0.013	0.010	0.011	0.008	0.008	0.007	0.007	0.007	0.007	0.008	0.009
7.3	0.011	0.008	0.008	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.007	0.008	0.008
7.5	0.010	0.007	0.007	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.006	0.007
7.7	0.008	0.006	0.006	0.005	0.005	0.005	0.005	0.004	0.005	0.005	0.006
7.9	0.009	0.008	0.010	0.007	0.006	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.006
8.1	0.008	0.006	0.007	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.006
8.3	0.006	0.005	0.005	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.005
8.5	0.007	0.006	0.006	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.005
8.7	0.014	0.012	0.018	0.013	0.012	0.011	0.011	0.011	0.011	0.011	0.012
8.9	0.029	0.031	0.047	0.033	0.019	0.022	0.026	0.025	0.025	0.022	0.021
Voltage of defined MPP [V]								1000			
Current of defined MPP [A]								12*30			
Note: The stated harmonics are maximum values of all 3 phases.											

N.3.1 Harmonics

SG285HX

P/P _n [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Order	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]
2	0.050	0.048	0.067	0.103	0.138	0.193	0.207	0.239	0.325	0.451	0.458
3	0.192	0.202	0.117	0.086	0.075	0.112	0.145	0.087	0.093	0.080	0.093
4	0.071	0.066	0.055	0.089	0.104	0.121	0.138	0.145	0.190	0.296	0.320
5	0.022	0.035	0.027	0.030	0.035	0.027	0.032	0.079	0.086	0.120	0.134
6	0.045	0.054	0.050	0.065	0.056	0.053	0.060	0.097	0.117	0.124	0.125
7	0.091	0.067	0.092	0.065	0.045	0.049	0.074	0.060	0.054	0.090	0.076
8	0.052	0.034	0.041	0.044	0.050	0.042	0.045	0.034	0.033	0.048	0.069
9	0.033	0.015	0.062	0.024	0.024	0.062	0.096	0.062	0.066	0.025	0.028
10	0.044	0.041	0.036	0.040	0.026	0.029	0.039	0.036	0.052	0.076	0.072
11	0.329	0.241	0.228	0.196	0.251	0.234	0.189	0.091	0.110	0.151	0.141
12	0.019	0.031	0.021	0.021	0.020	0.025	0.025	0.029	0.041	0.053	0.060
13	0.216	0.212	0.242	0.120	0.178	0.064	0.051	0.037	0.052	0.067	0.050
14	0.022	0.027	0.025	0.031	0.040	0.033	0.031	0.035	0.036	0.042	0.038
15	0.018	0.018	0.034	0.041	0.028	0.043	0.032	0.033	0.037	0.021	0.029
16	0.019	0.013	0.032	0.020	0.029	0.019	0.022	0.027	0.034	0.047	0.045
17	0.058	0.086	0.061	0.116	0.153	0.194	0.197	0.234	0.259	0.269	0.245
18	0.020	0.018	0.022	0.033	0.024	0.026	0.027	0.022	0.027	0.032	0.038
19	0.123	0.085	0.060	0.114	0.092	0.073	0.102	0.147	0.135	0.121	0.098
20	0.022	0.019	0.033	0.022	0.032	0.032	0.034	0.033	0.036	0.048	0.042
21	0.031	0.019	0.021	0.017	0.043	0.022	0.034	0.021	0.021	0.027	0.029
22	0.014	0.015	0.022	0.020	0.024	0.021	0.020	0.021	0.026	0.037	0.038
23	0.088	0.052	0.036	0.035	0.170	0.157	0.172	0.246	0.288	0.306	0.322
24	0.012	0.012	0.018	0.018	0.022	0.019	0.022	0.022	0.020	0.022	0.030
25	0.040	0.039	0.112	0.066	0.147	0.132	0.128	0.167	0.170	0.155	0.131
26	0.015	0.012	0.022	0.021	0.030	0.023	0.027	0.031	0.036	0.047	0.043
27	0.025	0.019	0.016	0.020	0.026	0.018	0.026	0.020	0.022	0.029	0.027
28	0.019	0.015	0.021	0.015	0.021	0.018	0.019	0.021	0.023	0.031	0.033
29	0.075	0.036	0.029	0.077	0.097	0.137	0.163	0.210	0.243	0.272	0.308
30	0.015	0.017	0.016	0.017	0.019	0.019	0.022	0.023	0.020	0.019	0.024
31	0.018	0.081	0.107	0.163	0.136	0.148	0.148	0.175	0.185	0.173	0.164
32	0.016	0.014	0.019	0.016	0.020	0.019	0.023	0.025	0.031	0.043	0.043
33	0.016	0.020	0.018	0.020	0.016	0.025	0.020	0.015	0.020	0.034	0.033
34	0.016	0.016	0.023	0.020	0.022	0.020	0.019	0.022	0.023	0.026	0.030
35	0.042	0.073	0.073	0.091	0.094	0.126	0.116	0.169	0.218	0.245	0.268
36	0.018	0.018	0.019	0.018	0.018	0.020	0.023	0.025	0.025	0.019	0.020
37	0.053	0.125	0.122	0.133	0.147	0.154	0.143	0.166	0.193	0.194	0.194
38	0.030	0.022	0.022	0.018	0.026	0.027	0.029	0.026	0.032	0.040	0.041
39	0.013	0.020	0.019	0.016	0.021	0.021	0.014	0.016	0.020	0.023	0.023

40	0.029	0.027	0.098	0.094	0.090	0.092	0.096	0.082	0.082	0.024	0.026
41	0.069	0.126	0.101	0.078	0.105	0.089	0.090	0.133	0.161	0.196	0.222
42	0.023	0.024	0.021	0.018	0.024	0.022	0.018	0.027	0.028	0.021	0.020
43	0.090	0.185	0.134	0.151	0.158	0.132	0.118	0.151	0.174	0.186	0.200
44	0.022	0.018	0.021	0.019	0.029	0.024	0.024	0.026	0.031	0.038	0.042
45	0.018	0.029	0.020	0.020	0.026	0.019	0.013	0.015	0.019	0.025	0.024
46	0.018	0.017	0.023	0.018	0.018	0.016	0.017	0.018	0.018	0.020	0.024
47	0.087	0.140	0.063	0.096	0.082	0.064	0.060	0.095	0.130	0.151	0.180
48	0.016	0.018	0.015	0.014	0.018	0.017	0.016	0.021	0.025	0.023	0.021
49	0.085	0.159	0.072	0.096	0.083	0.067	0.104	0.139	0.168	0.186	0.199
50	0.022	0.015	0.015	0.016	0.020	0.017	0.018	0.025	0.027	0.037	0.042
THC [%]	18.02	5.613	2.607	1.698	1.521	1.220	1.056	1.044	1.072	1.093	1.022

Interharmonics at continuous operation											
SG285HX											
P/P _n [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
f [Hz]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]
75	0.057	0.059	0.073	0.085	0.085	0.100	0.109	0.096	0.134	0.157	0.042
125	0.043	0.043	0.047	0.058	0.059	0.075	0.088	0.087	0.113	0.141	0.162
175	0.036	0.037	0.039	0.049	0.053	0.072	0.079	0.093	0.115	0.124	0.134
225	0.029	0.030	0.047	0.045	0.053	0.057	0.064	0.088	0.077	0.085	0.120
275	0.031	0.031	0.044	0.062	0.058	0.055	0.071	0.117	0.085	0.072	0.083
325	0.028	0.030	0.034	0.036	0.035	0.038	0.043	0.107	0.057	0.056	0.073
375	0.027	0.029	0.036	0.036	0.033	0.036	0.040	0.094	0.056	0.050	0.056
425	0.022	0.025	0.033	0.041	0.037	0.034	0.039	0.119	0.050	0.040	0.051
475	0.020	0.024	0.032	0.033	0.032	0.030	0.030	0.147	0.037	0.033	0.041
525	0.020	0.023	0.027	0.026	0.024	0.027	0.032	0.105	0.039	0.037	0.033
575	0.020	0.024	0.027	0.027	0.025	0.027	0.031	0.145	0.037	0.034	0.035
625	0.021	0.025	0.029	0.025	0.023	0.025	0.029	0.129	0.035	0.033	0.034
675	0.021	0.024	0.029	0.026	0.024	0.025	0.029	0.117	0.035	0.031	0.034
725	0.022	0.025	0.048	0.062	0.052	0.041	0.059	0.125	0.066	0.031	0.032
775	0.022	0.026	0.050	0.040	0.040	0.032	0.033	0.080	0.041	0.029	0.029
825	0.022	0.026	0.037	0.027	0.027	0.026	0.031	0.109	0.036	0.030	0.029
875	0.022	0.025	0.034	0.043	0.030	0.028	0.042	0.067	0.042	0.029	0.029
925	0.019	0.026	0.029	0.027	0.024	0.025	0.030	0.097	0.033	0.028	0.029
975	0.020	0.026	0.045	0.033	0.029	0.025	0.030	0.099	0.036	0.026	0.028
1025	0.020	0.025	0.049	0.060	0.043	0.036	0.056	0.105	0.054	0.029	0.027
1075	0.020	0.024	0.041	0.038	0.033	0.034	0.032	0.133	0.032	0.027	0.027
1125	0.020	0.027	0.033	0.027	0.025	0.025	0.028	0.068	0.033	0.027	0.026
1175	0.021	0.026	0.030	0.034	0.027	0.028	0.029	0.081	0.031	0.027	0.026
1225	0.020	0.025	0.027	0.025	0.024	0.024	0.028	0.070	0.030	0.025	0.027

1275	0.021	0.024	0.032	0.025	0.024	0.026	0.027	0.117	0.028	0.026	0.026
1325	0.021	0.025	0.045	0.058	0.046	0.034	0.051	0.051	0.058	0.027	0.025
1375	0.022	0.026	0.045	0.036	0.033	0.027	0.030	0.093	0.035	0.026	0.026
1425	0.022	0.027	0.030	0.026	0.022	0.023	0.026	0.105	0.027	0.025	0.025
1475	0.023	0.027	0.029	0.031	0.024	0.025	0.026	0.112	0.027	0.024	0.024
1525	0.021	0.026	0.028	0.027	0.022	0.023	0.026	0.093	0.028	0.024	0.024
1575	0.022	0.026	0.031	0.027	0.022	0.024	0.025	0.100	0.026	0.023	0.024
1625	0.023	0.026	0.034	0.039	0.029	0.025	0.032	0.082	0.033	0.025	0.023
1675	0.023	0.027	0.034	0.028	0.024	0.024	0.026	0.132	0.027	0.025	0.024
1725	0.023	0.027	0.030	0.026	0.022	0.023	0.025	0.058	0.025	0.023	0.024
1775	0.024	0.028	0.031	0.028	0.024	0.024	0.025	0.090	0.025	0.022	0.022
1825	0.024	0.029	0.030	0.027	0.022	0.023	0.025	0.053	0.025	0.023	0.022
1875	0.025	0.029	0.034	0.027	0.022	0.024	0.025	0.105	0.024	0.022	0.022
1925	0.026	0.029	0.034	0.035	0.025	0.025	0.029	0.110	0.028	0.023	0.021
1975	0.025	0.028	0.032	0.026	0.023	0.025	0.026	0.112	0.025	0.023	0.022

High Frequencies components

SG285HX

P/P _n [%]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
f [kHz]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]	I _h [%]
2.1	0.131	0.235	0.187	0.187	0.204	0.172	0.164	0.212	0.249	0.278	0.305
2.3	0.106	0.158	0.099	0.117	0.107	0.088	0.086	0.113	0.145	0.162	0.189
2.5	0.105	0.173	0.095	0.113	0.102	0.088	0.121	0.157	0.184	0.198	0.211
2.7	0.117	0.189	0.122	0.101	0.078	0.074	0.090	0.131	0.169	0.231	0.310
2.9	0.083	0.087	0.114	0.095	0.078	0.073	0.073	0.085	0.097	0.139	0.220
3.1	0.083	0.127	0.117	0.099	0.079	0.057	0.077	0.078	0.096	0.112	0.169
3.3	0.077	0.078	0.075	0.078	0.063	0.053	0.059	0.058	0.067	0.087	0.144
3.5	0.057	0.059	0.068	0.071	0.052	0.048	0.055	0.051	0.052	0.050	0.069
3.7	0.090	0.083	0.077	0.070	0.070	0.072	0.067	0.054	0.044	0.055	0.094
3.9	0.088	0.084	0.101	0.095	0.089	0.092	0.096	0.084	0.067	0.054	0.094
4.1	0.084	0.082	0.098	0.091	0.082	0.091	0.097	0.081	0.072	0.050	0.049
4.3	0.071	0.069	0.087	0.070	0.068	0.084	0.089	0.099	0.080	0.050	0.073
4.5	0.070	0.058	0.090	0.076	0.064	0.079	0.088	0.102	0.095	0.067	0.066
4.7	0.049	0.048	0.088	0.077	0.063	0.073	0.097	0.104	0.101	0.060	0.057
4.9	0.063	0.053	0.090	0.063	0.070	0.066	0.083	0.113	0.113	0.083	0.073
5.1	0.049	0.046	0.066	0.089	0.055	0.067	0.114	0.108	0.118	0.065	0.052
5.3	0.032	0.034	0.047	0.049	0.038	0.040	0.060	0.063	0.068	0.040	0.040
5.5	0.043	0.043	0.037	0.038	0.036	0.036	0.040	0.053	0.059	0.054	0.053
5.7	0.029	0.033	0.025	0.029	0.024	0.024	0.028	0.029	0.034	0.029	0.028
5.9	0.024	0.026	0.029	0.029	0.024	0.026	0.033	0.034	0.036	0.021	0.022
6.1	0.034	0.034	0.028	0.027	0.026	0.028	0.030	0.037	0.039	0.034	0.034

6.3	0.028	0.029	0.023	0.021	0.022	0.023	0.024	0.037	0.038	0.029	0.029
6.5	0.016	0.017	0.013	0.011	0.011	0.014	0.014	0.018	0.018	0.017	0.019
6.7	0.014	0.015	0.013	0.011	0.011	0.014	0.014	0.011	0.010	0.011	0.012
6.9	0.012	0.012	0.013	0.011	0.010	0.013	0.015	0.012	0.012	0.008	0.011
7.1	0.011	0.010	0.009	0.008	0.008	0.010	0.010	0.009	0.009	0.006	0.008
7.3	0.009	0.008	0.006	0.007	0.007	0.008	0.008	0.007	0.008	0.005	0.006
7.5	0.008	0.007	0.006	0.006	0.005	0.005	0.006	0.006	0.006	0.005	0.005
7.7	0.008	0.006	0.005	0.006	0.005	0.004	0.005	0.005	0.005	0.004	0.004
7.9	0.008	0.006	0.008	0.008	0.007	0.007	0.007	0.006	0.007	0.005	0.004
8.1	0.007	0.005	0.006	0.006	0.005	0.005	0.006	0.006	0.006	0.004	0.004
8.3	0.006	0.005	0.005	0.005	0.004	0.004	0.005	0.004	0.004	0.004	0.004
8.5	0.005	0.005	0.006	0.006	0.005	0.005	0.006	0.005	0.006	0.004	0.004
8.7	0.010	0.011	0.014	0.012	0.008	0.009	0.017	0.014	0.015	0.009	0.008
8.9	0.014	0.013	0.022	0.027	0.017	0.018	0.041	0.029	0.034	0.020	0.013
Voltage of defined MPP [V]								1000			
Current of defined MPP [A]								12*24			
Note: The stated harmonics are maximum values of all 3 phases.											

N.3.2 Switching operations				
Max, number of switching operations, N_{10}	10			
Max, number of switching operations, N_{120}	120			
Case of switching operation	Cut-in at 10% of rated power			
Grid impedance angle, ψ_k	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$	0.003	0.003	0.002	0.002
Voltage change factor, $k_u(\psi_k)$	0.045	0.045	0.045	0.045
Maximum inrush current factor k_{imax}	0.104			
Case of switching operation	Cut-in at 100% of rated power			
Grid impedance angle	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$	0.003	0.003	0.002	0.002
Voltage change factor, $k_u(\psi_k)$	0.034	0.034	0.034	0.034
Maximum inrush current factor k_{imax}	1.005			
Case of switching operation	Service disconnection at rated power			
Grid impedance angle	30°	50°	70°	85°
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$	0.015	0.011	0.007	0.003
Voltage change factor, $k_u(\psi_k)$	0.080	0.080	0.080	0.080
Maximum inrush current factor k_{imax}	1.004			
Worst case over all switching operations, k_{imax}	1.005			

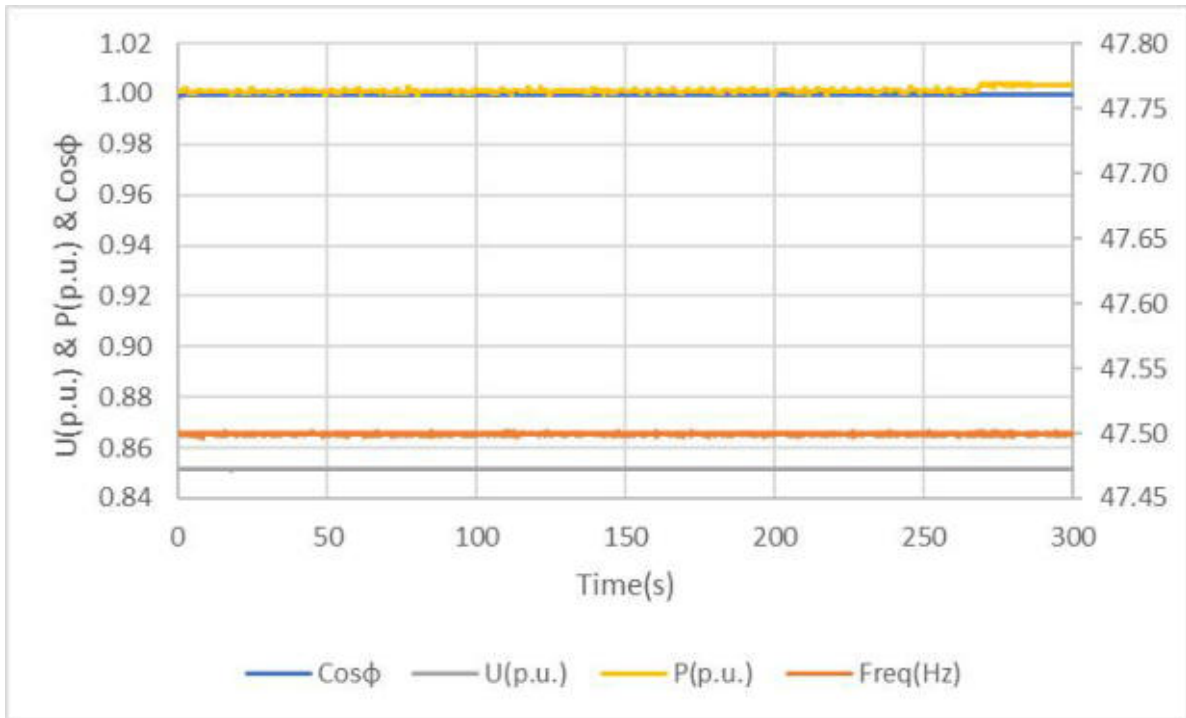
N.3.3 Measurement of voltage fluctuations (flicker) under conditions of steady-state current				
Method: Measurement was carried out according to the procedure in IEC 61400-21,				
Grid impedance angle, ψ_k	30°	50°	70°	85°
Flicker coefficient, $c(\psi_k)$	0.009	0.009	0.014	0.011
Short-term flicker, P_{st}	0.016	0.015	0.024	0.019
Note: The table entries are worst case values, $S_{k,fc}/S_n$ in the fictitious grid was set to: 0.57				

N.4 Measures of the quality of voltage
CEI 0-16 (2022)

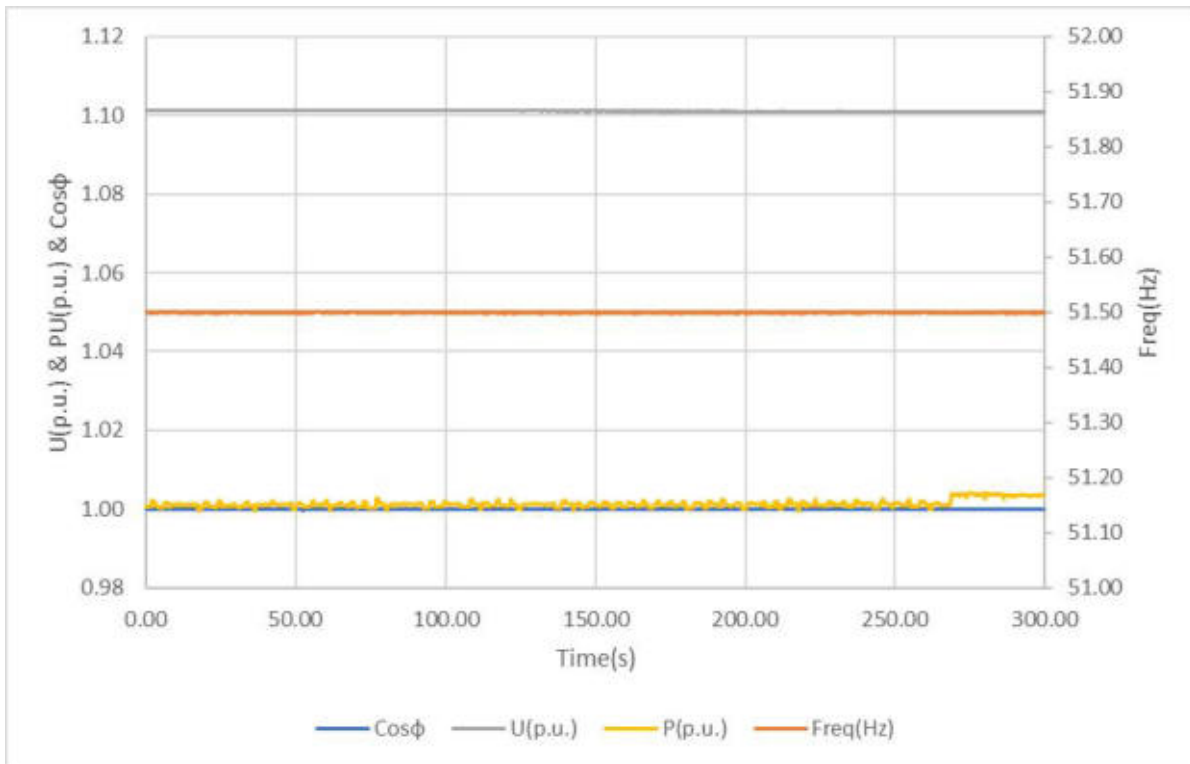
Clause	Test	Result
N.4.1	Static generators	P
N.4.1.1	Tests at full power on simulated grid	P
N.4.1.2	Tests at reduced power of simulated grid	N/A
N.4.2	All of the remaining types of generators	N/A

N.4.1.1 Tests at full power on simulated grid		P
Model: SG350HX		
Test:		
	Conditons:	
Test 1(*)	85% U_n and 47.50Hz. $P = 100\%S_n \cos\phi = 1$ for at least 300s	
Connection:	Stay connected	
Limit	Always connected	
Test 2(**)	110% U_n and 51.50 P = 100% $S_n \cos\phi = 1$ for at least 300s	
Connection:	Stay connected	
Limit	Always connected	
Test:		
(*) Unit can operate at reduced power of $P \geq 85\% * S_n$		
(**) Over frequency reduction function must be deactivated		
Supplied power must remain stable within $\pm 5\% S_n$ at the entire duration		
Assessment criterion:		
The test is intended to check the capacity of the generator to maintain the connection with the grid for an indefinite time in the field of voltage and frequency		
85% $V_n = V = 110\% V_n$		
47.5 Hz = f = 51.5 Hz		
The test should provide for the test of stable operation at the extreme limits of voltage and frequency for a minimum time of 5 minutes, for each working point (limited to 3 minutes in the field of tensions between 85% $V_n = V = 90\% V_n$ for only wind power generators).		

Graph of conditions of test 1



Graph of conditions of test 2



**N.5 Test of synchronisation conditions and power load
CEI 0-16 (2022)**

Clause	Test	Result
N.5.1	Test of synchronization conditions	P
N.5.1.1	Tests at full power on simulated grid	P
N.5.1.2	Alternative test methods	N/A
N.5.2	Active power gradual supply test (power load)	P

N.5.1 and N.5.1.1: Conditions of connection, reconnection and gradual power supply		P
N.5.2 Verification of the gradual delivery of active power (load taking)		
Model: SG350HX		
Test:		
	Voltage conditons	
a) Out of voltage range	89% U_n for 30s	111% U_n for 30s
Connection:	No connection	No connection
Limit	No connection allowed	
b) In voltage range at start-up	90% $U_n < U < 110\% U_n$	
Reconnection time [s]	34.0	50.8
Limit:	Reconnection after 30s	
Gradient:	Gradient should be recorded for at least 300s until the inverter has the full output power, Max gradient: 20% P_{max}/min For recorded gradient see diagram underneath	
c) In voltage range after voltage failure	90% $U_n < U < 110\% U_n$	
Reconnection time [s]	354.8	382.6
Limit:	Reconnection after 300s	
Gradient:	Gradient should be recorded for at least 300s until the inverter has the full output power, Max gradient: 20% P_{max} /min For recorded gradient see diagram underneath	
	Frequency conditions	
d) Out of frequency range	49.88 Hz \pm 0.01	50.12 Hz \pm 0.01
Connection:	No connection	No connection
Limit	No connection allowed	
e) In frequency range at start-up	49.90 Hz $< f < 50.10$ Hz	
Reconnection time [s]	36.4	31.2
Limit:	Reconnection after 30s	
Gradient:	Gradient should be recorded for at least 300s until the inverter has the full output power. Max gradient: 20% P_{max} /min For recorded gradient see diagram underneath	
f) In frequency range after frequency failure	49.90 Hz $< f < 50.10$ Hz	
Reconnection time [s]	387.0	358.0
Limit:	Reconnection after 300s	
Gradient:	Gradient should be recorded for at least 300s until the inverter has the full output power, Max gradient: 20% P_{max} /min For recorded gradient see diagram underneath	
Test:		

Test condition b) and c): voltage within the limits of 85% to 110%

Test condition e) and f): frequency within the limits of 49.90Hz to 50.10Hz

Assessment criterion:

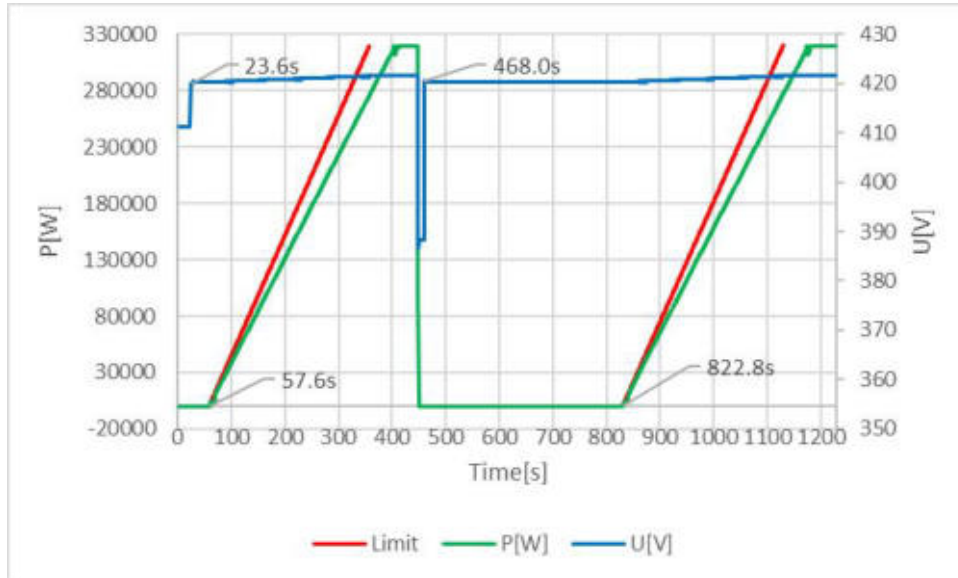
The test is intended to check that the control device of the generator enables the parallel and synchronization to the grid only when both the following conditions are verified:

- grid voltage stably between 90% and 110% of U_n ; frequency between 49.90 Hz and 50.10 Hz (default setting. adjustment range between 49 Hz and 51 Hz),
- minimum time voltage / frequency limits specified above before enabling the parallel equal to:
 - T = 30s, in cases of departure of the plants, or to reconnect after maintenance and, in general, to restart after a disconnection is not dependent by the intervention of protections SPI,
 - T = 300s, in case of return after intervention of the interface protection (time adjustable in steps of 5s, in the field 0s-900s)

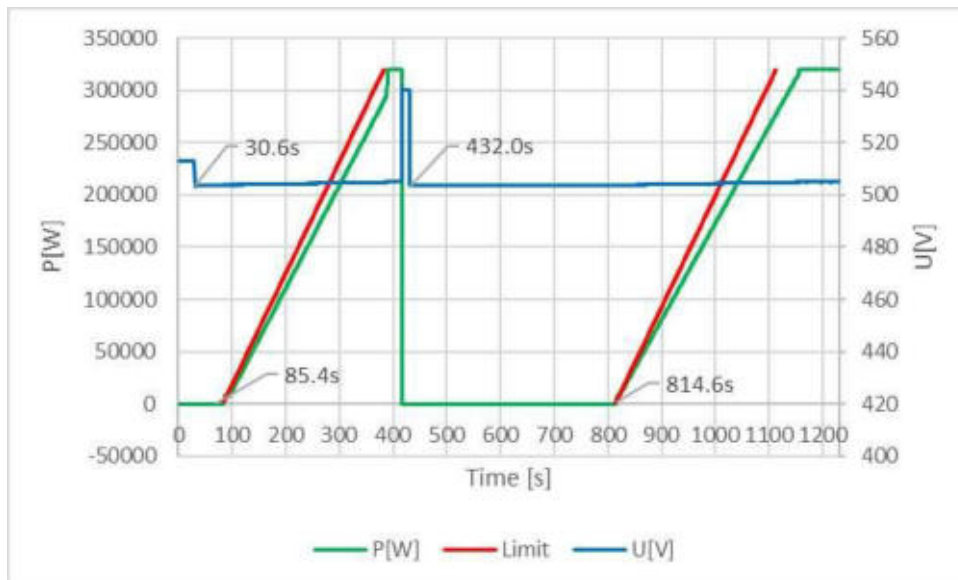
At the moment of parallel, the outlet of load must be done gradually, with a positive gradient of power not exceeding $20\% * P_M / \text{min}$, where P_M is the maximum active power of the generator,

Graph of the gradual power supply

89% U_n for 30s and 90% $U_n < U < 110\% U_n$

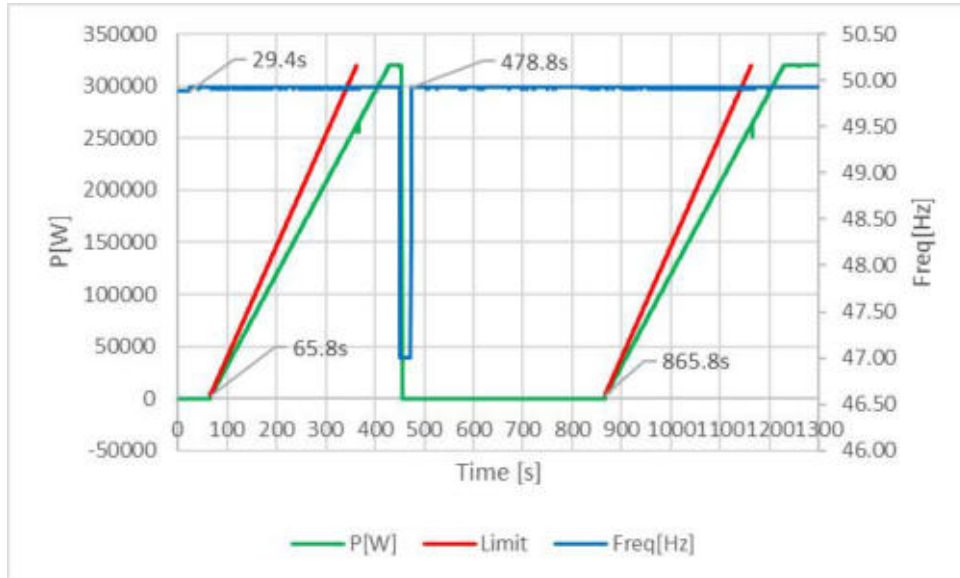


111% U_n for 30s 90% $U_n < U < 110\% U_n$

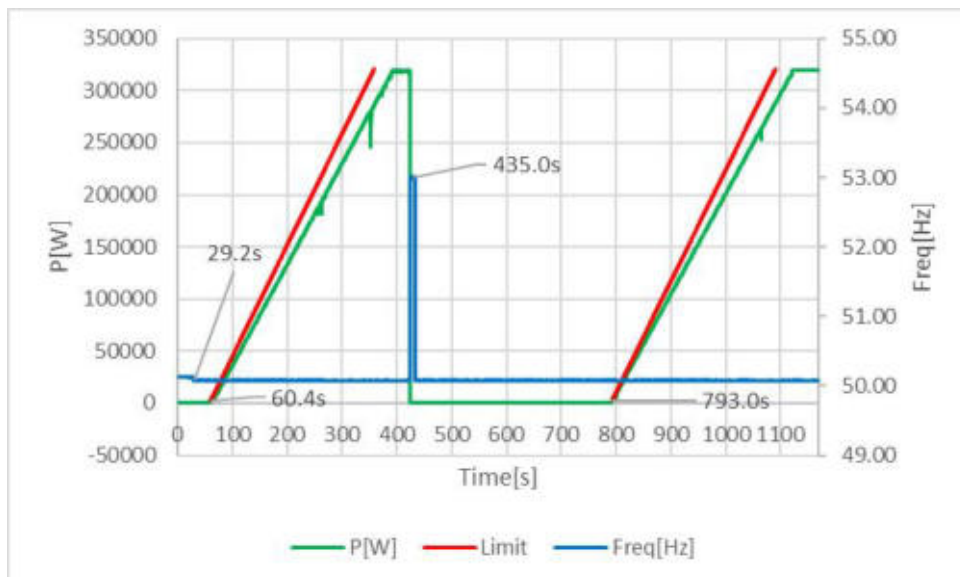


Graph of the gradual power supply

49.88 Hz for 30s 49.90 Hz < F < 50.10 Hz



50.12 Hz for 30s 49.90 Hz < F < 50.10 Hz



**N.6 Test of design requirements on the sharing of reactive power
CEI 0-16 (2022)**

Clause	Test	Result
N.6.1	Test on the capability to supply reactive power	P
N.6.1.1	Execution and registration proof applicable to static generators for generators in power plants less than 400kW	P
N.6.1.1	Execution and registration proof applicable to static generators for generators in power plants more than or equal to 400kW	P
N.6.1.2	Mode of execution and registration of proof and standard of proof in wind power generators (DFIG and FC)	N/A
N.6.2	Exchange of reactive power according to an assigned level	P
N.6.2.1	Modality of test execution and results record for static generators (hypothesis of regulation by Q)	P
N.6.2.2	Test execution and record for wind generator	N/A
N.6.2.3	Time response to a step change in the level assigned	P
N.6.3	Automatic adjustment of reactive power according to a characteristic curve $\cos\varphi = f(P)$	P
N.6.3.1	Verification of compliance with the rules for the application of the standard curve delivery $\cos\varphi = f(P)$	P
N.6.4	Dispensing / automatic absorption of reactive power according to a characteristic curve $Q = f(V)$ applicable to generators with capability rectangular	P
N.6.4.1	Verification of compliance with the rules for the application of the curve characteristic $Q = f(V)$	P

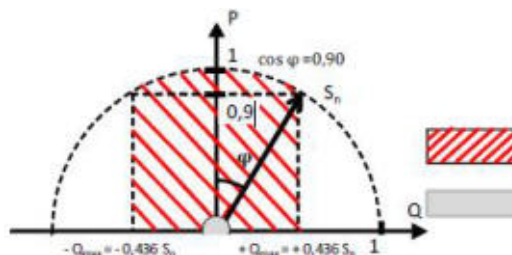
N.6.1 Test on the capability to supply reactive power

P

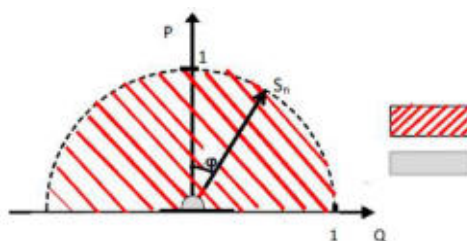
For static generators are planned capabilities differ depending on the total power:

- for generators in power plants less than 400 kW: The inverter must have a minimum capability of type 'semicircular limited' with $\cos\phi$ between 0.90 in absorption and 0.90 in supply (See. Figure 15 . the characteristics of the type of Figure 16. however. are recommended as they allow to provide grid services. may be subject to compensation) The Q measured on the limit of capability curve in correspondence with a predetermined value of P. For low values of the active power generated ($P \leq 10\% * S_n$) are allowed deviations in the supply of reactive power measured at the limit of capability curve in correspondence with a predetermined value of P. up to a maximum of 10% of S_n .
- for generators in power plants totaling more than or equal to 400 kW: the inverter must have a capability of type 'semicircular' whose area of work is internal to the diagram of Figure 16. At the time of compliance with the performance requirements of specific capability in the band $P \leq 10\% * S_n$ is not required as it will be subject to appropriate regulation by the Authority.

For both types of static generators, the active power that can be delivered by them in the basic condition of operation at nominal voltage and $\cos\phi=1$ coincides with the rated apparent power of the generator itself,



Capability for static generators in power plants < 400 kW (limited semicircular characteristic),



Picture 16-Capability for static generators in power plants ≥400 kW (circular characteristic),

S_n : nominal apparent power which can be supplied to U_n nominal voltage,

Q_{max} : maximum reactive power which can be supplied at nominal apparent power

N.6.1.1 Execution and registration proof applicable to static generators
P

Measurements can be made either through acquisition campaign in the field (p,es on a test system) or on a test bench, provided it is representative of the actual operating conditions of the generator (availability of primary source simulated as shown in Annex Q),

For the execution of the test are given the following requirements,

- The drive must be set so that it can absorb respectively (inductive behavior) and supply (capacitive behavior), the maximum reactive power available at each level of the active power output according to your capability,
- It regulates at this point the source d,c, in order to make available at least the full rated active power of the generator under test; further adjustments are possible during the test, so that the source is not limiting for the performance to be measured,
- It regulates (either through source control or by setting in the control system of the converter under test), the active power for values in the 11 intervals $[0 \pm 5]\%$, $[10 \pm 5]\%$; $[100 \pm 5]\%$ of rated apparent power, you make the measurement of active power in steady state after about 1 minute after completion of the adjustment (1-min average values calculated based on the measured values of the frequency of fundamental window of 200 ms),
- For each of the 11 levels of active power will have to record a value of the reactive power inductive and capacitive 1 for that, as average values for 1 min calculated on the basis of the measures at the fundamental frequency of the window of 1s, Also, the power factor must be detected and reported as an average for 1 minute,

In addition to measures of setting the limit values of the reactive power, you will have to record the measured values by setting the reactive power delivered to 0 ($\cos \varphi = 1$).

**N.6.1.1 Execution and registration proof applicable to static generators
Systems with up to 400kW**

P

Model: SG350HX

Test result:

-Qmax

Power-BIN	Active power [W]		Reactive power [Var]		DC power		Power factor (cos φ)
	[W]	p.u.	[VA]	p.u.	[W]	p.u.	
0% ±5%	16119	4.58	-209633	-59.55	19369	5.50	0.077
10% ±5%	32549	9.25	-209805	-59.60	35895	10.20	0.153
20% ±5%	64272	18.26	-209647	-59.56	67718	19.24	0.293
30% ±5%	96397	27.39	-209499	-59.52	100165	28.46	0.418
40% ±5%	128221	36.43	-209384	-59.48	132277	37.58	0.522
50% ±5%	163569	46.47	-209313	-59.46	168072	47.75	0.615
60% ±5%	224294	63.72	-209507	-59.52	229803	65.28	0.731
70% ±5%	256314	72.82	-209621	-59.55	262547	74.59	0.774
80% ±5%	277559	78.85	-209734	-59.58	284298	80.77	0.798
90% ±5%	277556	78.85	-209734	-59.58	284277	80.76	0.798
100% ±5%*	277579	78.86	-209810	-59.61	284337	80.78	0.798

+Qmax

Power-BIN	Active power [W]		Reactive power [Var]		DC power		Power factor (cos φ)
	[W]	p.u.	[VA]	p.u.	[W]	p.u.	
0% ±5%	16118	4.58	209655	59.56	19369	5.50	0.077
10% ±5%	32549	9.25	209831	59.61	35895	10.20	0.153
20% ±5%	64172	18.23	209674	59.57	67718	19.24	0.293
30% ±5%	96397	27.39	209524	59.52	100166	28.46	0.418
40% ±5%	128221	36.43	209399	59.49	132277	37.58	0.522
50% ±5%	136569	38.80	209343	59.47	168072	47.75	0.615
60% ±5%	224924	63.90	209541	59.53	229803	65.28	0.731
70% ±5%	256314	72.82	209654	59.56	262547	74.59	0.774
80% ±5%	277559	78.85	209768	59.59	284298	80.77	0.798
90% ±5%	277556	78.85	209758	59.59	284294	80.77	0.798
100% ±5%*	277580	78.86	209843	59.61	284337	80.78	0.798

Q=0

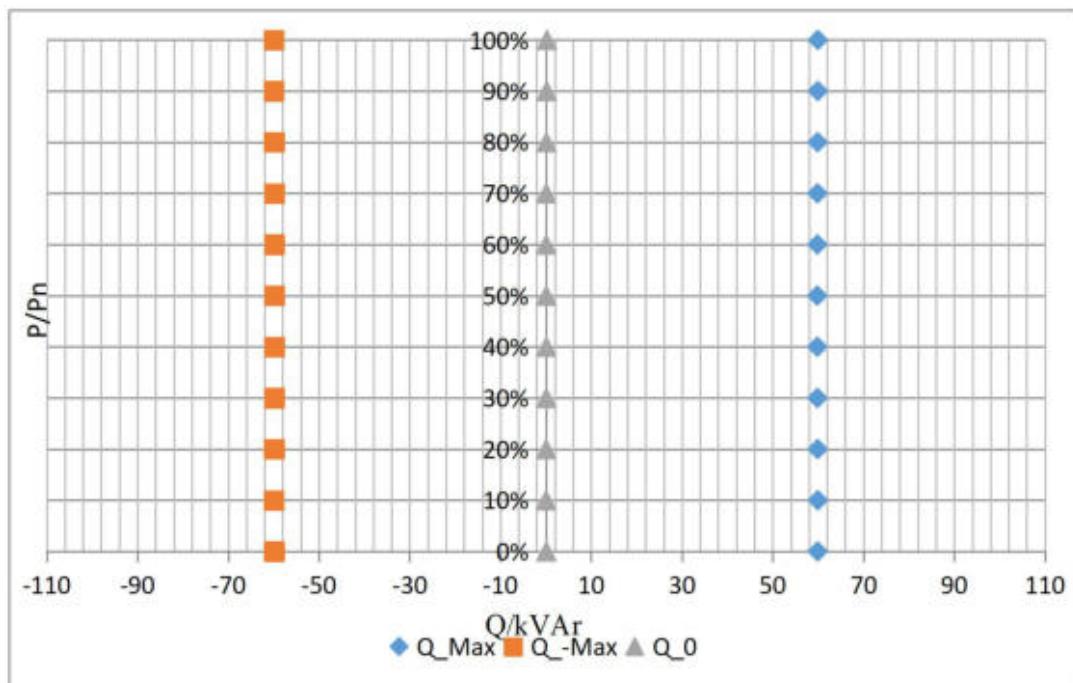
Power-BIN	Active power [W]		Reactive power [Var]		DC power		Power factor (cos φ)
	[W]	p.u.	[VA]	p.u.	[W]	p.u.	
0% ±5%	16164	4.62	383	0.11	16732	4.78	0.992
10% ±5%	32061	9.16	211	0.06	32793	9.37	0.998

20% ±5%	64127	18.32	286	0.08	65281	18.65	0.999
30% ±5%	96289	27.51	376	0.11	97855	27.96	0.999
40% ±5%	128129	36.61	428	0.12	130098	37.17	0.999
50% ±5%	160092	45.74	361	0.10	162542	46.44	0.999
60% ±5%	224317	64.09	278	0.08	227889	65.11	0.999
70% ±5%	256120	73.18	426	0.12	260418	74.41	0.999
80% ±5%	288164	82.33	678	0.19	293329	83.81	0.999
90% ±5%	320241	91.50	811	0.23	326308	93.23	0.999
100% ±5%	351950	99.99	550	0.16	359410	102.11	0.999

Note:

The inverter produces reactive power according to the circular characteristic, The priority is always given by the reactive power.

* The maximum apparent power has been reached



**N,6,1,1 Execution and registration proof applicable to static generators
Systems with $\geq 400\text{kW}$**

P

Test result:

-Qmax

Power-BIN	Active power [W]		Reactive power [Var]		DC power		Power factor ($\cos \varphi$)
	[kW]	p,u,	[kVA]	p,u,	[kW]	p,u,	
0% $\pm 5\%$	11.9	3.40	-351.1	-100.31	16.23	4.64	0.0339
10% $\pm 5\%$	35.5	10.14	-350.4	-100.11	41.4	11.83	0.1007
20% $\pm 5\%$	70.4	20.11	-345.1	-98.60	76.4	21.83	0.2000
30% $\pm 5\%$	105.5	30.14	-336.4	-96.11	111.5	31.86	0.2994
40% $\pm 5\%$	139.9	39.97	-323.1	-92.31	145.9	41.69	0.3975
50% $\pm 5\%$	175.2	50.06	-305.5	-87.29	182.0	52.00	0.4977
60% $\pm 5\%$	210.5	60.14	-282.5	-80.71	217.4	62.11	0.5977
70% $\pm 5\%$	245.5	70.14	-252.0	-72.00	252.4	72.11	0.6980
80% $\pm 5\%$	280.8	80.23	-212.5	-60.71	287.8	82.23	0.7976
90% $\pm 5\%$	315.9	90.26	-154.0	-44.00	323.0	92.29	0.8985
100% $\pm 5\%$	351.9	100.54	0.3	0.09	359.4	102.69	0.9999

+Qmax

Power-BIN	Active power [W]		Reactive power [Var]		DC power		Power factor ($\cos \varphi$)
	[kW]	p,u,	[kVA]	p,u,	[kW]	p,u,	
0% $\pm 5\%$	11.1	3.17	350.0	100.00	16.1	4.60	0.0316
10% $\pm 5\%$	34.9	9.97	351.5	100.43	40.3	11.51	0.0988
20% $\pm 5\%$	70.0	20.00	345.4	98.69	75.4	21.54	0.1987
30% $\pm 5\%$	104.9	29.97	335.7	95.91	110.8	31.66	0.2982
40% $\pm 5\%$	140.1	40.03	323.2	92.34	146.3	41.80	0.3979
50% $\pm 5\%$	175.5	50.14	305.2	87.20	181.8	51.94	0.4987
60% $\pm 5\%$	210.6	60.17	282.5	80.71	217.1	62.03	0.5978
70% $\pm 5\%$	245.6	70.17	251.3	71.80	252.1	72.03	0.6991
80% $\pm 5\%$	281.0	80.29	212.8	60.80	287.7	82.20	0.7976
90% $\pm 5\%$	316.2	90.34	153.2	43.77	323.2	92.34	0.8994
100% $\pm 5\%$	352.0	100.57	0.5	0.14	359.3	102.66	0.9999

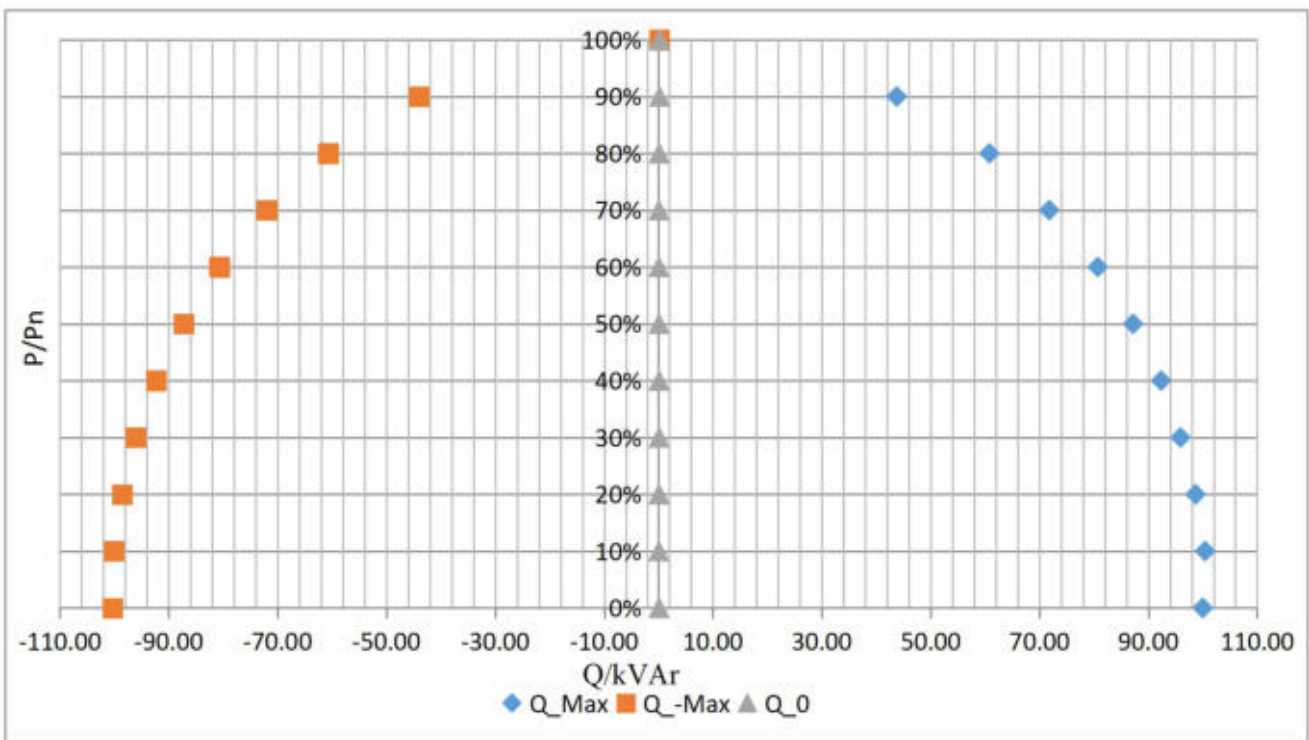
Q=0

Power-BIN	Active power [kW]		Reactive power [kVar]		DC power		Power factor ($\cos \varphi$)
	[kW]	p,u,	[kVA]	p,u,	[kW]	p,u,	
0% $\pm 5\%$	16.2	4.62	0.4	0.11	16.7	4.78	0.992
10% $\pm 5\%$	32.1	9.16	0.2	0.06	32.8	9.37	0.998
20% $\pm 5\%$	64.1	18.32	0.3	0.08	65.3	18.65	0.999

30% ±5%	96.3	27.51	0.4	0.11	97.9	27.96	0.999
40% ±5%	128.1	36.61	0.4	0.12	130.1	37.17	0.999
50% ±5%	160.1	45.74	0.4	0.10	162.5	46.44	0.999
60% ±5%	224.3	64.09	0.3	0.08	227.9	65.11	0.999
70% ±5%	256.1	73.18	0.4	0.12	260.4	74.41	0.999
80% ±5%	288.2	82.33	0.7	0.19	293.3	83.81	0.999
90% ±5%	320.2	91.50	0.8	0.23	326.3	93.23	0.999
100% ±5%	352.0	99.99	0.6	0.16	359.4	102.11	0.999

Note:

The inverter produces reactive power according to the circular characteristic, The priority is always given by the reactive power,



N.6.2 Test execution and registration
P

For the execution of the test can be applied the following rules,

- The storage system must be set so that it can absorb respectively (inductive behavior) and supplied (capacitive behavior), the maximum reactive power available at each level of the active power supplied/absorbed according to its capability,
- Set at this point the EESS (and any DC source) in order to make available the whole power injection/withdrawal available: in case of tests at full power, $P_{S_{MAX}}$ (for integrated storage systems, $P_{N_{INV}}$) or $P_{C_{MAX}}$,
- Set (through control logic of EESS and / or by adjusting the source), the active power for values in the 6 intervals 0%; 20%; ...; 100% of $P_{S_{MAX}}$ (for integrated storage systems, $P_{N_{INV}}$) and, if the system is connected to a bidirectional converter, in 5 intervals in power withdrawal 20%; ...; 100% of $P_{C_{MAX}}$. It is allowed a tolerance of supplied/absorbed active power by the storage system of $\pm 5\% S_n$, where S_n is the nominal power of the inverter, Measure the active power in stationary conditions, about 1 min, after the setting (1 min, average values calculated on the measured values at the fundamental frequency of the window of 200 ms),
- For each of active power levels (equal to 11 levels, in the case of tests at full power with bidirectional storage systems) it must be recorded a value of the inductive reactive power and a value for the capacitive one, as average values calculated at 1 min on the basis of fundamental frequency measurements on 1 s window, Also, the power factor must be detected and reported as average to 1 minute,
- In addition to measures of setting limit values of reactive power, it must be recorded the measured values by setting the supplied reactive power to 0 ($\cos \varphi = 1$),

The maximum absorption capability (Q_{min}) and supply capability (Q_{max}) of reactive power resulting from the sequence of measures described above and that for $Q = 0$ must be documented in a table reporting, for each level of active output power between 0% and the maximum discharge power available and if expected, between 0% and the maximum charge power available, the corresponding level of reactive absorbed power (and supplied), expressed in both in absolute value and in p.u, of rated power of converter and in terms of $\cos \varphi$,

N.6.2 Exchange of reactive power according to an assigned level
P

The units of GD shall participate in the control of the mains voltage, as specified in Annex I, It 'also provided the opportunity to implement a strategy of centralized control via remote control signal, provided by the Distributor, Purpose of the test is to verify the system's ability to control the drive to run the command level adjustment of reactive power between the upper limits of capability (capability "rectangular" or "semicircular limited," as defined in N,6,1 and shown in Figure 15 and Figure 17) both in absorption that in dispensing of reactive power and to verify the accuracy of the adjustment,

In the absence of a protocol defined for the exchange of adjustment commands, is the manufacturer's option to determine the manner in which to execute the commands for setting the working point of the reactive power, both as regards the physical signal (analogy, of serial protocol, etc.,) that for the control parameter adopted (setting according to an absolute value of reactive power Q , or as a value of $\cos \varphi$),

The measurements can be made either through acquisition campaign in the field (for example on a test plant) or on a test bench in the laboratory, provided that the latter is representative of the actual operating conditions of the generator (availability of primary source simulated as reported in Annex Q), The following procedure refers to laboratory conditions, but can also be used for measurements in the field, where necessary, by replacing the source simulated primary and setting the test so that the generator is capable of providing a power active next to $50\% S_n (\pm 10\% * S_n)$,

- Set the source of the Civil Code so that it does not have a limit (in power) for the performance of the inverter in question (it is considered proper to set the rated active power inverter) is taken to control active power inverter, and adjusted to approximately $50\% * S_n$,
- Using the methods and the control parameter set by the manufacturer. vary the reactive power supplied by the converter passing from the maximum value inductive (at least equal to $Q_{max} | ind \leq -0.436 * S_n$) directly to zero ($Q = 0$). then go from zero to the maximum capacitance (equal to $Q_{max} | cap \geq +0.436 * S_n$).
- Maintain each of the 3 set-point limit for a time of 180s,
- Measure the reactive power supplied by the inverter, at least after 30s from the instant in which it is sent to the command of the new set-point adjustment of reactive power (this is to ensure that the system has reached steady state),

The test is passed successfully if the maximum deviation between the assigned level and the measured actual value (average value with a window of 1 minute) for the reactive power is equal to:

- $AQ \leq \pm 5\%$ of rated apparent power of the converter (direct setting of the level of reactive power)
- $\Delta \cos \varphi \leq \pm 0.02$ (setting through power factor)

N.6.2 Exchange of reactive power according to an assigned level	P
<p>For integration of the requirements object of the tests referred to in paragraph N.6.2. relating to the control of the mains voltage via exchange of reactive power. it is necessary not only to verify the accuracy of the control system of the generators. but also the response time of when same is applied to a step change in the level of reactive power required by external command.</p> <p>The purpose of the test is to measure the response time of the static generator to a step applied to the delivery control of reactive power, passing from one level to another level with the methods described below and illustrated in Figure 19,</p> <ul style="list-style-type: none"> • The results of the tests referred to in paragraph N.6.1 capability (and N.6.1.1) are detected values $Q_{\max \text{cap}}$ and $Q_{\max \text{ind}}$ the maximum capacitive and inductive reactive power delivered by the converter. respectively 50% and 100% of rated active power. • It bring back in a graph similar to that of Figure 19 exemplary values measured as averages to 0.2 s of reactive power during the execution of commands for adjusting the reactive power with a step change. when the generator is providing a power active 50% (test 1) and 100% of rated active power P_n (test 2). 	

N.6.2.1 Procedures for performing tests and recording results

P

Model: SG350HX

Test result:

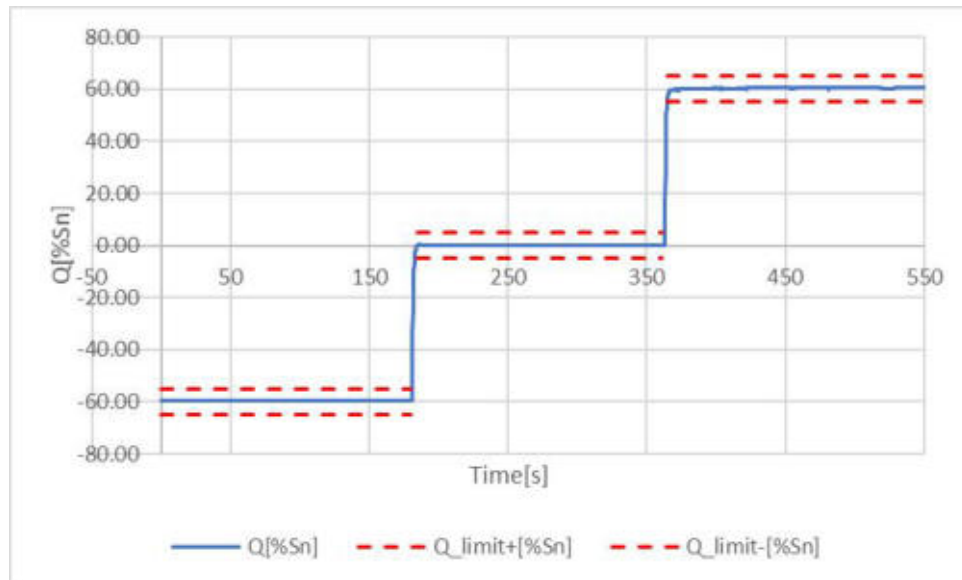
	Reactive Power set point Q/S _n [%]	Measured reactive power Q/S _n [%]	Deviation compared to setpoint ΔQ/S _n [%]
-Q _{min}	-60.00*	-59.59	-0.01
0	0	-0.01	-0.01
+Q _{max}	+60.00*	60.37	0.37

Note:

- ΔQ ≤ ±5%
- Δcosφ ≤ ± 0.02

*The maximum set value of Q is 60%Sn

Graph



N.6.2.3 time response to a step change in the level assigned**P****Model: SG350HX**

Test result:

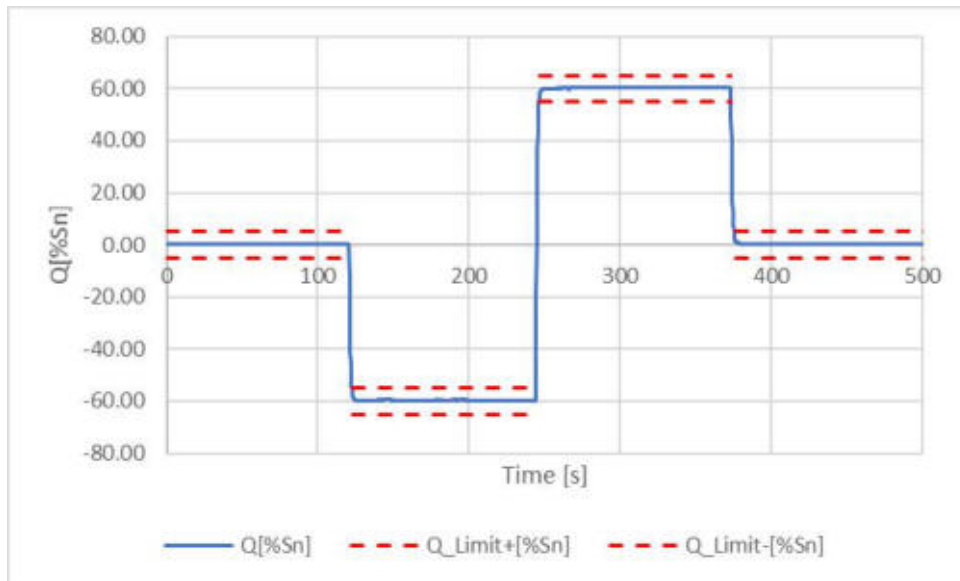
	Reaction time	Time(s)	Result
1,	Reaction time Q=0 to Q _{min} (100% test)	1.2	P
2,	Reaction time Q _{min} to Q _{max} (100% test)	1.8	P
3,	Reaction time Q _{max} to Q=0 (100% test)	2.4	P
4,	Reaction time Q=0 to Q _{min} (50% test)	1.8	P
5,	Reaction time Q _{min} to Q _{max} (50% test)	2.2	P
6,	Reaction time Q _{max} to Q=0 (50% test)	1.8	P

Note:Two test should be performed, At 50%P_n and 100%P_n

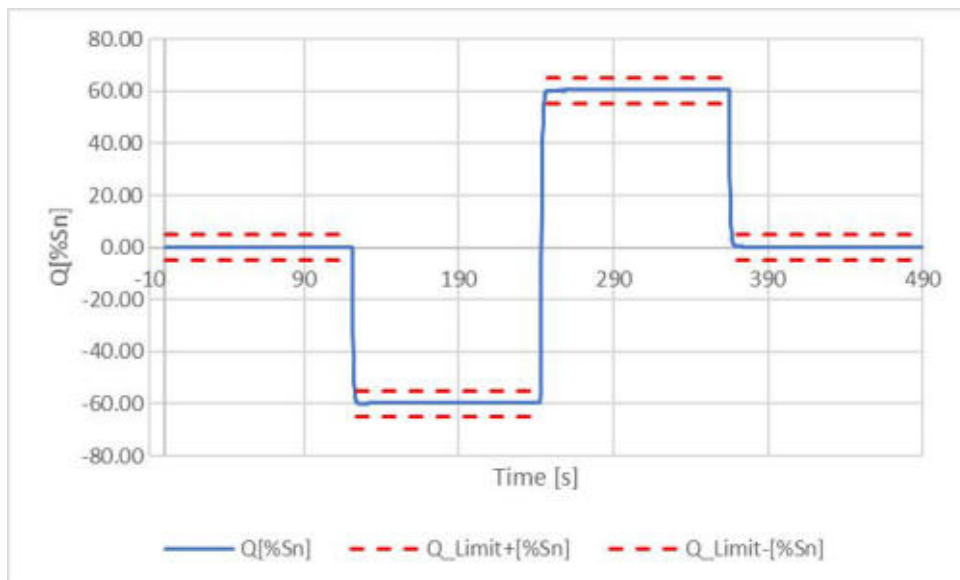
- $\Delta Q \leq \pm 5\% S_n$
- Max response time 10s

The signal was sent via Modbus to the inverter

Graph (100% test)



Graph (50% test)



N.6.3 Automatic supply of reactive power according to a characteristic curve $\cos\phi = f(P)$

P

All static generators used in systems connected in MT must be able to absorb reactive power in an automatic and autonomous (local control logic) according to a characteristic curve of power factor / active power = $f(P)$. The test aims to verify that the drive or the combined controller / generator (attached hereto as Exhibit O). follow the methods for providing automatic power reactive according to the characteristic curve standard $\cos\phi = f(P)$ reported in I.2. according to the method a).

The standard curve shown in Figure 20 is defined uniquely by the interpolation of the three linear characteristic points:

A: $P = 0.2 P_n$; $\cos \phi = 1$

B: $P = 0.5 P_n$; $\cos \phi = 1$

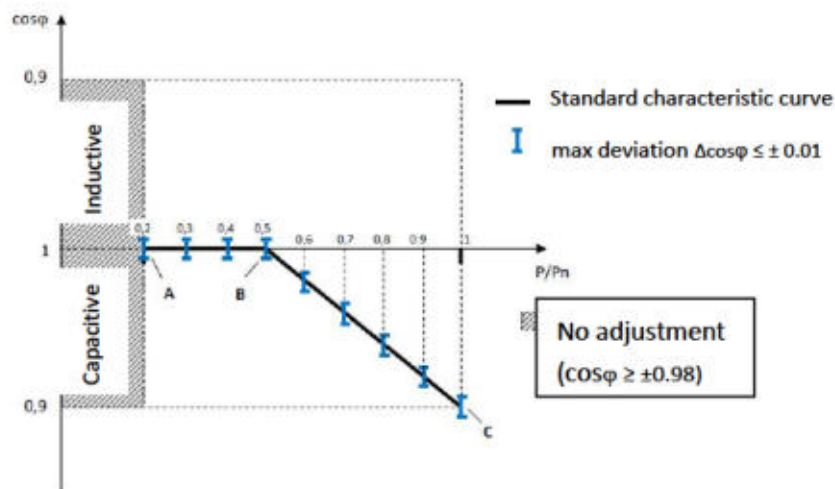
C: $P = P_n$; $\cos \phi = 0.9$ (in absorption of reactive)

The adjustment according to the characteristic curve is enabled when the voltage detected at the output terminals exceeds the value "critical" lock-in (for example set to $1.05 V = V_n$. again see the paragraph I.2).

The voltage value of lock-in that enables the delivery mode of the automatic reactive power and that during the tests must be set to $1.05 V_n$ (setting of "default" also for the production of series). shall be adjustable between V_n and 1.1 in steps of $0.01 V_n$.

It is specified by the Distributor in the Rules of Operation the required value for the power lock-in.

For wind generator there are no thresholds lock in and lock out: the function is active throughout the voltage range,



Characteristic curve of standard $\cos \phi = f(P)$

It is recalled that the settling time of the new maximum value of reactive power on the characteristic curve must be adjusted automatically by the generator within 10s (see in this respect the tests on the response time of which in N.6.3).

The adjustment mode is disabled when:

- the active power P delivered falls below 50% of P_n (point B). defined as lock-out in power. independent of the voltage at the terminals. or:
- the read voltage to the output terminals of the converter drops below the limit of lockout. to be set to a

default value equal to V_n . but that must be adjustable in the range between $0.9 V_n$ and V_n with intervals of $0.01 V_n$

N.6.3.1 Verification of compliance with the rules for the application of the standard curve delivery $\cos\phi = f(P)$

P

Model: SG350HX

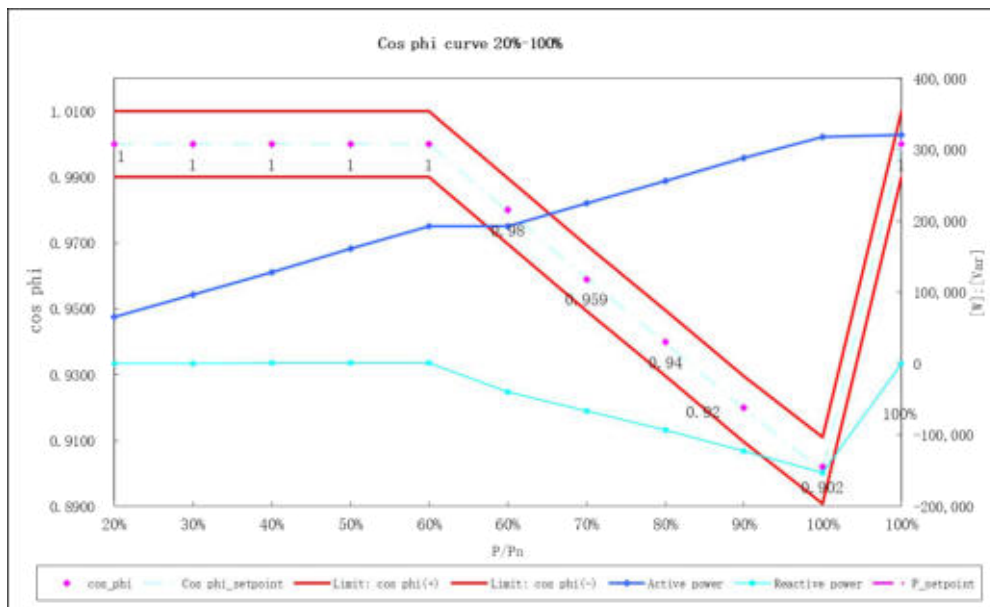
Test result:

Inductive reactive power absorption

Power-BIN	U(V)	Active power P[W]	Reactive power Q[Var]	cosφ measured	cosφ expected	Δ cosφ
20%@1.04Vn	480	65859	401	1.000	1.000	0
30%@1.04Vn	480	97086	600	1.000	1.000	0
40%@1.04Vn	481	128680	772	1.000	1.000	0
50%@1.04Vn	481	161204	962	1.000	1.000	0
60%@1.04Vn	481	192558	789	1.000	1.000	0
60%@1.06Vn	490	192451	-39200	0.980	0.980	0
70%@1.06Vn	490	225047	-66242	0.959	0.960	0.001
80%@1.06Vn	490	256615	-93177	0.940	0.940	0
90%@1.06Vn	490	288530	-122647	0.920	0.920	0
100%@1.06Vn	490	318473	-152667	0.902	0.900	0.002
100%@Vn	463	320887	637	1.000	1.000	0

Note:

The lock-in value is adjustable between V_n and $1.1V_n$ and the lock-out value between V_n and $0.9V_n$ in $0.01V_n$ steps.



N.6.4 Dispensing / automatic absorption of reactive power according to a characteristic curve $Q = f(V)$ applicable to generators with capability rectangular

P

As established in I.3. all static generators connected to medium-voltage lines must be able to absorb or deliver reactive power in an automatic and autonomous (local control logic) according to the characteristic curve $Q = f(V)$ given as an example in Figure 21.

The test has as its purpose to verify that the converter or the combined controller/generator (as per Annex O) follows the mode of automatic supply of reactive power according to the standard characteristic curve $Q = f(V)$ shown in I.2.

Since the operation according to this criterion adjustment treated as a grid service provided by the User Active on request of the Distributor. is valid as specified below.

Activation is subject to the availability of a suitable regulations established by the AEEG (activation and operation; economic conditions).

The activation must be done at the request of the Distributor. on the occasion of issuing Regulation Statements.

The Distributor shall also specify the values of the parameters that characterize uniquely the curve. namely: V_{1i} , V_{2i} , V_{1s} and V_{2s} . and the value of the lock-in of active power (default value $P = 0.2 P_n$).

The parameters V_{1i} , V_{2i} , V_{1s} and V_{2s} must be set in the range 0.9 to 1.1 with a 0.01 V_n . In order to facilitate the execution of the type tests. it was established conventionally set of parameters characterizing the curve as follows:

- $V_{1s} = 1.08 V_n$; $V_{2s} = 1.1 V_n$;
- $V_{1i} = 0.92 V_n$; $V_{2i} = 0.9 V_n$

and the value of the lock-in of active power (default value = 0.2 P_n).

For the wind generators are not required thresholds lock-in and lock-out on the active power generated. Furthermore. are accepted characteristics $Q = f(V)$ without dead bands voltage. attributable to the case: = $V_{1s} V_{1i} = V_n$.

The inverter must be able to delay the activation of the curve from 0s - 30s (in 1s steps / default setting: 3s)

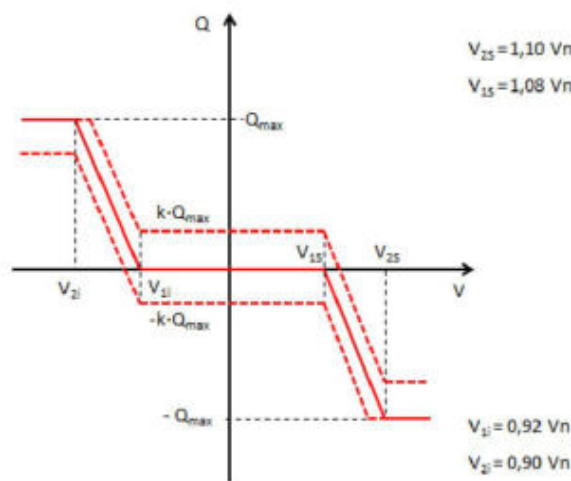


Figure 5 – Standard characteristic curve $Q = f(V)$

N.6.4.1 Checking compliance with the rules for implementing the standard curve Q=f(V)	P
--	----------

Model: SG350HX

Test result:

Qmin reactive power in accordance to standard characteristic curve Q=f(V)

P/Pn	Vac [V] Set point	P/Pn [%]	Vac [V] measured	Q [Var] measured	Q [Var] expected*	ΔQ [%]
< 20%	1.07Vn	10.68	494.6	131	≈0(<±5%Pn)	0.04
< 20%	1.09Vn	10.25	503.4	173	≈0(<±5%Pn)	0.05
< 20%-30%	1.09Vn	25.32	504.8	-105359	-0.5 Qmax	-0.07
40%	1.09Vn	40.27	504.8	-107507	-0.5 Qmax	0.54
50%	1.09Vn	50.34	504.9	-106770	-0.5 Qmax	0.33
60%	1.09Vn	60.47	504.9	-105341	-0.5 Qmax	-0.07
70%	1.09Vn	70.34	505.0	-107668	-0.5 Qmax	0.59
80%	1.09Vn	80.28	505.0	-107211	-0.5 Qmax	0.46
90%	1.09Vn	90.51	505.1	-107082	-0.5 Qmax	0.42
100%	1.09Vn	100.33	505.2	-107670	-0.5 Qmax	0.59
100%	1.1 Vn	87.85**	509.8	-209380	- Qmax	-0.52
100%-10%	1.1 Vn	10.11	509.4	-209766	- Qmax	-0.41
10%→ ≤5%	1.1 Vn	4.80	509.5	2607	≈0(<±5%Pn)	0.81

Qmax reactive power in accordance to standard characteristic curve Q=f(V)

P/Pn	Vac [V] Set point	P/Pn [%]	Vac [V] measured	Q [Var] measured	Q [Var] expected*	ΔQ [%]
< 20%	0.93Vn	10.14	492.7	-51	≈0(<±5%Pn)	-0.01
< 20%	0.91Vn	10.15	420.6	-91	≈0(<±5%Pn)	-0.03
< 20%-30%	0.91Vn	25.34	420.8	104644	0.5 Qmax	-0.27
40%	0.91Vn	40.45	420.9	106820	0.5 Qmax	0.35
50%	0.91Vn	50.31	421.0	107493	0.5 Qmax	0.54
60%	0.91Vn	60.47	421.1	106942	0.5 Qmax	0.38
70%	0.91Vn	70.34	421.1	106258	0.5 Qmax	0.19
80%	0.91Vn	80.42	421.2	106651	0.5 Qmax	0.30
90%	0.91Vn	90.43	421.2	105084	0.5 Qmax	-0.15
100%	0.91Vn	94.62**	421.2	105615	0.5 Qmax	0.00
100%	0.90Vn	74.72**	416.6	209317	Qmax	-0.50
100%-10%	0.90Vn	10.49	416.3	210709	Qmax	-0.10
10%→ ≤5%	0.90Vn	3.41	416.1	2141	≈0(<±5%Pn)	0.67

Note:

The lock-in value is adjustable between V_n and $1.1V_n$ and the lock-out value between V_n and $0.9V_n$ in 0.01V steps.

In reference to the circular characteristic, the inverter reduces the active output power to maintain the reactive output power.

The under voltage measurement affects the active output power in reference to the reactive output power since the reactive output power has always priority. Therefore the inverter must lower the active output power.

*The maximum set value of Q is 60.00%Sn

**The current has reached the maximum value

N.7 Verification of construction requirements about the adjustment of active power CEI 0-16 (2022)

Clause	Test	Result
N.7.1	Automatic limitation in local logic, for voltage values close to 110% of V_n	P
N.7.1.1	Performing tests and checking the results for static generators	P
N.7.1.2	Execution of tests and verification of results for wind generators	N/A
N.7.2	Automatic reduction check of the active power in the presence of transient over-frequency grid	P
N.7.2.1	Performance of tests for static generators	P
N.7.2.2	Result of tests for static generators	P
N.7.2.3	Performance of tests for wind turbines	N/A
N.7.2.4	Results of tests for wind turbines	N/A
N.7.3	Check of the automatic active power in the presence of under-frequency transients on the grid	P
N.7.4	Test on the active power limitation with external control from the Distributor	P
N.7.4.1	Checking the settling time to a command power reduction	P

N.7.1 Control on active power limitation in local logic, for voltages close to 110%Vn
P

Test purpose is to verify the automatic reduction function of active power when the voltage on inverter terminal has value close to 110% of Vn.

Because of the different converters technologies. of the primary source availability or of a simulated source able to supply generator nominal power and because of the possible network simulator availability with a suitable size. it is possible to adopt one of the following test procedures.

- N.7.1.a) Full power test on simulated network: applicable in case of network simulator availability. able to modify voltage parameters on generator output terminals in the range included between Vn and 113% of Vn. In case of photovoltaic conversion systems. primary source can be replaced by a DC source having the characteristics described in Annex Q. only if it is able to supply uninterruptedly converter nominal power.
- N.7.1.b) Test on public network with a modification on control parameters: in this case to realize the tests it is allowed to modify the parameters or the voltages used by power regulation system in case of over-voltage. in order to simulate a voltage rise and the subsequent reentry of the same in nominal value neighborhood. This is possible only if the system allows to modify the parameters with the machine connected to the network or in stand-by mode.
- N.7.1.c) Test on the single control system. through signal generator able to simulate voltage with possible scaling. Generally this test can be realized only with the generator (converter) in stand-by mode and anyway not connected to the network. Therefore the test in these cases will record in a suitable shape the signals that determine generator power limitation present on control system outputs.

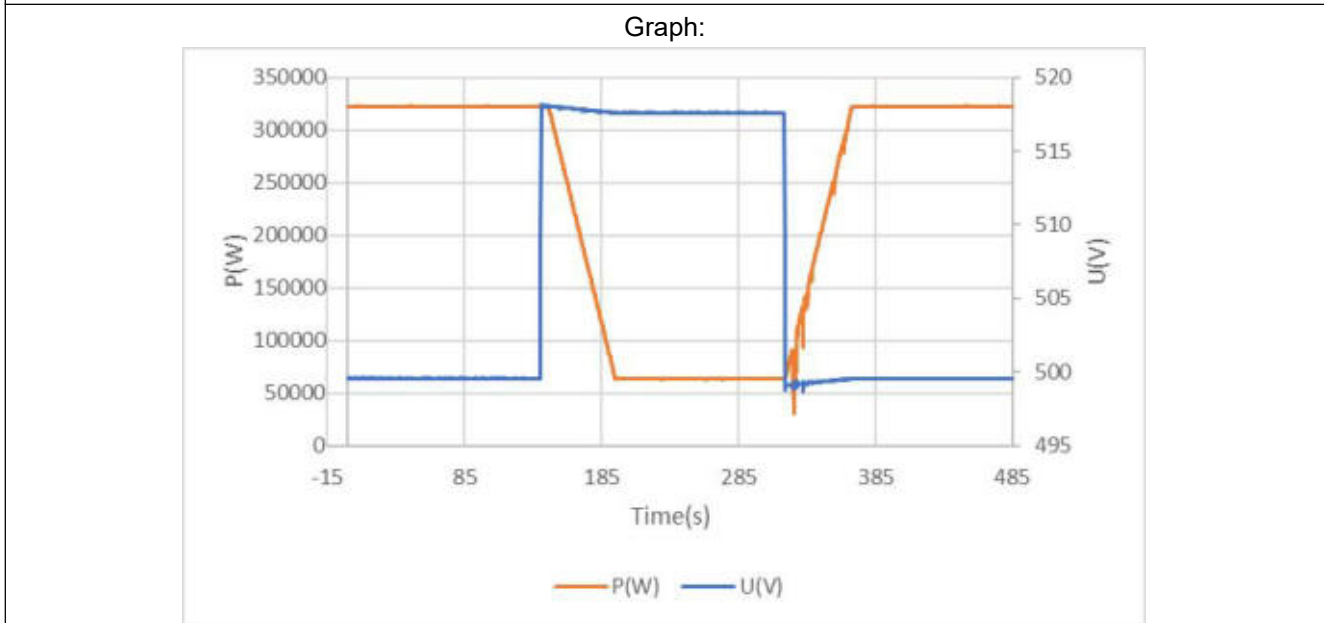
N.7.1.1 Tests execution and results control	P
--	----------

Test:	
1-min mean value / P _n /P [%]	100% to 20%
Settling time [s]:	54.2
P _{E60} [%]:	19.71
ΔP _{E60} /P _{Setpoint} [%]:	20 % or less of P _n
Limit settling time:	600s

Test:
 Connect the converter to the simulated source between V_n and 1.15/V_n, Enable active power P(V) reduction function, according to the modalities indicated by the manufacturer (which will have to be related in test report), The voltage on converter output terminals is a 2%*V_n lower than activation threshold declared by the manufacturer, and DC source so that outputted active power is equal to P_n, Set network simulator so that the voltage on converter output terminals is equal to 112%*V_n, By 10 minutes from the instant of voltage operation 112%*V_n, the inverter has been reduced to a value not higher than 20% of nominal power, Set the network simulator to a voltage value a 2%*V_n lower than activation threshold declared by the manufacturer, Check that the active power supplied by the inverter comes back to the value congruent with the power made available by primary source or the simulated one,

Assessment criterion:
 for adjustable PGUs:

- no network disconnection
- the active power value does not exceed the setpoint of 20% P_n
- the setting time determined is equal or less than 600s



N.7.2.1 Performance of tests for static generators

P

With reference to the test method of the simulated grid. as specified in N.7.2.a). proceed as follows:

- connect the generator under test according to the instructions provided by the manufacturer according to the method of measurement chosen;
- set all the parameters of the simulated grid to the respective values of normal operation;
- bring all the parameters of the generator under test to the respective values of normal operation. such that the power in a.c. supplied in output is equal to the power a.c. maximum output for the sequence A. or 50% in the case of sequence B;
- perform measurements on 7 points (the frequency value must have a maximum uncertainty of ± 10 mHz) temporally subsequent to each other:
 1. $f = 47.51$ Hz (t1 for the sequence A. t'1 for the sequence B);
 2. $f = 50$ Hz + 0.2 Hz (t2 for the sequence A. T'2 for the sequence B);
 3. $f = 50$ Hz + 0.40 Hz (t3 for the sequence A. t'3 for the sequence B);
 4. $f = 50$ Hz + 0.60 Hz (t4 for the sequence A. T'4 for the sequence B);
 5. $f = 50$ Hz + 1.49 Hz (t5 for the sequence A. B t'5 for the sequence);
 6. $f = 50$ Hz + 0.11 Hz (t6 for the sequence A. t'6 for the sequence B);
 7. at this point. perform step 7. bringing the frequency to the nominal value for the verification of the conditions of gradual recovery of the maximum delivery (sequence A). or 50% of the maximum power (sequence B);
 8. $f = 50$ Hz (t7 for the sequence A. t'7 for the sequence B).

Where it has been chosen one of the alternative test methods. the procedure is analogous to pact to replace the frequency "real" as measured at the output terminals of the generator with that imprinted by a signal generator to the methods described in N.7.2.c) and N.7.2.d). or by modifying the parameters of the drive control of the same entity reported in each of the 7 points of measurement (but with opposite sign). if it has been chosen mode shown in N.7.2.b).

As an alternative to this procedure. the test for the wind generators can be carried out according to the procedure described in the standard FGW TR3-paragraph 4.2.3. as long as are set the droop and the frequency of activation of the automatic reduction of power. and the conditions of return by maintaining the minimum power load reached and gradual recovery.

N.7.2.2 Result of tests for static generators

P

The results should be reported in a table and on the basis thereof it must extrapolate the trend of a graph (with two curves representing respectively the sequence A and the sequence B. as shown by way of example in Figure 22). Should also be represented on the graph the expected performance for the sequence A and sequence B.

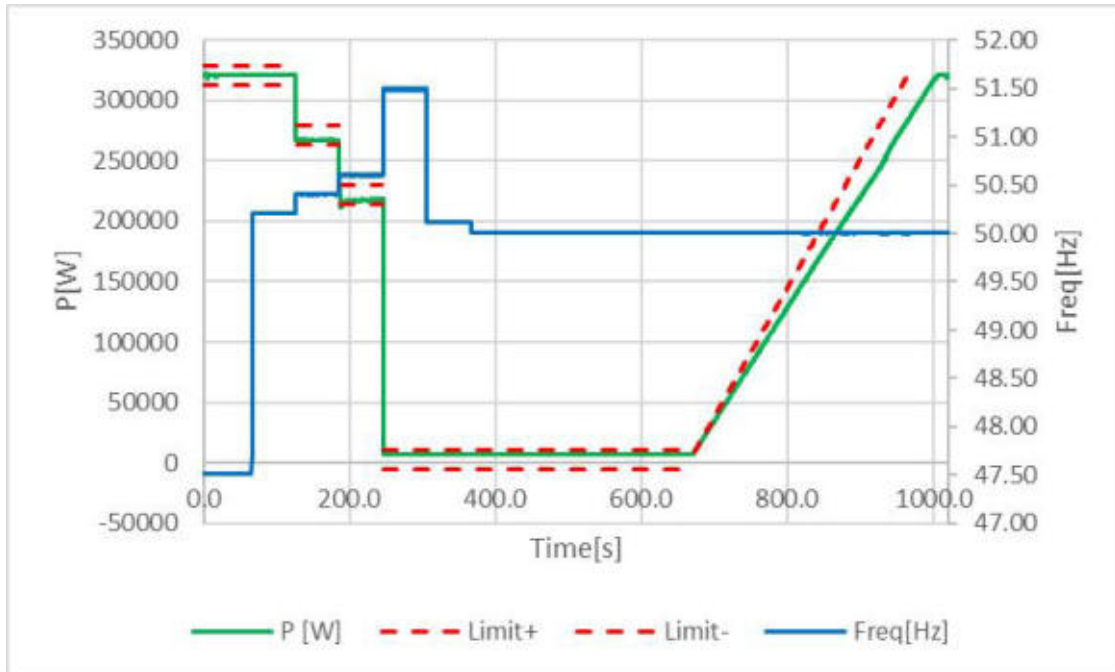
The test is considered passed if the sequences A and B are satisfied both conditions below:

- for each of the 6 points t1 (t'1) to t6 (t'6) the difference between the expected value of active power and the measured value falls within a tolerance of $\pm 2.5\% P_n$. where P_n is the rated power of the generator;
- the return of the mains frequency to the nominal value (step 7 of the sequences reported in N.7.2.1). the generator has to maintain the minimum level of power attained in the previous phase of increased frequency (equal to P_{min}) for a time minimum waiting equal to 5 minutes. after which will restore the supply to the previous value the transient (equal to P_{MEM}) in a gradual manner by following a linear ramp with a slope equal to $20\% * [P_{MEM} - P_{min}] / \text{min}1$ for static generators. $20\% * P_n / \text{min}$ for wind generators. i.e. so as to gradually restore the power to the previous value the transient in a time equal to 5 minutes. In analogy to what reported in F.5.2 for the gradient of outlet load. the verification may be carried from the instant at which the generator exceeds a level of power output equal to $10\% * P_n$. which are. however. exceeded the allowed maximum positive deviations of $+2.5\% P_n$ along the stretch of ramp up to the power level stored (P_{MEM} . respectively equal to $100\% P_n$ and $50\% P_n$ for the two test sequences A and B).

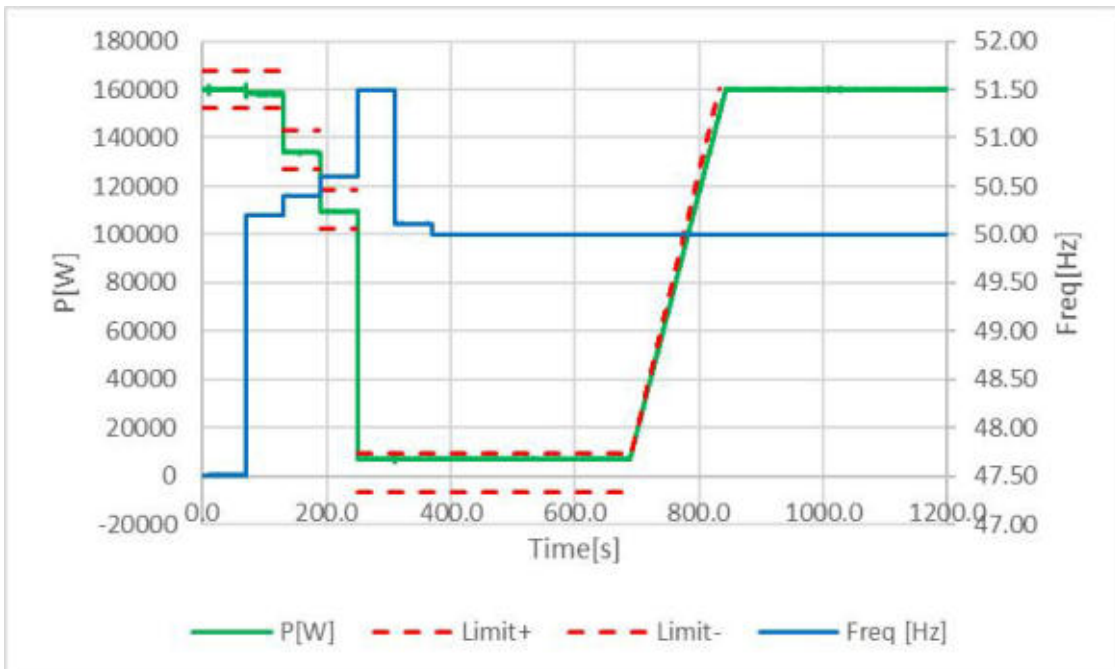
The inverter must be able to delay the activation of the curve from 0s - 1s (in 50ms steps / default setting: 0)

N.7.2.2 Result of tests for static generators							P
Test result:							
Test:							
1-min mean value	1) 47.51 Hz	2) 50.20 Hz	3) 50.40 Hz	4) 50.60 Hz	5) 51.49 Hz	6) 50.11 Hz	7) 50.00 Hz
1, Measurement 1) to 7): Active power output > 100% P _n							
Frequency [Hz]:	47.51	50.20	50.40	50.60	51.49	50.11	50.00
P _{setpoint} [W]:	320000	320000	270720	221440	2464	2464	320000
P _{E60} [W]:	N/A	N/A	267240	217031	7268	7238	320792
$\Delta P_{E60}/P_{Setpoint}$ [%]:	N/A	N/A	-1.09	-1.38	1.50	1.49	0.25
2, Measurement 1) to 7): Active power output 50%							
Frequency [Hz]:	47.51	50.20	50.40	50.60	51.49	50.11	50.00
P _{setpoint} [W]:	160000	160000	135360	110720	1232	1232	160000
P _{E60} [W]:	N/A	N/A	134008	109474	7246	7243	160110
$\Delta P_{E60}/P_{Setpoint}$ [%]:	N/A	N/A	-0.42	-0.39	1.88	1.88	0.03
Limit $\Delta P_{E60}/P_{Setpoint}$:	$\pm 2.5\%$ % of P _n						

Graph of Measurement 1: Active power output reduction 100% $P_{E_{max}}$



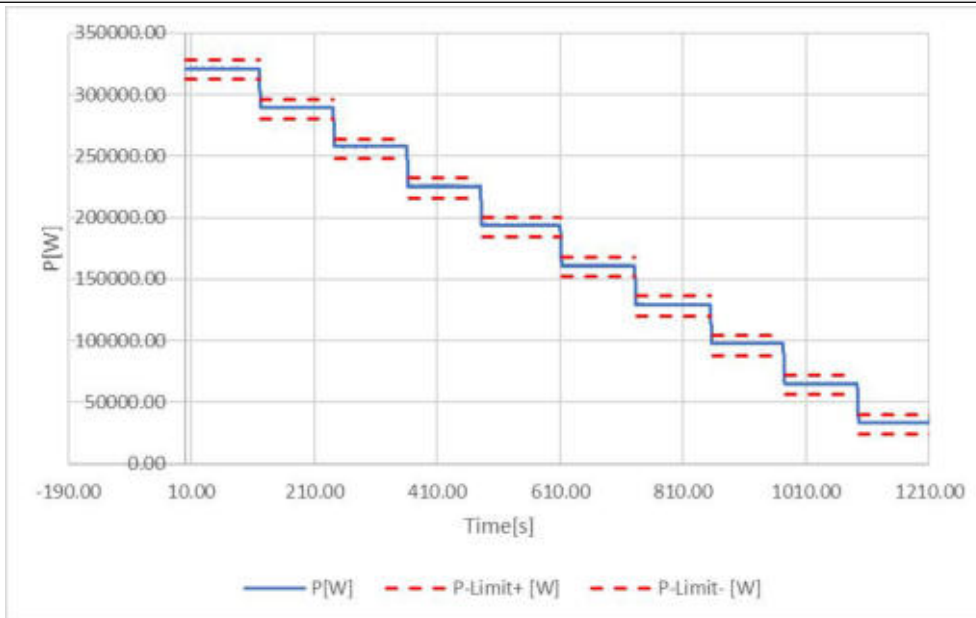
Graph of Measurement 2: Active power output reduction 50% $P_{E_{max}}$



N.7.4 Limitation of the active power by an external control from the distributor	P
---	----------

Model: SG350HX

Graph of the setting accuracy:



Test:

1-min mean value / P_n/P [%]	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10
$P_{Setpoint}$ [kW]:	320.0	288.0	256.0	224.0	192.0	160.0	128.0	96.0	64.0	32.0
P_{E60} [kW]:	321.0	289.3	257.8	225.4	193.9	160.9	129.4	97.8	65.0	33.5
$\Delta P_{E60}/P_{Setpoint}$ [%]:	0.313	0.406	0.563	0.438	0.594	0.281	0.438	0.562	0.313	0.469
Limit $\Delta P_{E60}/P_{Setpoint}$:	$\pm 2.5\%$ of P_n									

Test:

The setpoint signal must be reduced from 100% to 10% P_n :
for adjustable PGUs in increments of 10% P_n , 1 minute must elapse after every change to the setpoint setting so that the PGU can settle at the new setpoint, Then the active power of the PGU must be measured as a 1-min mean value,

Assessment criterion:

for adjustable PGUs:

- no network disconnection
- the active power value does not exceed the setpoint by more than 5% P_n
- the setting time determined this way is ≤ 1 min

Note:

The setting time is ≤ 1 min, See "Graph of the setting accuracy".

N.7.4.1 Checking the settling time to a command power reduction	P
--	----------

Model: SG350HX

Test:

1-min mean value / P_n/P [%]	100% to 30%	100% to 15%
Settling time [s]:	15.4	N/A
P_{E60} [%]:	30.46	N/A
$\Delta P_{E60}/P_{Setpoint}$ [%]:	30 ± 5 % of P_n	15 ± 5 % of P_n
Limit settling time:	60s	N/A

Test:

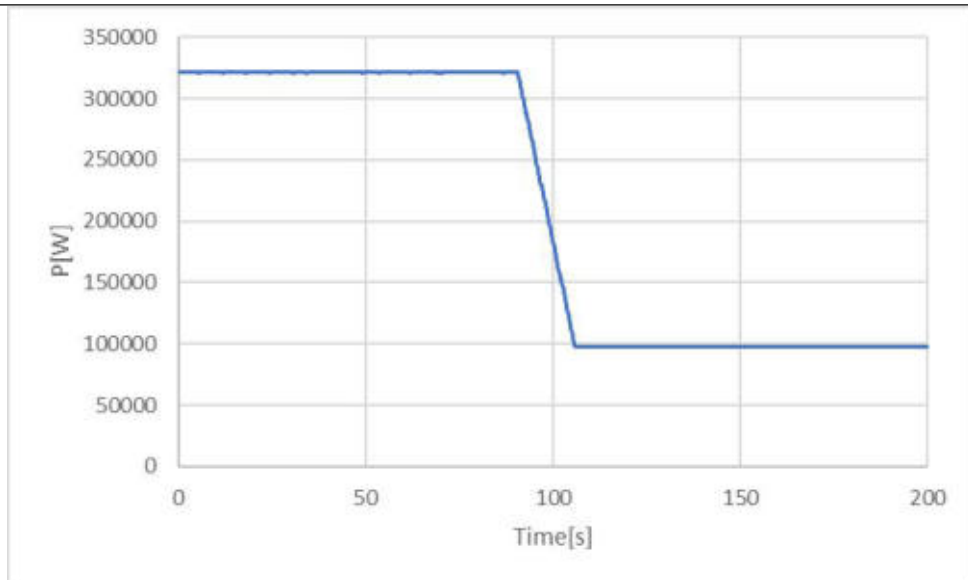
The verification is done by adjusting the parameter limiting the active power from 100% to 30% P_n at time t_0 , The settling time (or settling time) is the time interval from the instant t_0 of the step of application of active power limitation 100% P_n to 30% P_n instant when the power falls stably within a tolerance band $\pm 5\%$ P_n with respect to the new value,

The settling time of maximum measured must be less than 50s and in any case not more than 60s in case the limit command provides the transition from 100% P_n to 15% P_n ,

Assessment criterion:

for adjustable PGUs:

- no network disconnection
- the active power value does not exceed the setpoint by more than 5% $P_{E_{max}}$
- the setting time determined this way is ≤ 1 min



**N.8 Insensitivity verification to voltage drops (LVRT capability)
CEI 0-16 (2022)**

Clause	Test	Result
N.8.1	Checking insensitivity to voltage dips (LVRT capability)	P
N.8.5	OVRT Tests execution and recording modalities for the static inverter	P

N.8 Insensibility verification to voltage drops (LVRT capability)

P

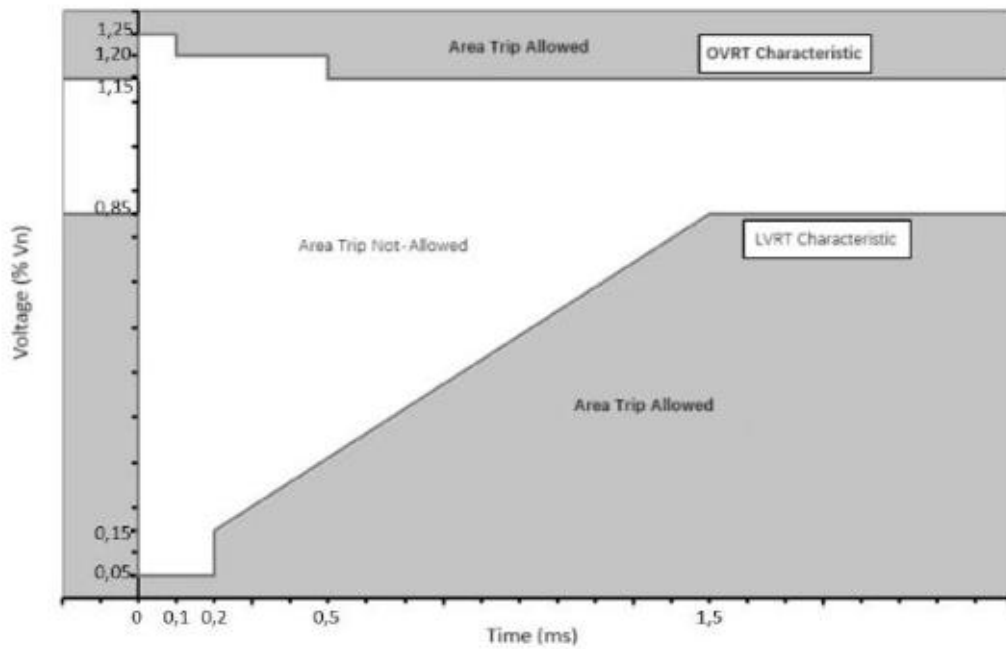
General:

These tests have as their purpose to verify that the generator meets the requirements of immunity to voltage drops according to the voltage-time profile shown in Figure 24, according to what reported in 8,8,6,1,

In particular, the tests are to verify that they meet the following functional requirements,

Behavior under-voltage (LVRT feature):

- The generator must not disconnect from the grid in the area of color gray above and along the points of the characteristic LVRT (V_t) shown in Figure 24 for the static generators and in Figure 25 for the wind generators, where V is the voltage between lines at the connection point, These values are expressed as a percentage of the nominal voltage MT (concatenated), In this area, the generator must remain connected to the grid without any damage, but you may temporarily stop the release of the active power delivered before the onset of the fault;
- in the area below the generator can disconnect from the grid (area in white - "detachment zone allowed");
 - logic function must be of type "1 of 3", i.e, it is sufficient that detected the lowering of one of the three-phase voltages² to ensure the expected behavior from the curve of Figure 24 for the static generators and shown in Figure 25 for wind turbines;
- within 400 ms and 2s static generators for wind turbines by restoring a level of voltage between +10% and -15% of the rated voltage, the generator is to resume delivery of active and reactive power injected into the grid before the onset of failure, with a maximum tolerance of $\pm 10\%$ of rated power of the generator (if the voltage is restored, but remains in the range between 85% and 90%, is permitted a reduction in the power output according to the limits of the maximum current delivered by the generator);
- prescription study - dynamic support grid in the release area not allowed (shaded area in Figure 24 for the static generators and in Figure 25 for wind turbines) generators will be required in the future to support the voltage supplying reactive power in the manner and under the conditions specified at the outset and information in paragraph 8,8,6,4, At the time this requirement is to study, so it was not considered necessary to include specific performance requirements on the performance of the reactive current during and at the end of the transient voltage, These requirements will be formulated in the next revision of the standard,



Test list	Width residual voltage phase-to-phase V / Vn (*)	Time [ms]	Form (**)
1s - three-phase symmetrical fault	0.10 ± 0.05 (V1/Vn)	= 200 ± 20	
1a - asymmetrical fault-phase	0.10 ± 0.05 (V1/Vn)	= 200 ± 20	
2s - three-phase symmetrical fault	0.25 ± 0.05 (V2/Vn)	= 400 ± 20	
2a - asymmetrical fault-phase	0.25 ± 0.05 (V2/Vn)	= 400 ± 20	
3s - three-phase symmetrical fault	0.50 ± 0.05 (V3/Vn)	= 850 ± 20	
3a - asymmetrical fault-phase	0.50 ± 0.05 (V3/Vn)	= 850 ± 20	
4s - three-phase symmetrical fault	0.75 ± 0.05 (V4/Vn)	= 1300 ± 20	
4a - asymmetrical fault-phase	0.75 ± 0.05 (V4/Vn)	= 1300 ± 20	

(*) The values of residual stress are expressed in per unit of nominal voltage chained MT, then refer to the voltage levels provided for damage caused on MV lines,

(**) Regardless of the method used to simulate the transient (grid impedances, simulator or other method), the falling edges and rising voltage must be shorter than 10ms,

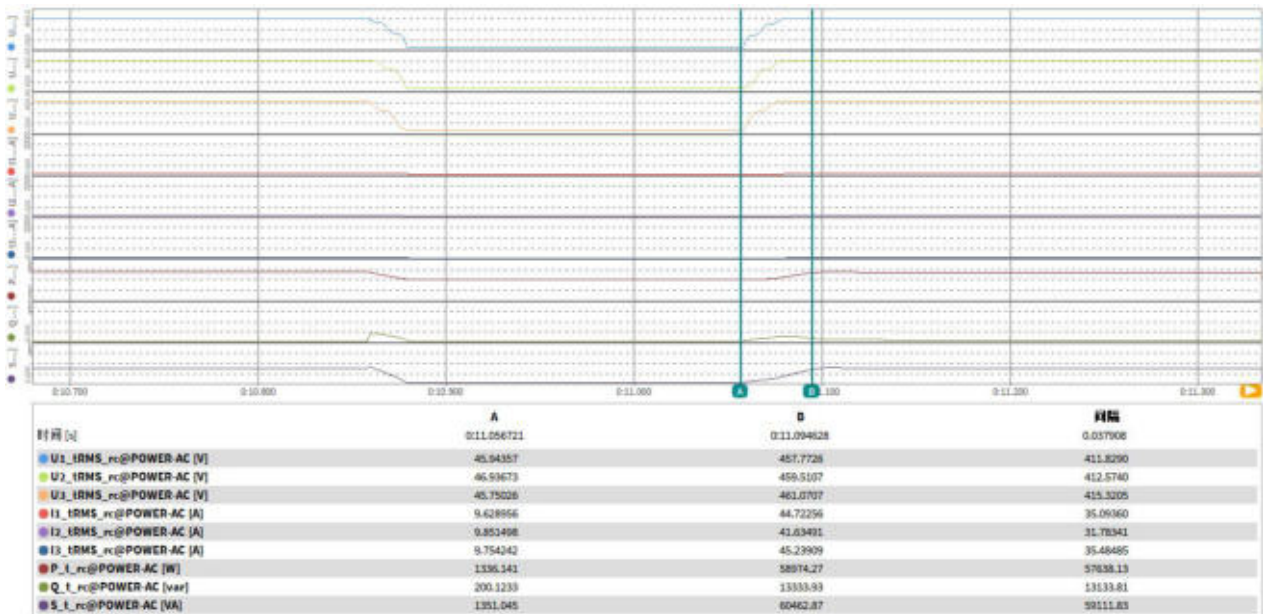
Graph of LVRT test one				
List of tests	Residual amplitude of phase-to-phase voltage V/V_{nom}	Duration limit of Voltage dips [ms]	Recover time [ms]	Result
1s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)	0.10	200 ±20	38	P
1s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)	0.10	200 ±20	83	P
1a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)	0.10	200 ±20	25	P
1a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)	0.10	200 ±20	246	P
2s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)	0.25	400 ±20	36	P
2s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)	0.25	400 ±20	217	P
2a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)	0.25	400 ±20	39	P
2a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)	0.25	400 ±20	101	P
3s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)	0.50	850±20	44	P
3s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)	0.50	850±20	276	P
3a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)	0.50	850±20	42	P
3a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)	0.50	850±20	250	P
4s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)	0.75	1300±20	33	P
4s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)	0.75	1300±20	220	P
4a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)	0.75	1300±20	32	P
4a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)	0.75	1300±20	216	P
Test conditions:				
Voltage simulator fall and rise time: < 10ms				
The test conditions are performed as worst case conditions,				

Test 1s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips

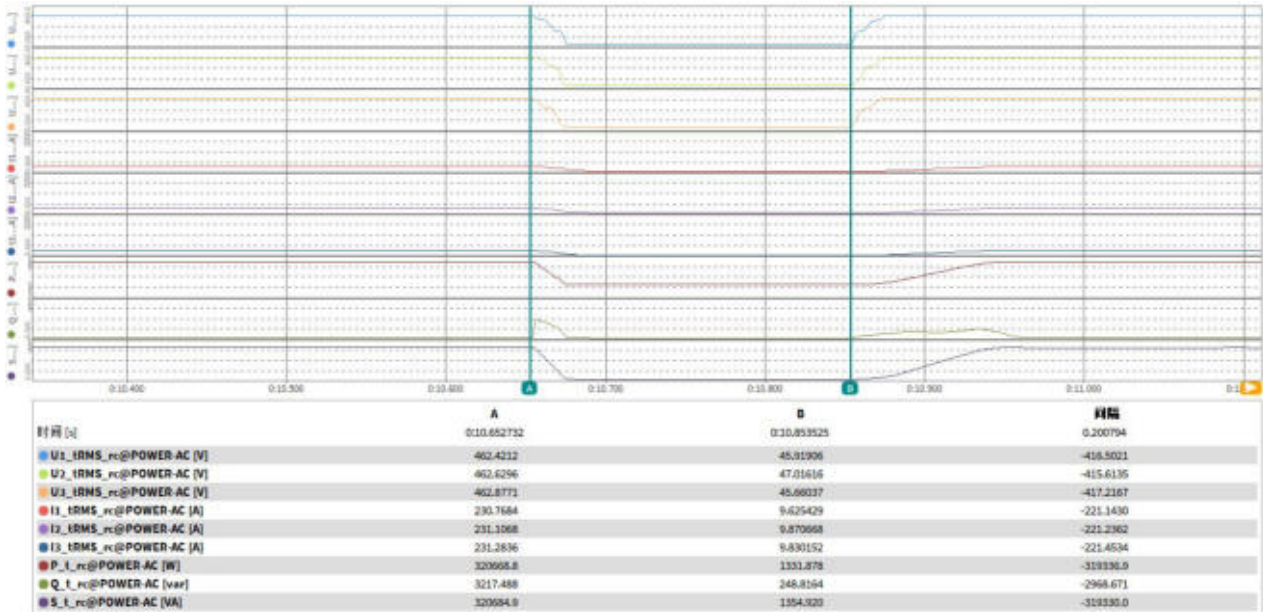


Recover time

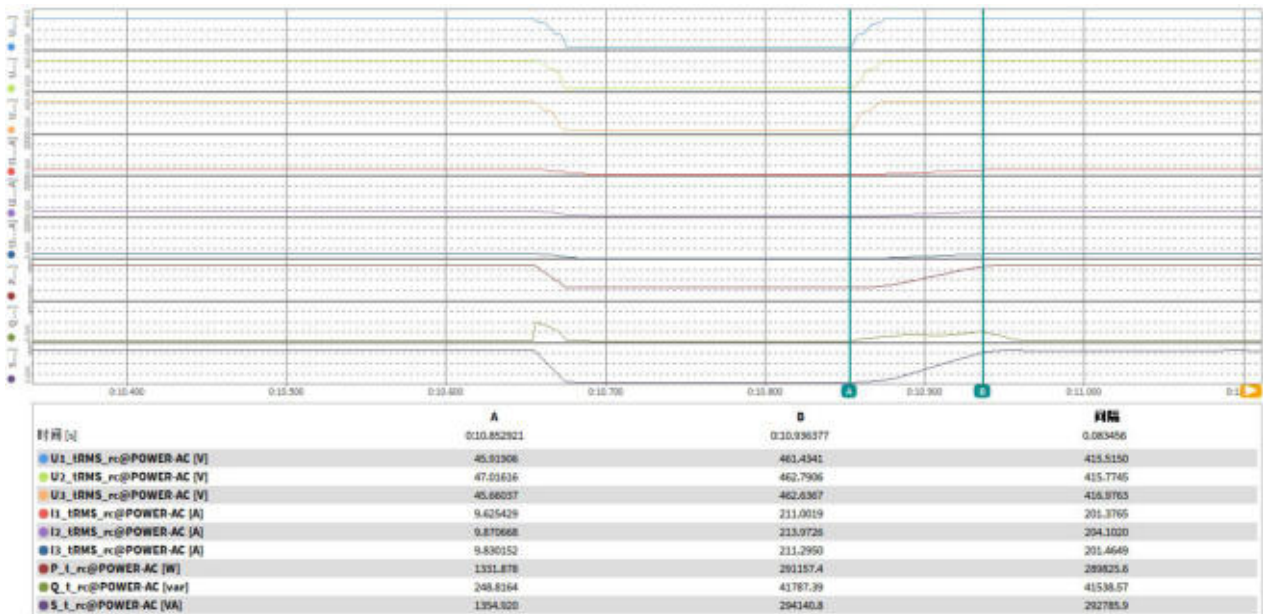


Test 1s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)

Duration of Voltage dips



Recover time

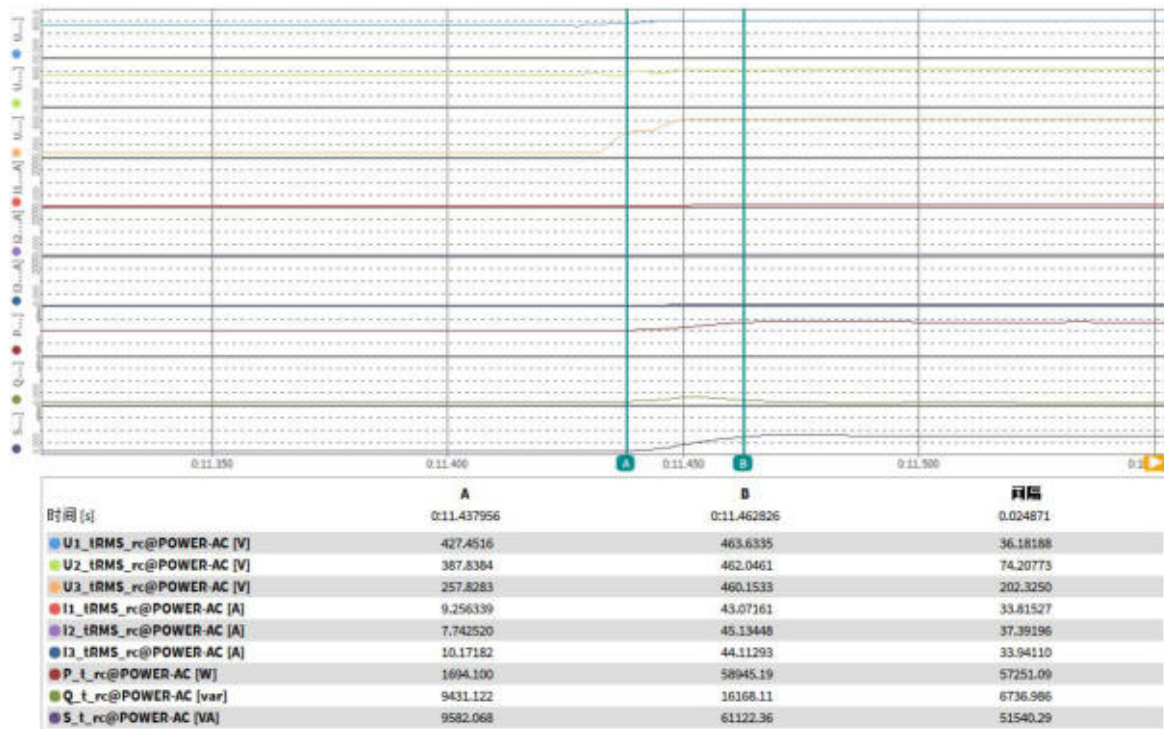


Test 1a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips



Recover time

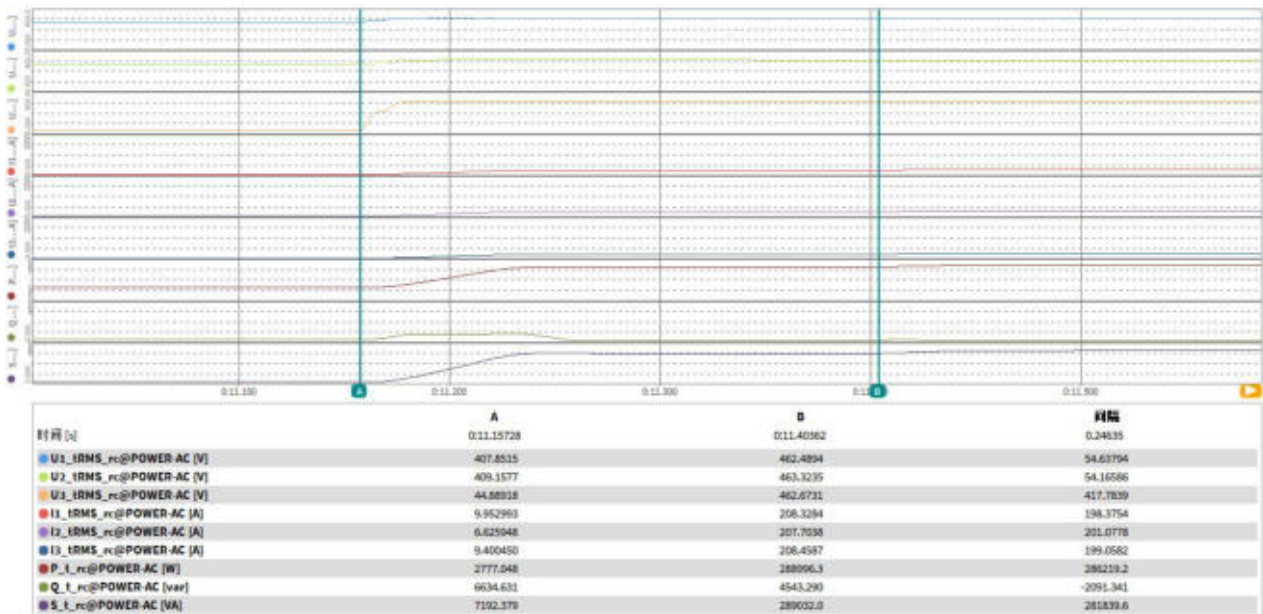


Test 1a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)

Duration of Voltage dips



Recover time



Test 2s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips



Recover time

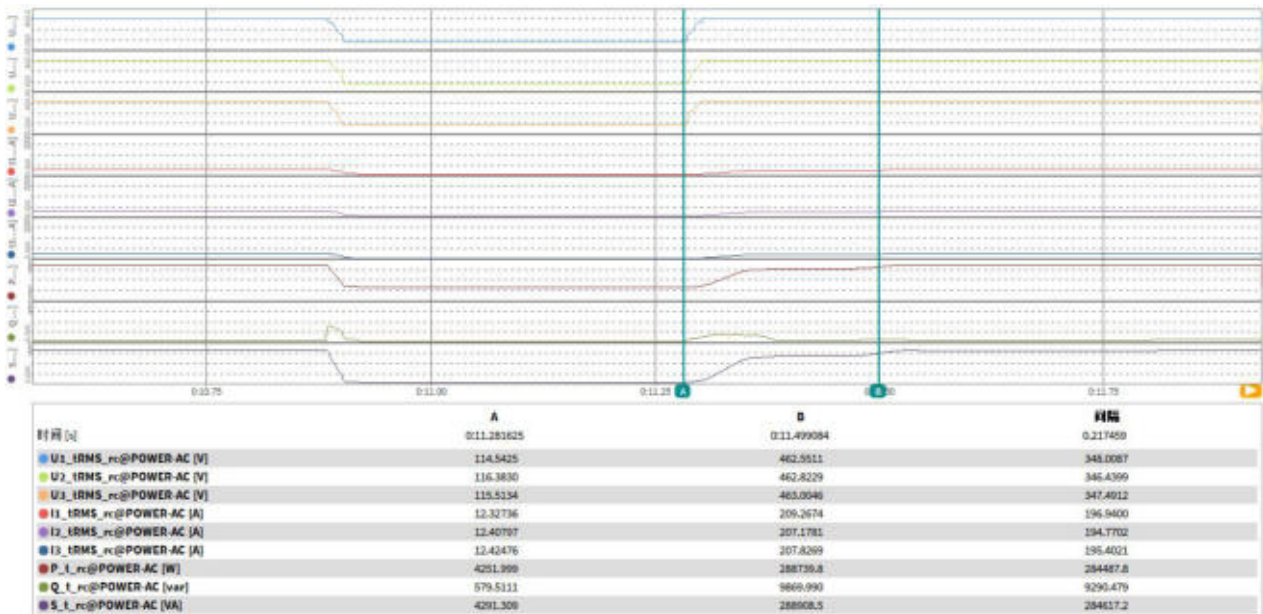


Test 2s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)

Duration of Voltage dips

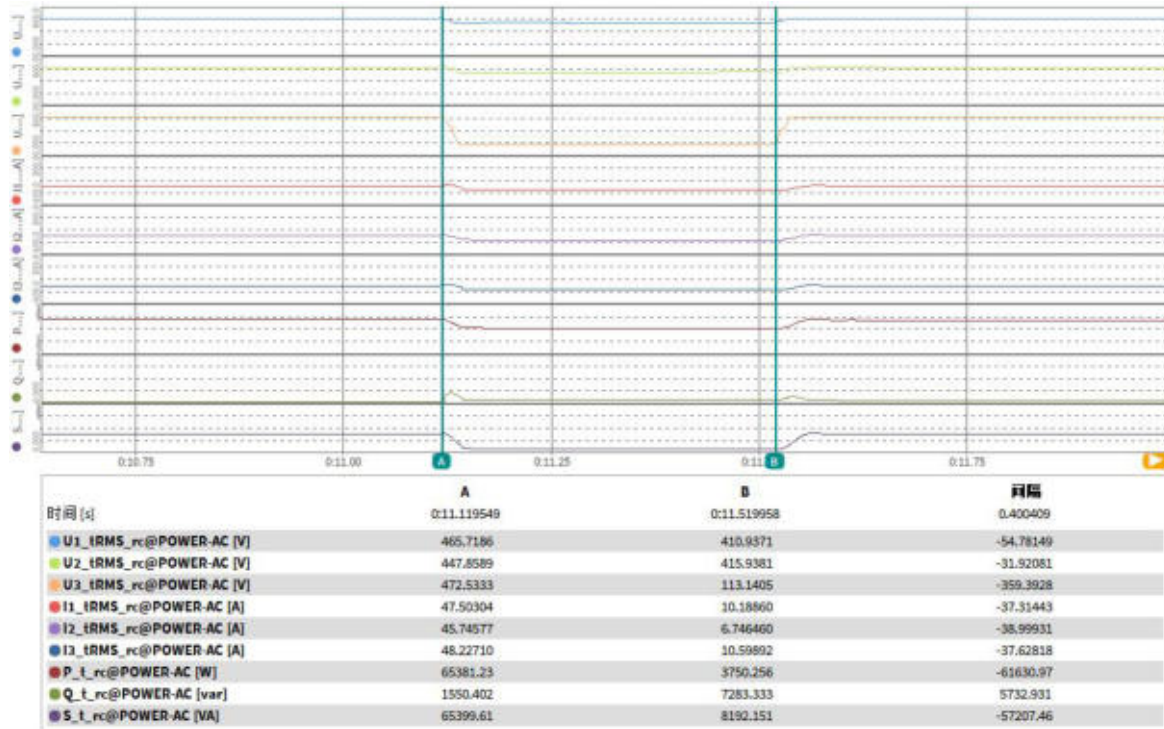


Recover time



Test 2a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips

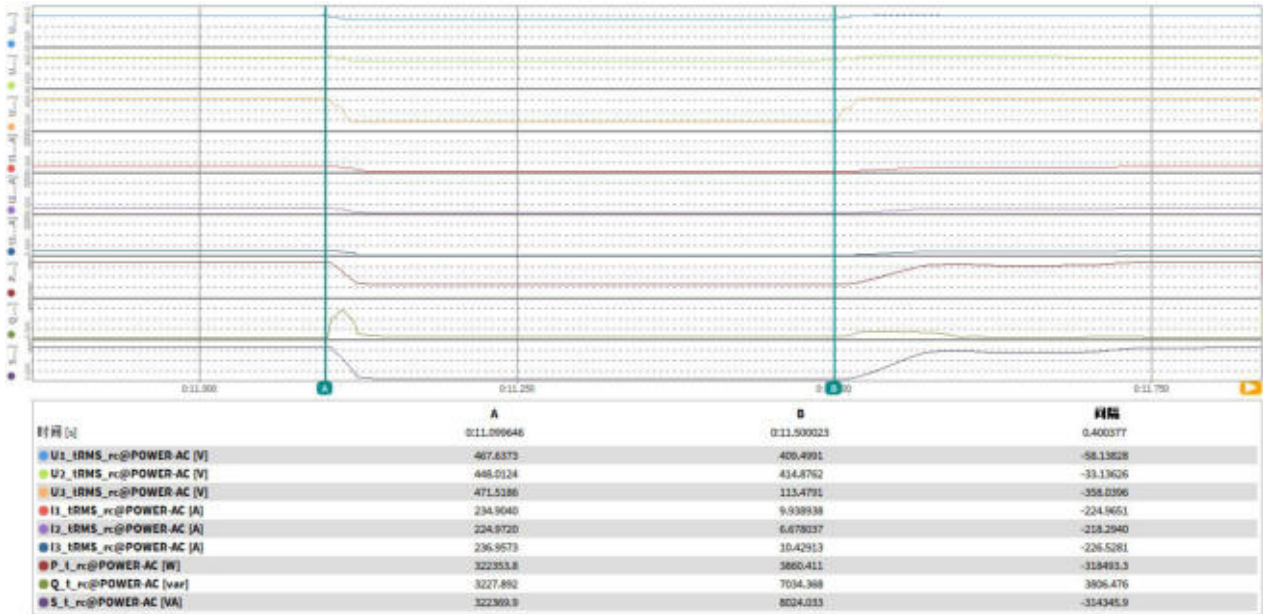


Recover time



Test 2a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)

Duration of Voltage dips



Recover time



Test 3s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips



Recover time



Test 3s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)

Duration of Voltage dips



Recover time



Test 3a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips



Recover time

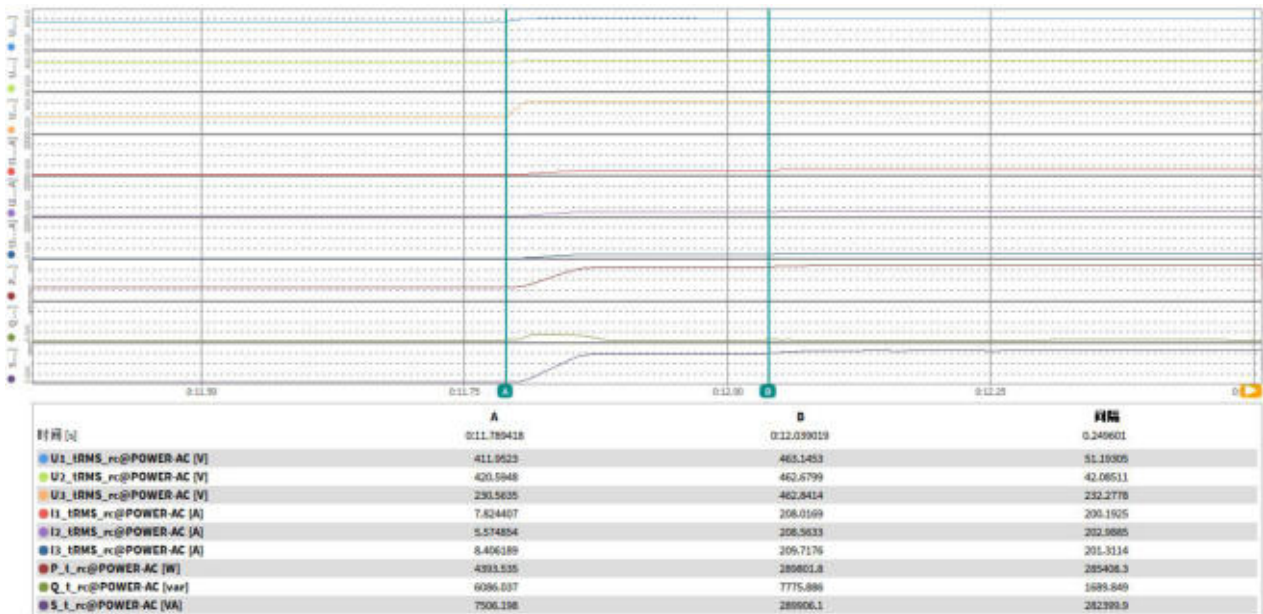


Test 3a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)

Duration of Voltage dips

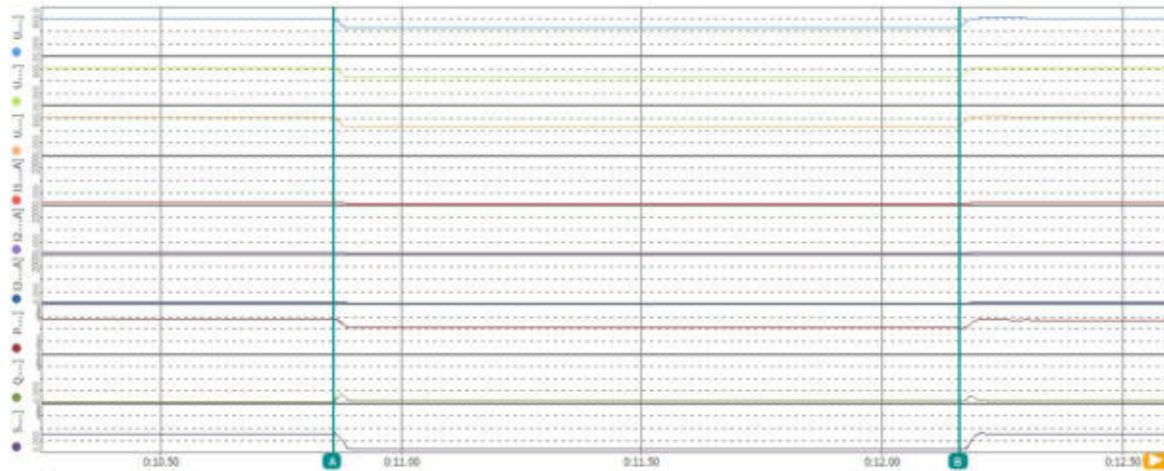


Recover time



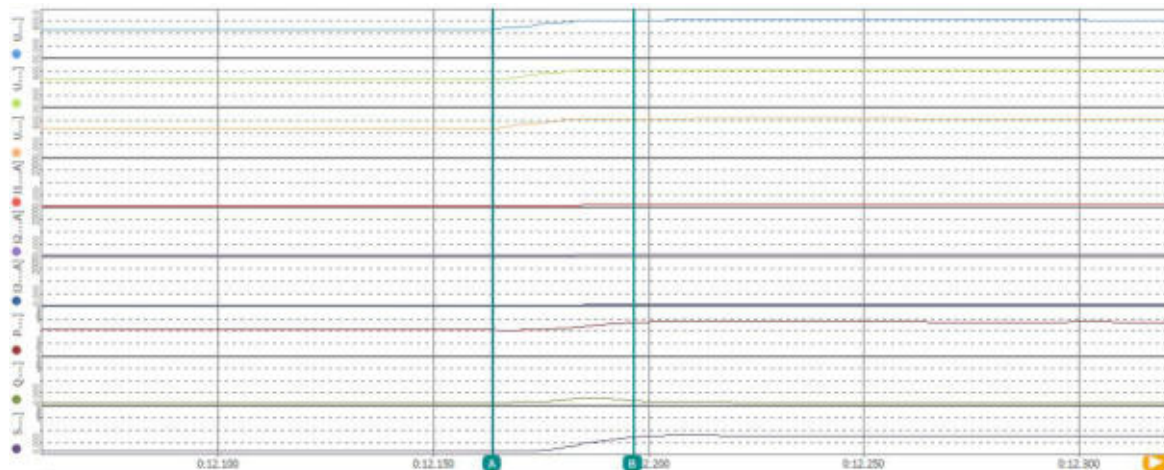
Test 4s – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips



时间 [s]	A	B	间隔
	0:10.858587	0:12.159510	1.300923
U1_IRMS_rc@POWER-AC [V]	462.0448	346.5043	-115.5404
U2_IRMS_rc@POWER-AC [V]	461.9508	346.3135	-115.6373
U3_IRMS_rc@POWER-AC [V]	462.3230	346.5965	-115.7265
I1_IRMS_rc@POWER-AC [A]	47.22976	6.497494	-40.73227
I2_IRMS_rc@POWER-AC [A]	47.19570	6.362481	-40.83322
I3_IRMS_rc@POWER-AC [A]	47.30403	6.523428	-40.78060
P_t_rc@POWER-AC [W]	65470.99	4464.886	-61006.11
Q_t_rc@POWER-AC [var]	1739.443	5016.675	3277.232
S_t_rc@POWER-AC [VA]	65494.10	6715.820	-58778.28

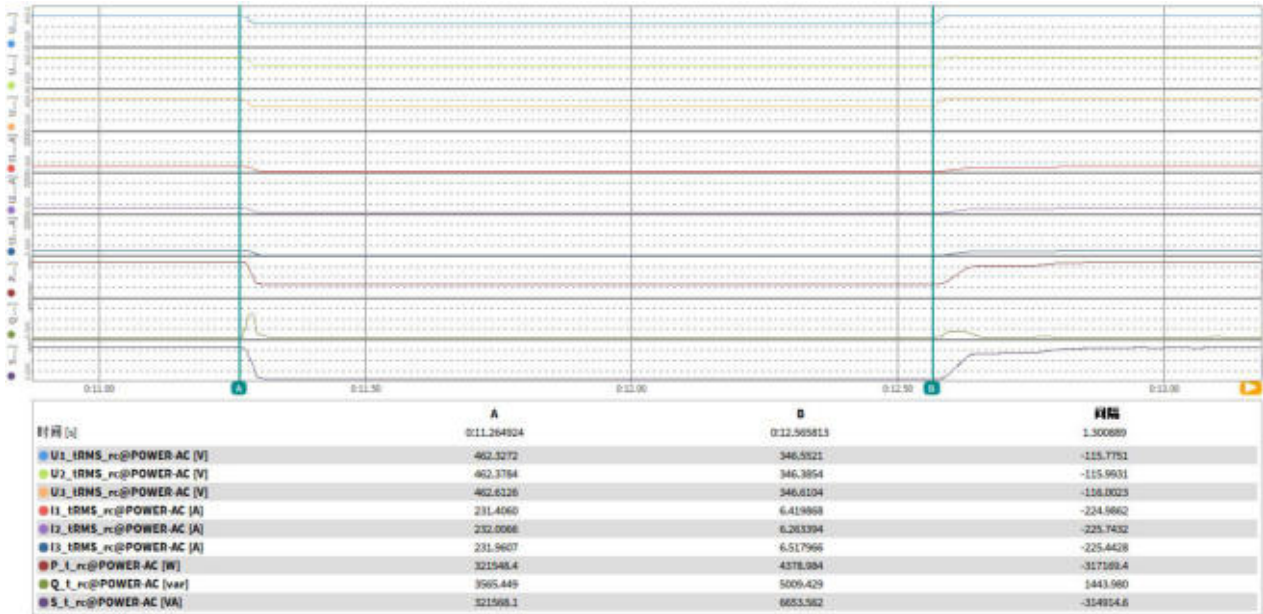
Recover time



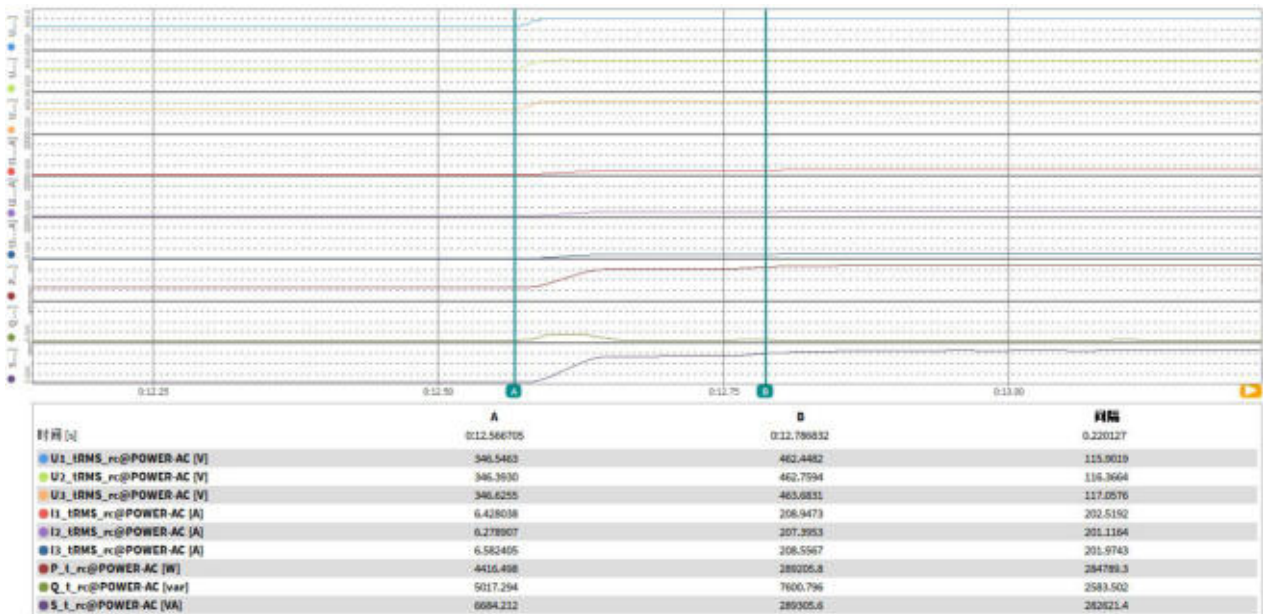
时间 [s]	A	B	间隔
	0:12.163809	0:12.196496	0.032687
U1_IRMS_rc@POWER-AC [V]	346.5352	462.9179	116.3827
U2_IRMS_rc@POWER-AC [V]	346.3798	463.1653	116.7856
U3_IRMS_rc@POWER-AC [V]	346.5806	463.1550	116.5744
I1_IRMS_rc@POWER-AC [A]	6.503022	44.70477	38.20175
I2_IRMS_rc@POWER-AC [A]	6.319468	44.14528	37.82582
I3_IRMS_rc@POWER-AC [A]	6.491974	41.73054	35.23856
P_t_rc@POWER-AC [W]	4451.274	58939.89	54488.62
Q_t_rc@POWER-AC [var]	4997.508	13512.15	8514.644
S_t_rc@POWER-AC [VA]	6692.453	60468.91	53776.46

Test 4s – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)

Duration of Voltage dips



Recover time

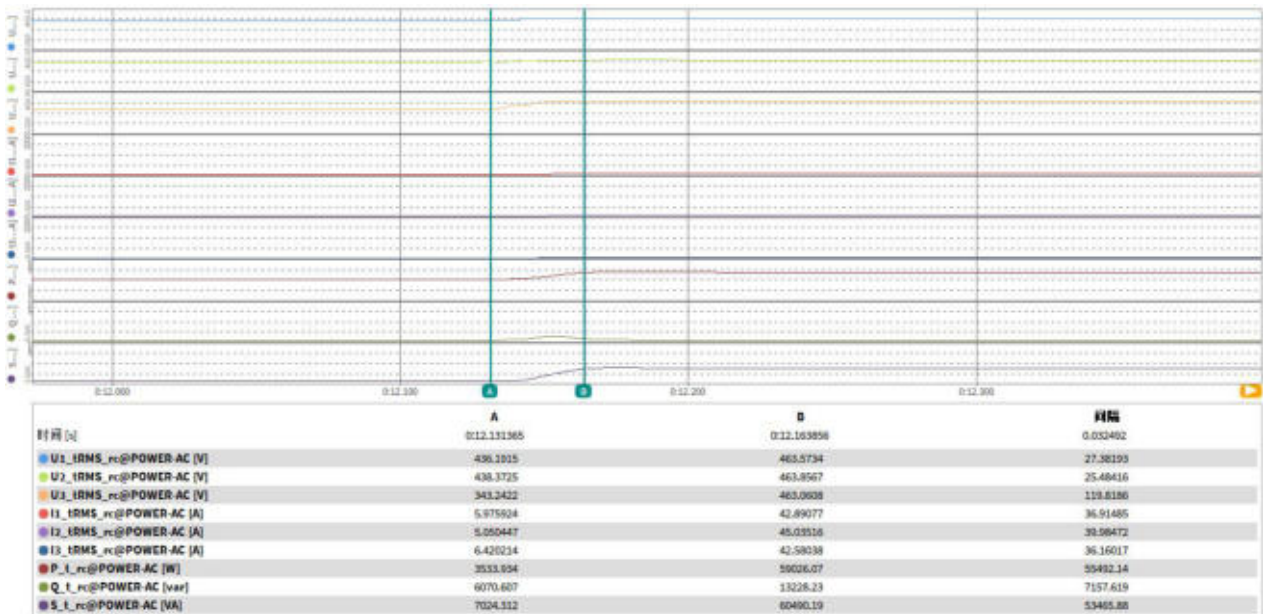


Test 4a – asymmetrical fault-phase (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage dips

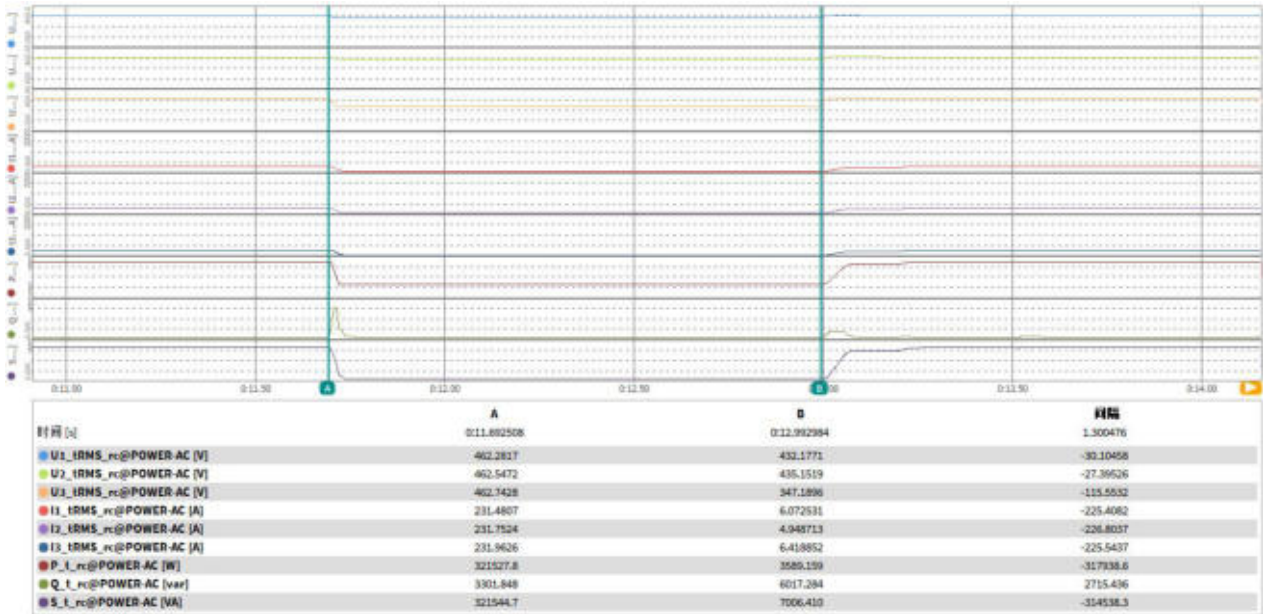


Recover time

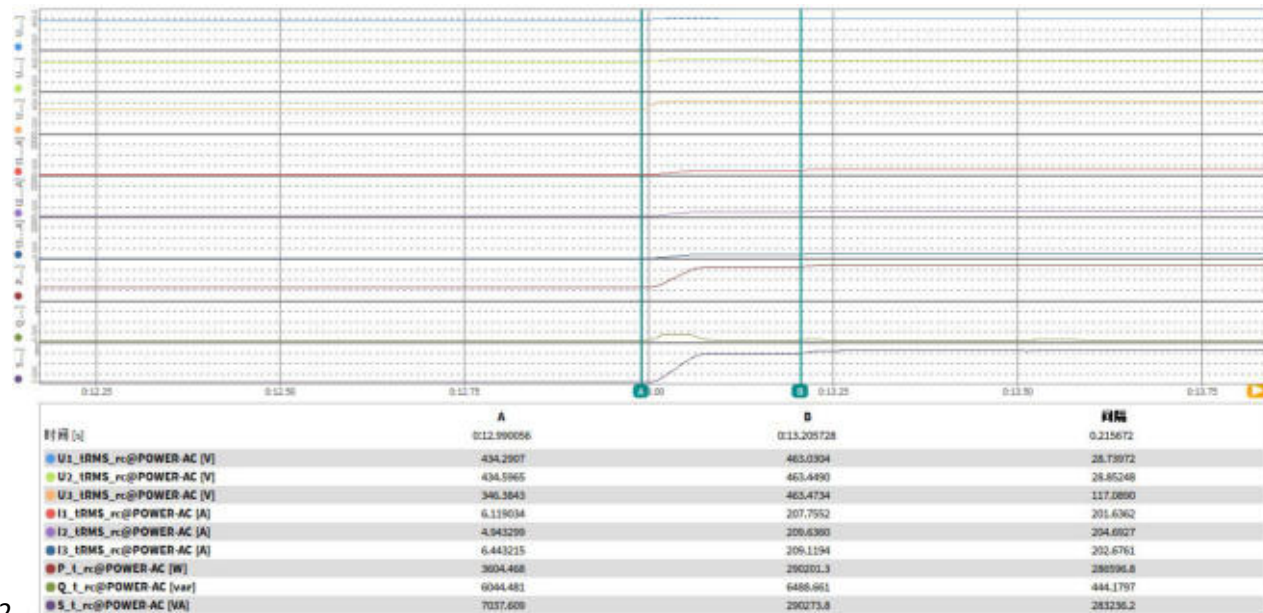


Test 4a – asymmetrical fault-phase (P > 0.9)

Duration of Voltage dips



Recover time



2

N.8.1 Insensibility verification to voltage drops (LVRT capability)
P
General:

The purpose of these tests is to verify that the generator is able to correctly recognize transients increasing of network voltage and to exceed it maintaining the connection without suffering damages. and then resume the "pre-transient" active and reactive power supplying within 400ms from the return of the voltage into the limits between 85% and 110% of the nominal value.

The analysis of the current supplied during the transient and before and after it. will allow also to verify the performances that in the future will be required for the dynamic support to power network.

Controls on the correspondence to immunity and voltage increase (OVRT-capability) requirements are realized according to tests reported in Table 35. limited to symmetrical voltage increase. to do with the generator operating:

Over 90% of nominal power.

For big size generators (> 100 kW) it is allowed to realize test with reduced power as long as higher than the 30% of generator nominal power.

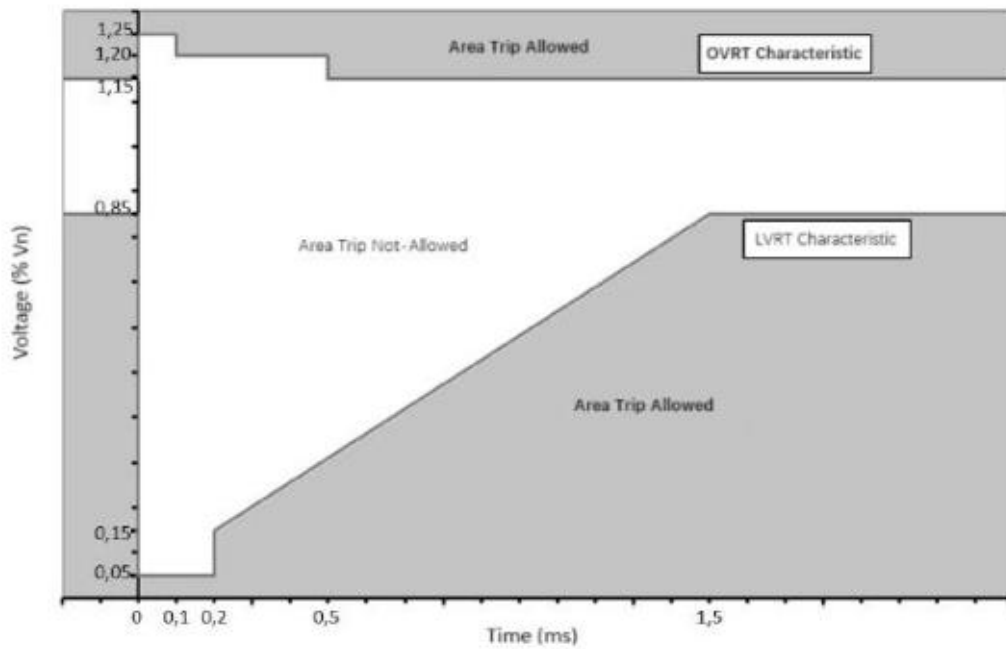
Before the simulation of voltage increase. according to any test in Table 35. the system must operate in the conditions already set for at least 5 minutes or the time necessary so that the temperature inside the converter is stable.

Interface protection must be disabled or set in order to avoid ill-timed trips during the test.

Overvoltage simulation system must produce symmetrical voltage increase with the profile showed in Table 35 and according to Figure 29 in no load operating conditions. Further tests for asymmetrical overvoltage are not necessary.

In general. apart from the testing circuit used. the result of each sequence must be documented as requested or better explained in N.8.1 for LVRT tests.

If the generator is equipped with an insulation transformer. measurements must be realized on "network side" of the same.



Test list	Width residual voltage phase-to-phase V / Vn (*)	Time [ms]	Form (**)
OV1 - three-phase symmetrical overvoltage	1.25 ± 0.05 (VOV1/Vn)	= 100 ± 20	
OV2 - three-phase symmetrical overvoltage	1.20 ± 0.05 (V1/Vn)	= 500 ± 20	

(*) voltage values are in per unit of nominal voltage connected in MV, so referred to voltage levels considered for faults on MV lines,

(**) apart from the method used to simulate transients (impedance networks, simulator or another method), voltage ascent and descent front must have duration lower than 20 ms

Test results of OVRT

List of tests	Residual amplitude of phase-to-phase voltage V/V_{nom}	Duration limit of Voltage rise [ms]	Recover time [ms]	Result
OV1 – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)	1.20	500 ± 20	55	P
OV1 – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)	1.20	500 ± 20	267	P
OV2 – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)	1.25	100 ± 20	46	P
OV2 – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)	1.25	100 ± 20	79	P

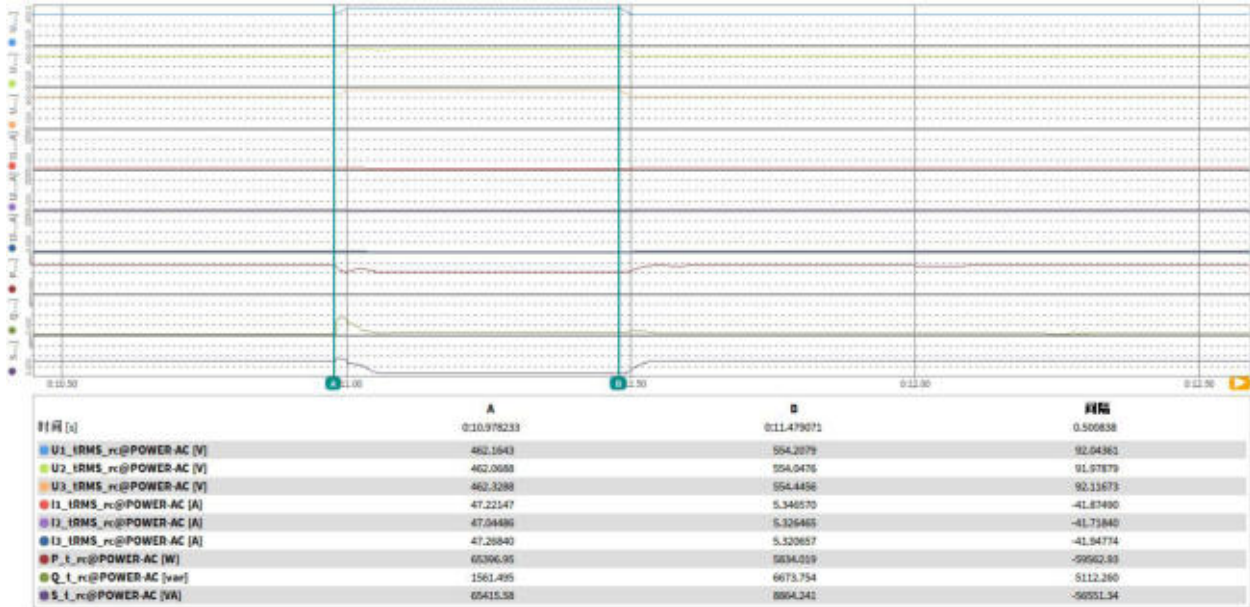
Test conditions:

Voltage simulator fall and rise time: < 10ms

The test conditions are performed as worst case conditions, The inverter feeds maximal active and reactive power during the complete test,

Test OV1 – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage rise

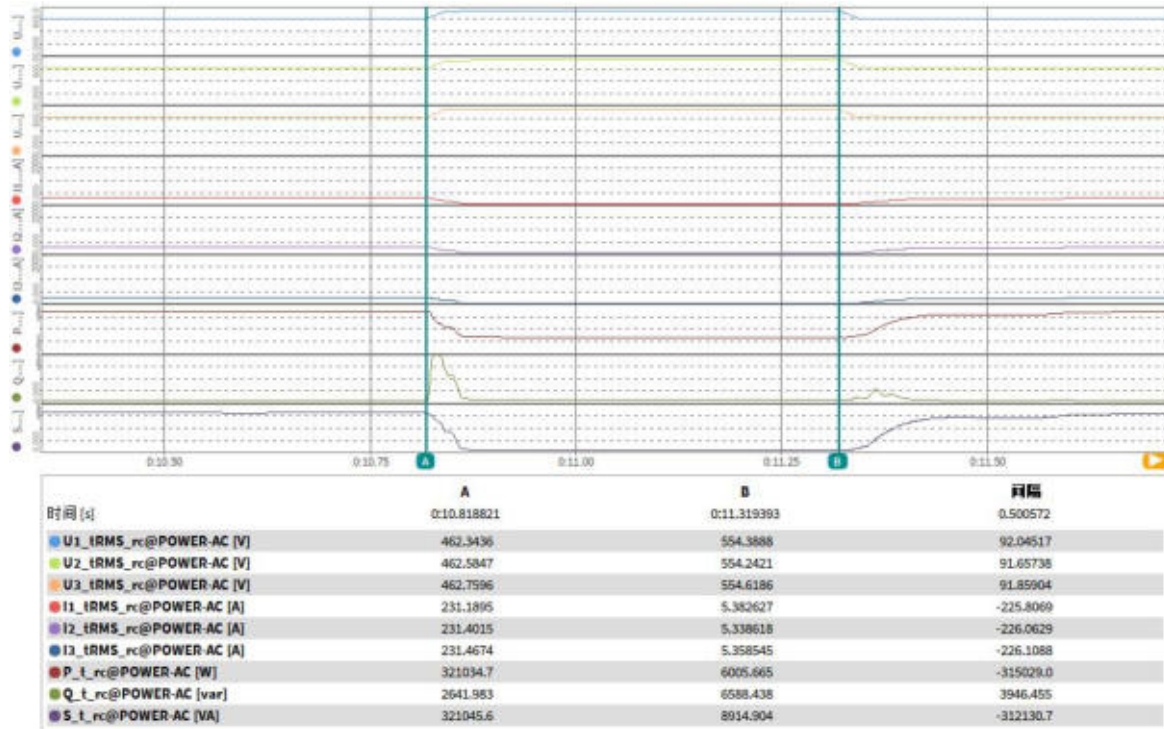


Recover time

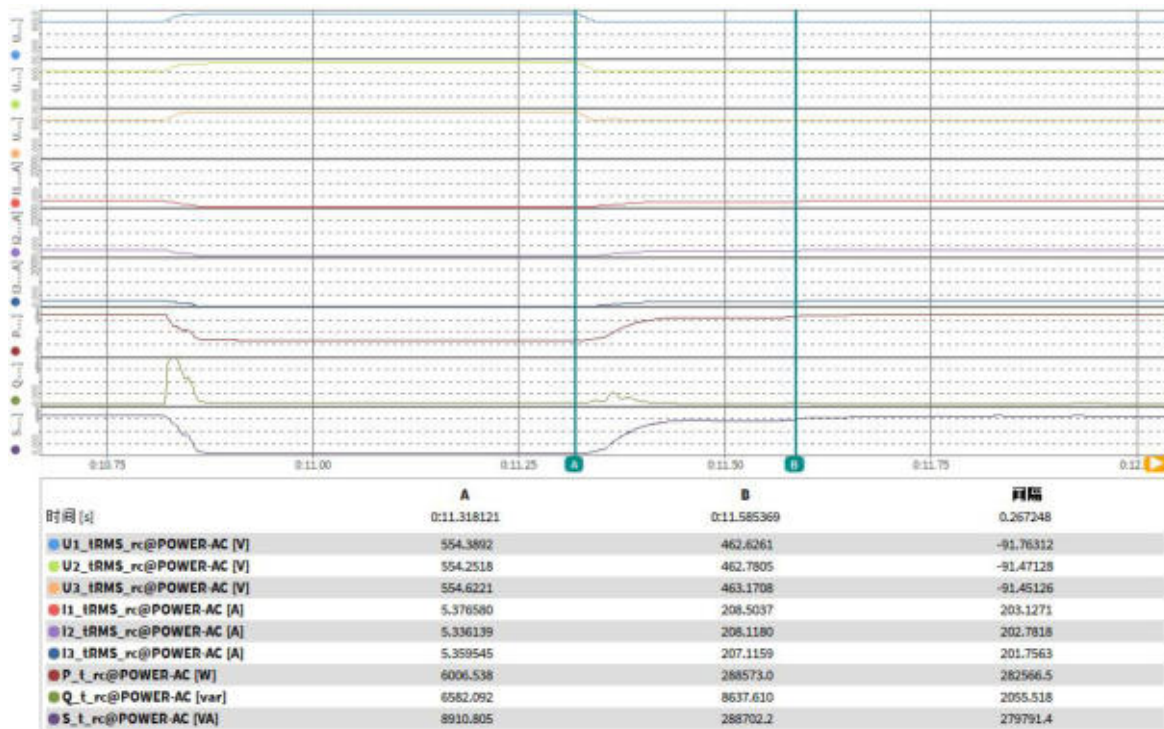


Test OV1 – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)

Duration of Voltage rise

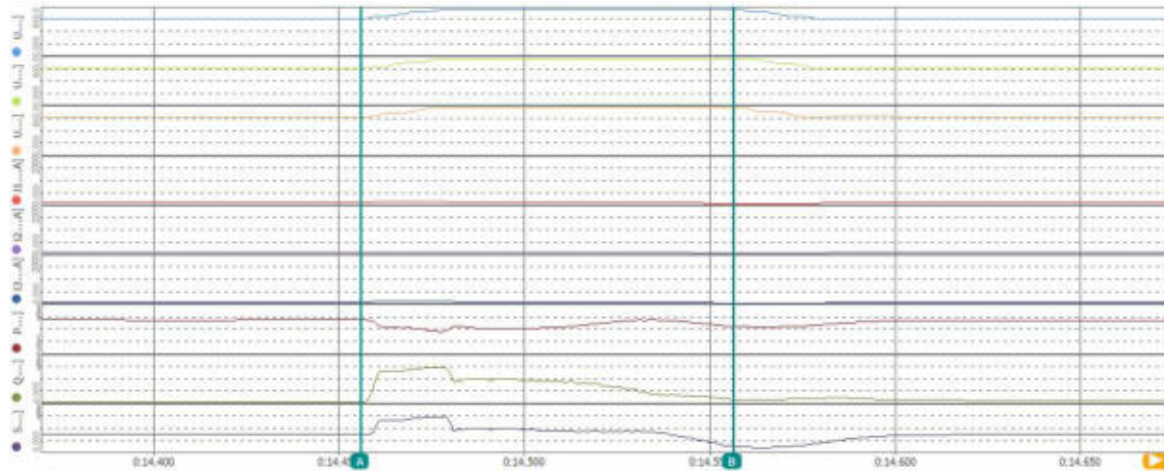


Recover time



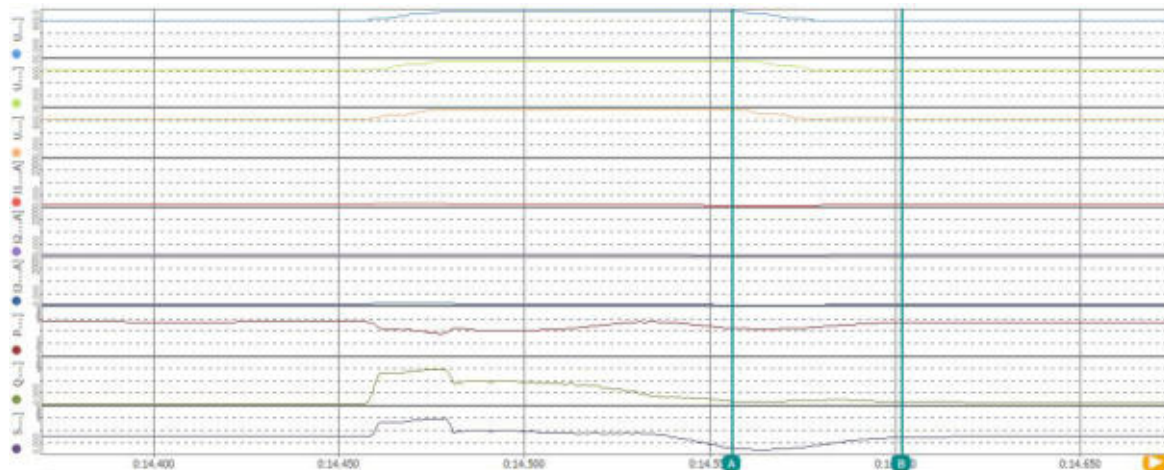
Test OV2 – three-phase symmetrical fault (P = 0.1 - 0.3)

Duration of Voltage rise



时间 [s]	A	B	间隔
0:14.4558841	0:14.5561903	0:14.5561903	0.1003061
U1_IRMS_rc@POWER-AC [V]	461.9994	571.5791	109.5797
U2_IRMS_rc@POWER-AC [V]	462.0222	572.7075	110.6852
U3_IRMS_rc@POWER-AC [V]	462.3542	578.3127	115.9585
I1_IRMS_rc@POWER-AC [A]	47.11515	12.80425	-34.31090
I2_IRMS_rc@POWER-AC [A]	46.98097	12.54437	-34.43660
I3_IRMS_rc@POWER-AC [A]	47.04723	12.07684	-34.97040
P_t_rc@POWER-AC [W]	65202.52	18259.49	-46943.03
Q_t_rc@POWER-AC [var]	1746.611	11326.33	9579.723
S_t_rc@POWER-AC [VA]	65225.91	21487.08	-43738.83

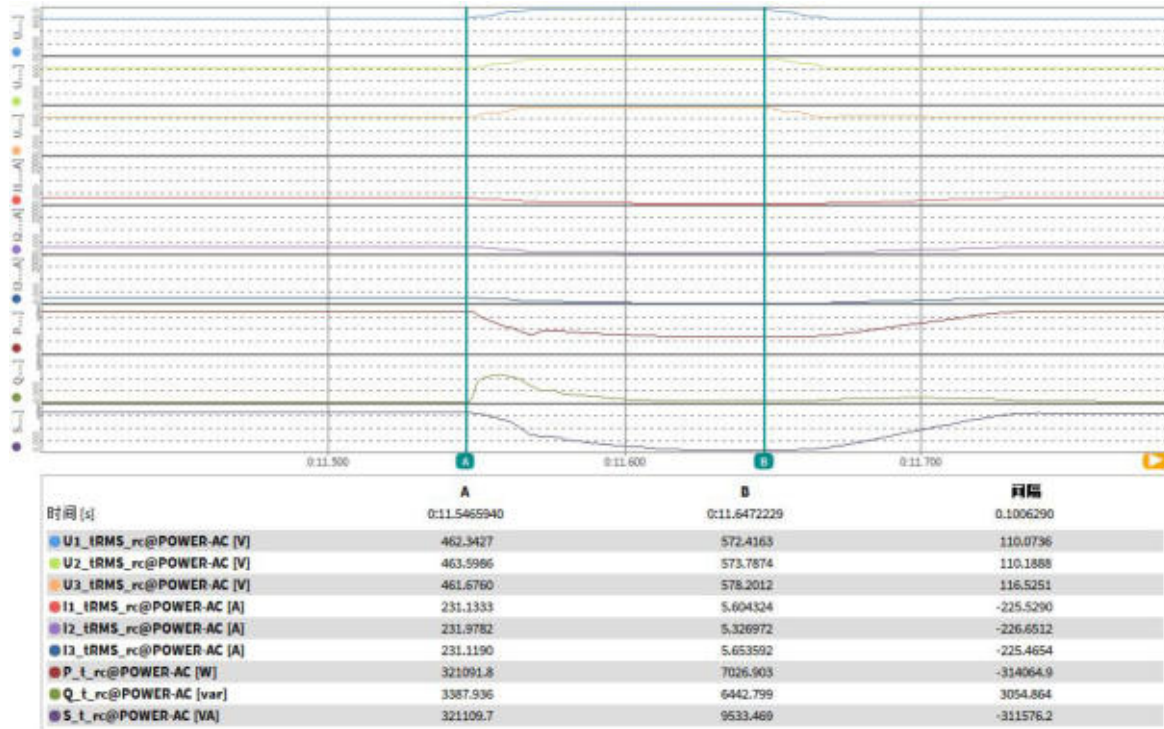
Recover time



时间 [s]	A	B	间隔
0:14.5560268	0:14.6017231	0:14.6017231	0.0456962
U1_IRMS_rc@POWER-AC [V]	571.5791	457.0528	-114.5263
U2_IRMS_rc@POWER-AC [V]	572.7075	459.6367	-113.0708
U3_IRMS_rc@POWER-AC [V]	578.3127	463.9600	-114.3527
I1_IRMS_rc@POWER-AC [A]	12.80425	42.95677	30.15253
I2_IRMS_rc@POWER-AC [A]	12.54437	43.30124	30.75687
I3_IRMS_rc@POWER-AC [A]	12.07684	42.86520	30.78837
P_t_rc@POWER-AC [W]	18259.49	58682.75	40423.26
Q_t_rc@POWER-AC [var]	11326.33	9357.244	-1969.090
S_t_rc@POWER-AC [VA]	21487.08	59424.09	37937.01

Test OV2 – three-phase symmetrical fault (P > 0.9)

Duration of Voltage rise



Recover time



**N.9 Verification of insensitivity to mismatch in automatic reclosing phase
CEI 0-16 (2022)**

Clause	Test	Result
N.9.1	Test on simulated grid (Grid simulator)	P
N.9.2	Test on simulated grid (coupling transformer)	N/A

N.9.1 Test on simulated grid

P

General:

With reference to the diagram in Figure 29 - Use of the simulated grid:

- The grid simulator will be able to produce phase jumps of the voltage at the output terminals respectively of 90 ° and 180 °;
- generator in operation at a power level compatible with the characteristics of the test circuit and with unity power factor ($\cos \varphi = 1$);
- VR: voltage simulated;

The generator must be brought into operation at nominal power, Let the system to operate in conditions that are set for at least 5 minutes or the time required for stabilization of the temperature inside the converter,

At the end for the stabilization period are to be carried in sequence 2 tests, inducing a transient that produces a sudden phase angle on the mains voltage VR simulated equal to 180 ° and 90 °,

In the test report must be given to each of the two test sequences:

- the angle between the voltage before and after the phase jump, with a tool having error 1°;
- the generator current of a time window that starts from 20 ms before to at least 200 ms after the jump phase of the voltage of the simulated grid,

Note:

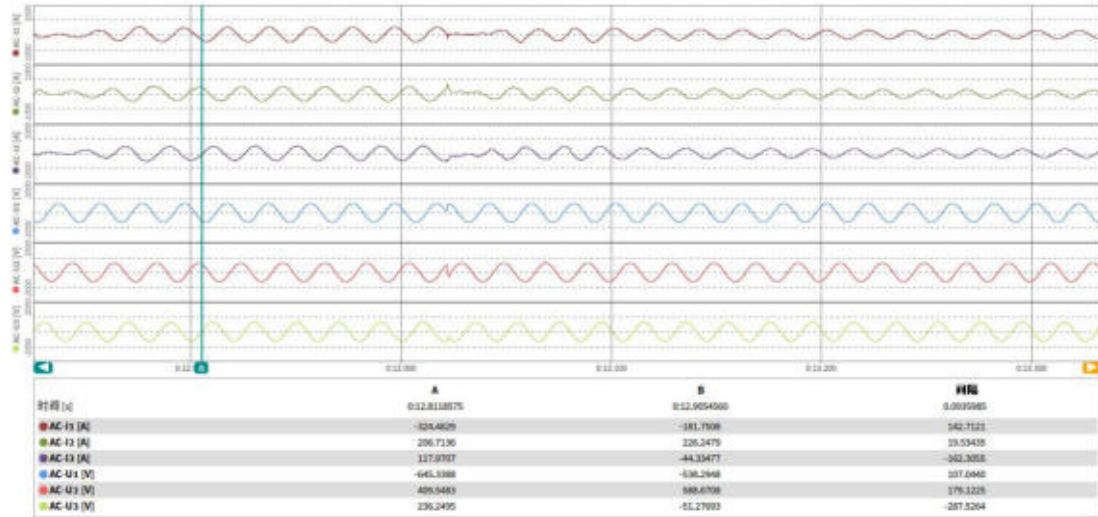
The inverter was restarted after the test has been performed, There are no damage on the complete system, The test has been performed with 320kW.

N.9.1 Test on the simulation network

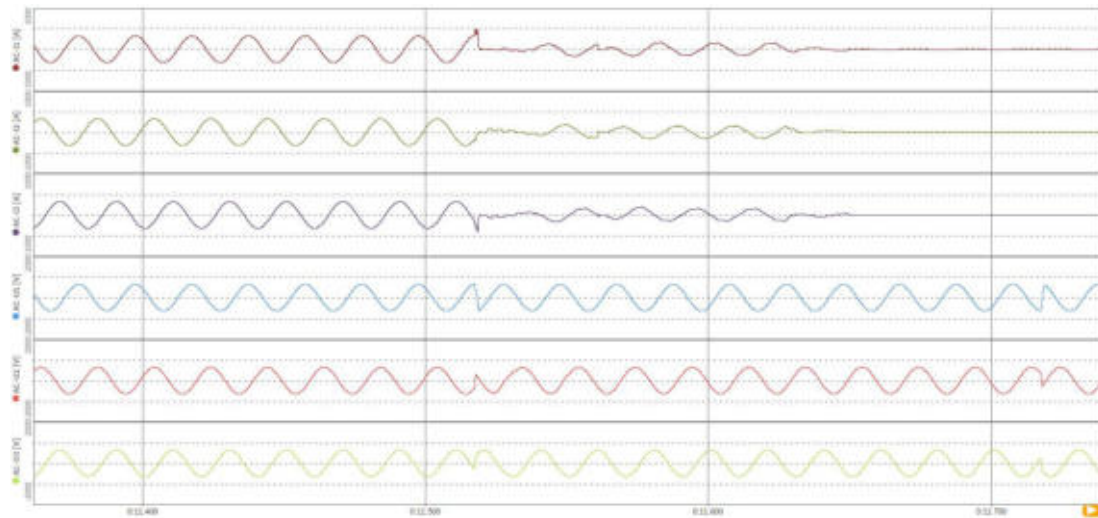
P

Test results

90° phase shift



180° phase shift



Pictures of the unit



Figure 1. Enclosure front view for all model



Figure 2. Enclosure back view for all model

Pictures of the unit



Figure 3. Enclosure right view for all model



Figure 4. Enclosure top view for all model

Pictures of the unit

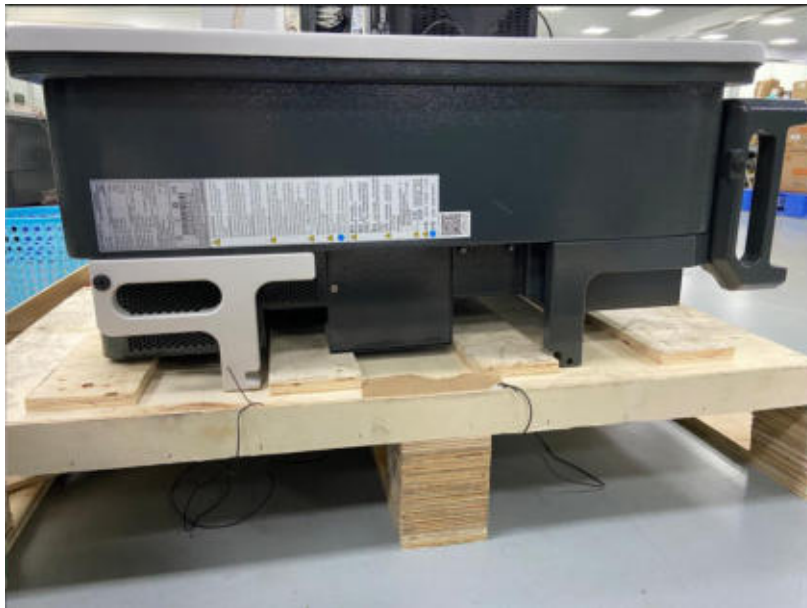


Figure 5. Enclosure left view for all model



Figure 6. Enclosure bottom view for all model

Test Equipment list				
No	Test Equipment	Equipment model	Equipment No.	Calibration due date
1	AC supply	KACM-75-33	BZ-DGD-L193	2022/11/02
2	DC supply	Chroma 6215011-1000s	BZ-DGD-L009	2023/02/22
3	Programmable ac load	ACLT-3820	BZ-DGD-L063	2023/09/06
4	Power analyser	PA6000H	BZ-DGD-L059	2022/10/21
5	Power analyser	DEWE2-PA7	BZ-DGD-L119	2022/11/03
6	Current sensor	CT6863-05	BZ-DGD-L026-1	2023/02/22
7	Current sensor	CT6863-05	BZ-DGD-L026-2	2023/02/22
8	Current sensor	CT6863-05	BZ-DGD-L026-3	2022/12/19
9	Oscilloscope	MS04054B	BZ-DGD-L064	2023/02/28
10	Differential probe	VP5200A	BZ-DGD-L241	2023/02/28
11	Differential probe	VP5200A	BZ-DGD-L242	2023/02/28
12	Differential probe	VP5200A	BZ-DGD-L243	2023/02/28

Statement

1. The laboratory guarantees the scientificity, accuracy and impartiality of the test, and is responsible for all the information in the report, except the information provided by the customer. The customer is responsible for the impact of the information provided on the validity of the results.
2. The report without China inspection body and laboratory Mandatory Approval (CMA) mark has no effect of proving to the society.
3. For the report with CNAS mark, the items marked with "☆" are not within the accredited scope.
4. This report is invalid if it is altered, without the signature of the testing and approval personnel, or without the "inspection and testing dedicated stamp" or test report stamp.
5. The test data and results are only valid for the tested samples provided by the customer.
6. This report shall not be partially reproduced without the written permission of the laboratory.
7. Any objection shall be raised to the laboratory within 30 days after receiving the report.

--- End of report---

Attachment 1 – ISO 9001 certificate

SGS

此为证书 CN15/21022.00 译本

下述组织

阳光电源股份有限公司

注册地址：合肥市高新区习友路 1699 号
经营地址：中国安徽省合肥市高新区习友路 1699 号

统一社会信用代码 913401001492097421

的管理体系已经过审核，并被证明符合下述要求

ISO 9001:2015

所涉及的活动范围覆盖

证书的注册范围显示在第二页上

该证书的有效期限自 2021 年 07 月 05 日至 2023 年 08 月 14 日
组织必须定期接受监督审核并经审核合格此证书方继续有效
持续认证至少在证书失效前 60 天执行
版本号 10. 初始注册日期 2015 年 08 月 07 日

在此范围内出具了多张证书
主证书编号为 CN15/21022.00
该证书为多地址证书，其它具体地址在后续页上列出



0005

签署

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3 EN UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

本证书信息可在国家认证认可监督管理委员会官方网站 www.cnca.gov.cn 上查询

HC SGS 9001-15 01-0118 M3

第 1 页 共 2 页

本文件由本公司根据公布在其网站 www.sgs.com/terms_and_conditions.htm
中的认证服务通用条款颁发，敬请注意其中已确定的责任范围、赔偿
和司法管辖事项。本文件的真实性可在网站
<https://www.sgs.com/en/certified-clients-and-products/certified-client-directory> 中核
实。任何未经授权的对本文件的内容或外观的变更、伪造或篡改均属
非法，违反者将会被依法追究。





阳光电源股份有限公司

ISO 9001:2015

版本号 10.

认证范围



阳光电源(习友路): 光伏逆变器、风电变流器、数据采集器、无线通信模块、智能通讯箱、储能逆变器、汇流箱、中压箱变的设计、开发和制造, 水电解制氢装置的设计、开发

阳光电源(长宁大道): 光伏逆变器、风电变流器、数据采集器、无线通信模块、智能通讯箱、储能逆变器、汇流箱、中压箱变、水电解制氢装置的制造, 电动汽车非车载充电设备的设计、开发和制造

阳光储能: 储能逆变器、储能一体化系统的设计、开发和制造, 电力设施用锂电池储能系统电池包的设计、开发和制造

电力: 电驱动电机控制器的设计和制造

附属机构



阳光电源股份有限公司

注册地址: 合肥市高新区习友路 1699 号

经营地址: 中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道 608 号

阳光储能技术有限公司

注册地址: 合肥市高新区柏堰科技园铭传路 788 号

经营地址: 中国安徽省合肥市高新区柏堰科技园铭传路 788 号

合肥阳光电动力科技有限公司

注册地址: 合肥市高新区梧桐路 88 号 2 幢

经营地址: 中国安徽省合肥市高新区梧桐路 88 号 2 幢



0005

Certificate CN15/21022.00

The management system of

Sungrow Power Supply Co., Ltd.

Business Registration Address: No. 1699, Xiyou Road,
New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City
Business Operation Address: No. 1699, Xiyou Road,
New & High Technology Industrial Development Zone,
He Fei City, Anhui Province, P.R. China

Unified Social Credit Code 913401001492097421

has been assessed and certified as meeting the requirements of

ISO 9001:2015

For the following activities

The scope of registration appears on page 2 of this certificate.

This certificate is valid from 5 July 2021 until 14 August 2023
and remains valid subject to satisfactory surveillance audits.
Recertification audit due a minimum of 60 days before the expiration date
Issue 10. Certified since 7 August 2015

Multiple certificates have been issued for this scope
The main certificate is numbered CN15/21022.00

This is a multi-site certification.
Additional site details are listed on the subsequent pages

Authorised by

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park, Ellesmere Port, Cheshire, CH65 3EN, UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

The certification information can be verified on the web site of Certification and Accreditation
Administration of the People's Republic of China www.cnca.gov.cn



0005

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

Page 1 of 2



This document is issued by the Company subject to its General Conditions of Certification Services accessible at www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. Attention is drawn to the limitations of liability, indemnification and jurisdictional issues established therein. The authenticity of this document may be verified at <http://www.sgs.com/en/certified-clients-and-products/certified-client-directory>. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.

Sungrow Power Supply Co., Ltd.

ISO 9001:2015



Issue 10.

Detailed scope

阳光电源(习友路): Design, development and manufacture of PV (photovoltaic) inverters, wind power converters, data logger, wireless communication module, smart communication box, storage inverters, combiner box, MV (medium voltage) station, Design, development of electrolysis equipments for hydrogen generation

阳光电源(长宁大道): Manufacture of PV (photovoltaic) inverters, wind power converters, data logger, wireless communication module, smart communication box, storage inverters, combiner box, MV (medium voltage) station, electrolysis equipments for hydrogen generation, Design, development and manufacture of electric vehicle off-board charging equipments

阳光储能: Design, development and manufacture of storage inverters, ESS (energy storage system) , Design, development and manufacture of lithium ion storage system battery pack for electric power facilities

电动力: Design and manufacture of electrical drive motor controllers.



Additional facilities

Sungrow Power Supply Co., Ltd.

Business Registration Address: No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City

Business Operation Address: No. 608 , Changning Avenue, New & High Technology Industrial Development Zone, He Fei City, Anhui Province, P.R. China

Sungrow Energy Storage Technology Co., Ltd.

Business Registration Address: No. 788, Mingchuan Road, Boyan Science & Technology Park, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City

Business Operation Address: No. 788, Mingchuan Road, Boyan Science & Technology Park, New & High Technology Industrial Development Zone, He Fei City, Anhui Province, P.R. China

HeFei E-Power Technology Co., Ltd.

Business Registration Address: Building 2#, No. 88, Wutong Road, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City

Business Operation Address: Building 2#, No. 88, Wutong Road, New & High Technology Industrial Development Zone, He Fei City, Anhui Province, P.R. China



此为证书 CN15/21022.01 译本

下述组织

阳光电源股份有限公司

注册地址：合肥市高新区习友路 1699 号
经营地址：中国安徽省合肥市高新区习友路 1699 号

统一社会信用代码 913401001492097421

的管理体系已经过审核，并被证明符合下述要求

ISO 9001:2015

所涉及的活动范围覆盖

光伏逆变器、风电变流器、数据采集器、无线通信模块、
智能通讯箱、储能逆变器、汇流箱、中压箱变的设计、开发和制造，
水电解制氢装置的设计、开发

该证书的有效期自 2021 年 07 月 05 日至 2023 年 08 月 14 日
组织必须定期接受监督审核并经审核合格此证书方继续有效
持续认证至少在证书失效前 60 天执行
版本号 9. 初始注册日期 2015 年 08 月 07 日
在此范围内出具了多张证书
主证书编号为 CN15/21022.00
本证书的有效期取决于主证书的有效期

签署



0005

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3 EN UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

本证书信息可在国家认证认可监督管理委员会官方网站 www.cnca.gov.cn 上查询

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

第 1 页 共 1 页



本文件由本公司根据公布在其网站 www.sgs.com/terms_and_conditions.htm 中的认证服务通用条款颁发。请注意其中已确定的责任范围、限制和司法管辖事项。本文件的真实性可在网站 <https://www.sgs.com/en/certified-clients-and-producers/certified-client-directory> 中核实。任何未经授权的对本文件的内容或外观的变更、伪造或篡改均属非法，违反者将会被依法追究。

Certificate CN15/21022.01

The management system of

Sungrow Power Supply Co., Ltd.

Business Registration Address: No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City

Business Operation Address: No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial Development Zone, He Fei City, Anhui Province, P.R. China

Unified Social Credit Code 913401001492097421

has been assessed and certified as meeting the requirements of

ISO 9001:2015

For the following activities

Design, development and manufacture of PV (photovoltaic) inverters, wind power converters, data logger, wireless communication module, smart communication box, storage inverters, combiner box, MV (medium voltage) station, Design, development of electrolysis equipments for hydrogen generation

This certificate is valid from 5 July 2021 until 14 August 2023 and remains valid subject to satisfactory surveillance audits. Recertification audit due a minimum of 60 days before the expiration date Issue 9. Certified since 7 August 2015

Multiple certificates have been issued for this scope
The main certificate is numbered CN15/21022.00
The validity of this certificate depends on the validity of the main certificate

Authorised by

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3EN UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com
The certification information can be verified on the web site of Certification and Accreditation Administration of the People's Republic of China www.cnca.gov.cn

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

Page 1 of 1



0005



此为证书 CN15/21022.06 译本

下述组织

阳光电源股份有限公司

注册地址：合肥市高新区习友路 1699 号
经营地址：中国安徽省合肥市
高新技术产业开发区长宁大道 608 号

统一社会信用代码 913401001492097421

的管理体系已经过审核，并被证明符合下述要求

ISO 9001:2015

所涉及的活动范围覆盖

光伏逆变器、风电变流器、数据采集器、无线通信模块、智能
通讯箱、储能逆变器、汇流箱、中压箱变、水电解制氢装置的
制造，电动汽车非车载充电设备的设计、开发和制造

该证书的有效有效期自 2021 年 07 月 05 日至 2023 年 08 月 14 日
组织必须定期接受监督审核并经审核合格此证书方继续有效
持续认证至少在证书失效前 60 天执行
版本号 9. 初始注册日期 2015 年 08 月 07 日
在此范围内出具了多张证书
主证书编号为 CN15/21022.00
本证书的有效期限取决于主证书的有效期限

签署



SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3 EN UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

本证书信息可在国家认证认可监督管理委员会官方网站 www.cnca.gov.cn 上查询

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

第 1 页 共 1 页



Certificate CN15/21022.06

The management system of

Sungrow Power Supply Co., Ltd.

Business Registration Address: No. 1699, Xiyou Road, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City

Business Operation Address: No. 608, Changning Avenue, New & High Technology Industrial Development Zone, He Fei City, Anhui Province, P.R. China

Unified Social Credit Code 913401001492097421

has been assessed and certified as meeting the requirements of

ISO 9001:2015

For the following activities

Manufacture of PV (photovoltaic) inverters, wind power converters, data logger, wireless communication module, smart communication box, storage inverters, combiner box, MV (medium voltage) station, electrolysis equipments for hydrogen generation, Design, development and manufacture of electric vehicle off-board charging equipments

This certificate is valid from 5 July 2021 until 14 August 2023 and remains valid subject to satisfactory surveillance audits.

Recertification audit due a minimum of 60 days before the expiration date Issue 9. Certified since 7 August 2015

Multiple certificates have been issued for this scope

The main certificate is numbered CN15/21022.00

The validity of this certificate depends on the validity of the main certificate

Authorised by

SGS United Kingdom Ltd

Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3EN UK

t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

The certification information can be verified on the web site of Certification and Accreditation Administration of the People's Republic of China www.cca.gov.cn



0005

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

Page 1 of 1



此为证书 CN15/21022.07 译本

下述组织

阳光储能技术有限公司

注册地址：合肥市高新区柏堰科技园铭传路 788 号
经营地址：中国安徽省合肥市高新区柏堰科技园铭传路 788 号

统一社会信用代码 91340100336398219A

的管理体系已经过审核，并被证明符合下述要求

ISO 9001:2015

所涉及的活动范围覆盖

储能逆变器、储能一体化系统的设计、开发和制造, 电力设施用
锂电池储能系统电池包的设计、开发和制造

该证书的有效期自 2021 年 07 月 05 日至 2023 年 08 月 14 日
组织必须定期接受监督审核并经审核合格此证书方继续有效
持续认证至少在证书失效前 60 天执行
版本号 8. 初始注册日期 2015 年 08 月 07 日
在此范围内出具了多张证书
主证书编号为 CN15/21022.00
本证书的有效期限取决于主证书的有效期限



签署

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3 EN UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

本证书信息可在国家认证认可监督管理委员会官方网站www.cnca.gov.cn上查询

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

第 1 页 共 1 页



Certificate CN15/21022.07

The management system of

Sungrow Energy Storage Technology Co., Ltd.

Business Registration Address: No. 788, Mingchuan Road, Boyan Science & Technology Park, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City
Business Operation Address: No. 788, Mingchuan Road, Boyan Science & Technology Park, New & High Technology Industrial Development Zone, He Fei City, Anhui Province, P.R. China

Unified Social Credit Code 91340100336398219A

has been assessed and certified as meeting the requirements of

ISO 9001:2015

For the following activities

Design, development and manufacture of storage inverters, ESS (energy storage system) , Design, development and manufacture of lithium ion storage system battery pack for electric power facilities

This certificate is valid from 5 July 2021 until 14 August 2023 and remains valid subject to satisfactory surveillance audits. Recertification audit due a minimum of 60 days before the expiration date Issue 8. Certified since 7 August 2015

Multiple certificates have been issued for this scope
The main certificate is numbered CN15/21022.00
The validity of this certificate depends on the validity of the main certificate

Authorised by

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3EN UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

The certification information can be verified on the web site of Certification and Accreditation Administration of the People's Republic of China www.cnca.gov.cn

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

Page 1 of 1



0005



此为证书 CN15/21022.08 译本

下述组织

合肥阳光电动力科技有限公司

注册地址：合肥市高新区梧桐路 88 号 2 幢
经营地址：中国安徽省合肥市高新区梧桐路 88 号 2 幢

统一社会信用代码 91340100MA2MT6GN5Q

的管理体系已经过审核，并被证明符合下述要求

ISO 9001:2015

所涉及的活动范围覆盖

电驱动电机控制器的设计和制造

该证书的有效期自 2021 年 07 月 05 日至 2023 年 08 月 14 日
组织必须定期接受监督审核并经审核合格此证书方继续有效
持续认证至少在证书失效前 60 天执行
版本号 4. 初始注册日期 2019 年 09 月 19 日
在此范围内出具了多张证书
主证书编号为 CN15/21022.00
本证书的有效期限取决于主证书的有效期限



签署

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park Ellesmere Port Cheshire CH65 3 EN UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com

本证书信息可在国家认证认可监督管理委员会官方网站 www.cnca.gov.cn 上查询

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

第 1 页 共 1 页



Certificate CN15/21022.08

The management system of

HeFei E-Power Technology Co., Ltd.

Business Registration Address: Building 2#, No. 88, Wutong Road, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City
Business Operation Address: Building 2#, No. 88, Wutong Road, New & High Technology Industrial Development Zone, He Fei City, Anhui Province, P.R. China

Unified Social Credit Code 91340100MA2MT6GN5Q

has been assessed and certified as meeting the requirements of

ISO 9001:2015

For the following activities

Design and manufacture of electrical drive motor controllers.

This certificate is valid from 5 July 2021 until 14 August 2023 and remains valid subject to satisfactory surveillance audits. Recertification audit due a minimum of 60 days before the expiration date Issue 4. Certified since 19 September 2019

Multiple certificates have been issued for this scope
The main certificate is numbered CN15/21022.00
The validity of this certificate depends on the validity of the main certificate

Authorised by

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park, Ellesmere Port, Cheshire, CH65 3EN, UK
t +44 (0)151 350-6666 f +44 (0)151 350-6600 www.sgs.com
The certification information can be verified on the web site of Certification and Accreditation Administration of the People's Republic of China www.cnca.gov.cn



0005

HC SGS 9001-15 01 0118 M3

Page 1 of 1



Certificate IN18/05814

The management system of

Sungrow Developers India Private Limited

Sy.No.250/3, T-Begur Village, Kasaba Hobli, Nelamangala Taluk, Bengaluru (Bangalore) Rural, Karnataka, 562123, India.

has been assessed and certified as meeting the requirements of
ISO 9001:2015

For the following activities

Manufacture of PV (Photovoltaic) invertors, Storage invertors, ESS (Energy Storage System)



This certificate is valid from 15 March 2022 until 11 May 2024 and remains valid subject to satisfactory surveillance audits.
Issue 3. Certified since 05 November 2018.

Authorised by

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'AR'.

SGS United Kingdom Ltd
Rossmore Business Park, Ellesmere Port, Cheshire, CH65 3EN, UK
t +44 (0)151 350-6666 - www.sgs.com



This document is issued by the Company subject to its General Conditions of Certification Services accessible at www.sgs.com/terms_and_conditions.html. Attention is drawn to the limitations of liability, indemnification and jurisdictional issues established therein. The authenticity of this document may be verified at <http://www.sgs.com/en/certified-clients-and-products/certified-client-directory>. Any unauthorized alteration, forgery or falsification of the content or appearance of this document is unlawful and offenders may be prosecuted to the fullest extent of the law.



Attachment 2 – EMC test report ENS2208120043E00101R (total 53 pages)



中国认可
国际互认
检测
TESTING
CNAS L2291



Access to the World

TEST REPORT

Product Name : photovoltaic grid-connected inverter
Model Number : SG285HX, SG320HX, SG333HX, SG350HX

Prepared for : Sungrow Power Supply Co., Ltd
Address : No.1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei 230088 P.R. China

Prepared by : EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.
Address : Building 69, Majialong Industry Zone, Nanshan District,
Shenzhen, Guangdong, China

Tel: (0755) 26954280
Fax: (0755) 26954282

Report Number : ENS2208120043E00101R
Date(s) of Tests : August 24, 2022 to September 7, 2022
Date of issue : September 7, 2022



TABLE OF CONTENT

Test Report Description	Page
1. SUMMARY OF TEST RESULT	6
2. GENERAL INFORMATION	7
2.1 Description of Device (EUT)	7
2.2 Independent Operation Modes	7
2.3 Test Manner	8
2.4 Description of Support Device	8
2.5 Description of Test Facility	9
2.6 Measurement Uncertainty.....	9
3. MEASURING DEVICE AND TEST EQUIPMENT.....	10
3.1 For Conducted Emission Measurement	10
3.2 Radiated Emission Measurement (3m)	10
3.3 For Electrostatic Discharge Immunity Test	10
3.4 For RF Strength Susceptibility Test.....	11
3.5 For Electrical Fast Transient / Burst Immunity Test	11
3.6 For Surge Immunity Test.....	11
3.7 For Injected Current Susceptibility Test	12
3.8 For Magnetic Field Immunity Test.....	12
3.9 For Magnetic Field Immunity Test.....	12
4. CONDUCTED EMISSION MEASUREMENT.....	13
4.1 Block Diagram of Test Setup	13
4.2 Measuring Standard.....	13
4.3 Conducted Emission Limits	13
4.4 EUT Configuration on Measurement	13
4.5 Test Procedure	14
4.6 Measuring Results	14
5. RADIATED EMISSION MEASUREMENT	20
5.1 Block Diagram of Test Setup	20
5.2 Measuring Standard.....	20
5.3 Radiated Emission Limits	20
5.4 EUT Configuration on Measurement	20
5.5 Test Procedure.....	21
5.6 Measuring Results	21
6. IMMUNITY PERFORMANCE CRITERIA DESCRIPTION	24
7. ELECTROSTATIC DISCHARGE IMMUNITY TEST	25
7.1 Block Diagram of Test Setup	25
7.2 Test Standard	25
7.3 Severity Levels and Performance Criterion	25
7.4 Test Procedure	26
7.5 Test Results.....	26
8. RF FIELD STRENGTH SUSCEPTIBILITY TEST	28
8.1 Block Diagram of Test Setup	28
8.2 Test Standard	28
8.3 Severity Levels and Performance Criterion	28
8.4 Test Procedure	29
8.5 Test Results.....	29

9. ELECTRICAL FAST TRANSIENT/BURST IMMUNITY TEST	31
9.1 Block Diagram of Test Setup	31
9.2 Test Standard	31
9.3 Severity Levels and Performance Criterion	31
9.4 Test Procedure	32
9.5 Test Results	32
10. SURGE IMMUNITY TEST	34
10.1 Block Diagram of Test Setup	34
10.2 Test Standard	34
10.3 Severity Levels and Performance Criterion	34
10.4 Test Procedure	34
10.5 Test Results	35
11. INJECTED CURRENTS SUSCEPTIBILITY TEST	37
11.1 Block Diagram of Test Setup	37
11.2 Test Standard	37
11.3 Severity Levels and Performance Criterion	37
11.4 Test Procedure	37
11.5 Test Results	38
12. MAGNETIC FIELD SUSCEPTIBILITY TEST	40
12.1 Block Diagram of Test Setup	40
12.2 Test Standard	40
12.3 Severity Levels and Performance Criterion	40
12.4 Test Procedure	41
12.5 Test Results	41
13. VOLTAGE DIPS AND INTERRUPTIONS TEST	43
13.1 Block Diagram of Test Setup	43
13.2 Test Standard	43
13.3 Severity Levels and Performance Criterion	43
13.4 Operating Condition of EUT	44
13.5 Test Procedure	44
13.6 Test Results	44
14. PHOTOGRAPHS	46
14.1 Photos of Conducted Emission Measurement	46
14.2 Photo of Radiation Emission Measurement	47
14.3 Photo of Electrostatic Discharge Test	48
14.4 Photo of RF Field Strength Susceptibility Test	48
14.5 Photo of Electrical Fast Transient / Burst Test	49
14.6 Photo of Surge Test	50
14.7 Photo of Injected Currents Susceptibility Test	51
14.8 Photo of Magnetic Field Immunity Test	52
14.1 Photo of Voltage Dips and Interruption Immunity Test	52

TEST REPORT DESCRIPTION

Applicant : Sungrow Power Supply Co., Ltd
 Manufacturer : Sungrow Power Supply Co., Ltd
 Trademark : N/A
 EUT : photovoltaic grid-connected inverter
 Model No. : SG285HX, SG320HX, SG333HX, SG350HX
 Rating : Input: 12*60 or 14*60A or 16*60A
 Output: 3/PE AC800V

Measurement Procedure Used:

EN IEC 61000-6-4:2019
 EN IEC 61000-6-2:2019
 (IEC 61000-4-2:2008, IEC 61000-4-3:2006+A1:2007+A2:2010, IEC 61000-4-4:2012,
 IEC 61000-4-5:2014, IEC 61000-4-6:2013, IEC 61000-4-8:2009, 61000-4-11:2004+A1:2017)

The device described above is tested by EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD. to determine the maximum emission levels emanating from the device and the severe levels of the device can endure and its performance criterion. The measurement results are contained in this test report and EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD. is assumed full of responsibility for the accuracy and completeness of these measurements. Also, this report shows that the EUT (Equipment Under Test) is technically compliant with the EN IEC 61000-6-4, EN IEC 61000-6-2 requirements.

This report applies to above tested sample only and shall not be reproduced in part without written approval of EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Date of Test : August 24, 2022 to September 7, 2022

Prepared by : Junqin Cai
 Junqin Cai/Editor

Reviewer : Kaimin Guo
 Kaimin Guo/Supervisor

Approved & Authorized Signer : 
 Lisa Wang/Manager



Modified Information

Version	Report No.	Revision Date	Summary
Ver.1.0	ENS2208120043E00101R	/	Original Report



1. SUMMARY OF TEST RESULT

EMISSION				
Description of Test Item		Standard	Limits	Results
Conducted Disturbance at Mains Terminals	AC Mains port	EN IEC 61000-6-4:2019	Table 4	Pass
	DC Power port		Table A.1	Pass
Telecommunication/network port		Cited from CISPR 32	Table 5	N/A
Radiated emissions at frequencies up to 1 GHz		EN IEC 61000-6-4:2019	Table 3	Pass
Radiated emissions at frequencies above 1 GHz		EN IEC 61000-6-4:2019	Table 3	N/A
Harmonic Current Emissions		EN IEC 61000-3-2:2019+A1:2021	Class A	N/A
Voltage Fluctuation and Flicker		EN 61000-3-3:2013+A2:2021	Section 5	N/A
IMMUNITY (EN IEC 61000-6-2:2019)				
Description of Test Item		Basic Standard	Performance Criteria	Results
Electrostatic Discharge (ESD)		IEC 61000-4-2:2008	B	Pass
Radio-Frequency, Continuous Radiated Disturbance		IEC 61000-4-3:2006+A1:2007+A2:2010	A	Pass
EFT/B Immunity	Signal/control ports	IEC61000-4-4:2012	B	N/A
	DC power ports			Pass
	AC power ports			Pass
Surge Immunity	Signal/control ports	IEC 61000-4-5:2014	B	N/A
	DC power ports			Pass
	AC power ports			N/A
Conducted RF Immunity	Signal/control ports	IEC 61000-4-6:2013	A	N/A
	DC power ports			Pass
	AC power ports			Pass
Power Frequency Magnetic Field		IEC 61000-4-8:2009	A	Pass
Voltage Dips, >95% Reduction		IEC 61000-4-11:2004	B	Pass
Voltage Dips, 30% Reduction			C	Pass
Voltage Interruptions			C	Pass
Note: N/A means not applicable.				

2. GENERAL INFORMATION

2.1 Description of Device (EUT)

EUT	:	photovoltaic grid-connected inverter
Model Number	:	SG285HX, SG320HX, SG333HX, SG350HX (Note: These models are identical in circuitry and electrical, mechanical and physical construction; the only difference is the model number and power. We prepare SG350HX for test.)
Test Voltage	:	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V
Applicant	:	Sungrow Power Supply Co., Ltd
Address	:	No.1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei 230088 P.R. China
Manufacturer	:	Sungrow Power Supply Co., Ltd
Address	:	No.1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei 230088 P.R. China
Factory	:	Sungrow Power Supply Co., Ltd
Address	:	No.1699 Xiyou Rd., New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei 230088 P.R. China
Date of Received	:	August 24, 2022
Date of Test	:	August 24, 2022 to September 7, 2022

2.2 Independent Operation Modes

A. On

2.3 Test Manner

Test Items	Test Voltage	Operation Modes	Worst case
Conducted disturbance at mains Terminals	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	Mode A
Radiated Disturbance	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	Mode A
Harmonic Current Emissions	\	\	\
Voltage Fluctuation and Flicker	\	\	\
Electrostatic Discharge	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	\
Continuous RF electromagnetic field disturbances	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	\
Electrical fast transients/burst	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	\
Surges	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	\
Continuous induced RF disturbances	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	\
Power frequency magnetic field	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	\
Voltage dips and interruptions	AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Mode A	\

2.4 Description of Support Device

N/A

2.5 Description of Test Facility

Site Description

EMC Lab.

: **Accredited by CNAS**

The Certificate Registration Number is L2291.

The Laboratory has been assessed and proved to be in compliance with CNAS-CL01 (identical to ISO/IEC 17025:2017)

Accredited by FCC

Designation Number: CN1204

Test Firm Registration Number: 882943

Accredited by A2LA

The Certificate Number is 4321.01.

Accredited by Industry Canada

The Conformity Assessment Body Identifier is CN0008

Name of Firm : EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Site Location : Building 69, Majialong Industry Zone, Nanshan District, Shenzhen, Guangdong, China

2.6 Measurement Uncertainty

Test Item	Uncertainty
Conducted Emission Uncertainty	: 3.16dB (9k~150kHz Conduction 2#) 2.90dB (150k-30MHz Conduction 2#)
Radiated Emission Uncertainty (10m Chamber)	: 4.58dB (30M~1GHz Polarize: H) 4.54dB (30M~1GHz Polarize: V)
Uncertainty for C/S Test	: 1.45dB(Using CDN Test) 2.37dB(Using EM Clamp Test)
Uncertainty for R/S Test	: 2.10dB(80MHz-200MHz) 1.76dB(200MHz-1000MHz)
Uncertainty for test site temperature and humidity	: 0.6°C 4%

3. MEASURING DEVICE AND TEST EQUIPMENT

3.1 For Conducted Emission Measurement

Item	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	EMI Test Receiver	Rohde & Schwarz	ESCI	101045	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	V-Network	Rohde & Schwarz	ESH3-Z6	100011	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	V-Network	Rohde & Schwarz	ESH3-Z6	100253	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	PULSE LIMTER	Rohde & Schwarz	ESH3-Z2	100107	May 14, 2022	1 Year

3.2 Radiated Emission Measurement (3m)

Used	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	Loop Antenna	Schwarzbeck	FMZB1519	1519-012	June 12, 2021	2 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Bilog Antenna	Schwarzbeck	VULB9163	661	June 12, 2021	2 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Bilog Antenna	Schwarzbeck	VULB9163	660	June 12, 2021	2 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	EMI Test Receiver	Rohde & Schwarz	ESR3	101706	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Pre-Amplifier	Lunar EM	LNA10M1G-40	J10111311260 01	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Pre-Amplifier	Lunar EM	LNA10M1G-40	J10111311260 02	May 14, 2022	1 Year

3.3 For Electrostatic Discharge Immunity Test

Item	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	ESD Tester	TESEQ AG	NSG 438A	130	June 23, 2022	1 Year

3.4 For RF Strength Susceptibility Test

Item	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	Power Amplifier	MILMEGA	AS0102-55	1018770	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	RF Power Meter. Dual Channel	BOONTON	4232A	10539	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Log.-Per. Antenna	SCHWARZB ECK	VULP 9118E	811	N/A	N/A
<input checked="" type="checkbox"/>	Signal Generator	Agilent	N5181A	MY50145187	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	50ohm Diode Power Sensor	BOONTON	51011EMC	36164	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Broad-Band Horn Antenna	SCHWARZB ECK	STLP 9149	9149-227	N/A	N/A
<input checked="" type="checkbox"/>	Field Strength Meter	DARE	RSS1006A	10I00037SNO 22	May 23, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Multi-function interface system	DARE	CTR1009B	12I00250SNO 72	N/A	N/A
<input checked="" type="checkbox"/>	Automatic switch group	DARE	RSW1004A	N/A	N/A	N/A
<input checked="" type="checkbox"/>	Power Amplifier	MILMEGA	AS1860-50	1059346	May 14, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Power Amplifier	MILMEGA	80RF1000-175	1059345	May 14, 2022	1 Year

3.5 For Electrical Fast Transient / Burst Immunity Test

Item	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	Burst Tester	HAEFELY	PEFT4010	080981-16	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Coupling Clamp	HAEFELY	IP-4A	147147	May 15, 2022	1 Year

3.6 For Surge Immunity Test

Item	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	Controller	HAEFELY	Psurge 8000	174031	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Impulse Module	HAEFELY	PIM 100	174124	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Coupling Decoupling	HAEFELY	PCD 130	172181	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Coupling Module	HAEFELY	PCD122	174354	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Impulse Module	HAEFELY	PIM 120	174435	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Coupling Module	HAEFELY	PCD 126A	174387	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Impulse Module	HAEFELY	PIM 110	174391	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Impulse Module	HAEFELY	PIM 150	178707	May 15, 2022	1 Year

3.7 For Injected Current Susceptibility Test

Item	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	Continuous Wave Simulator	EMTEST	CWS500C	0900-12	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	CDN	EMTEST	CDN-M2	510010010010	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	CDN	EMTEST	CDN-M3	0900-11	May 14, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	EM Injection Clamp	EMTEST	F-2031-23MM	368	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Attenuator	EMTEST	100W 6dB DC-3G	/	May 14, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Signal Generator	R&S	SMB100A	103041	May 14, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	CDN	LUTHI	CDN L-801 M2/M3	2606	May 14, 2022	1 Year

3.8 For Magnetic Field Immunity Test

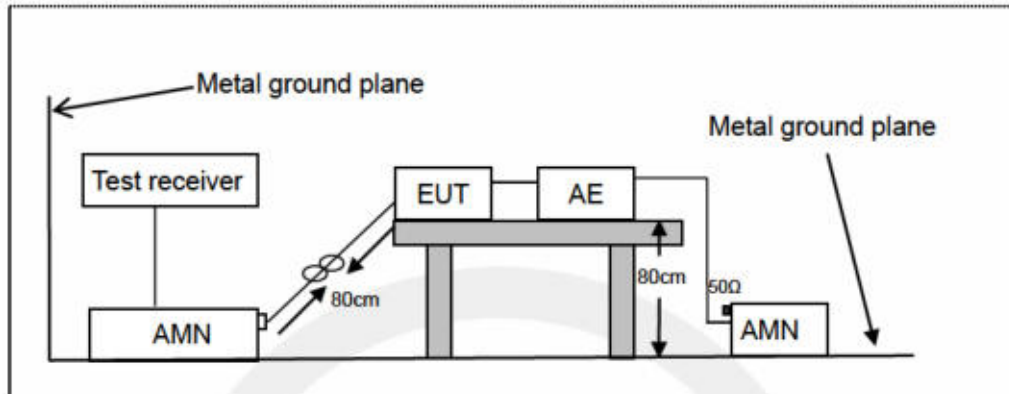
Item	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	Magnetic Field Tester	HAEFELY	MAG100	250040.1	May 15, 2022	1 Year

3.9 For Magnetic Field Immunity Test

Used	Equipment	Manufacturer	Model No.	Serial No.	Last Cal.	Cal. Interval
<input checked="" type="checkbox"/>	45KVA AC Power source	Teseq	NSG 1007-45/45KVA	1305A02873	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Signal conditioning Unit	Teseq	CCN 1000-3	1305A02873	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Impedance network	Teseq	INA2197/37A	1305A02873	May 15, 2022	1 Year
<input type="checkbox"/>	Impedance network	Teseq	INA 2196/75A	1305A02874	May 15, 2022	1 Year
<input checked="" type="checkbox"/>	Proflin 2100 AC Switching Unit	Teseq	NSG 2200-3	A22714	May 15, 2022	1 Year

4. CONDUCTED EMISSION MEASUREMENT

4.1 Block Diagram of Test Setup



LISN: Artificial Mains Network
AE: Associated equipment
EUT: Equipment under test

4.2 Measuring Standard

EN IEC 61000-6-4: 2019

4.3 Conducted Emission Limits

Power Line Conducted Emission Limits

Frequency (MHz)	Limit (dB μ V)	
	Quasi-peak Level	Average Level
0.15 ~ 0.50	79.0	66.0
0.50 ~ 30.00	73.0	60.0

NOTE 1-The lower limit shall apply at the transition frequencies.

4.4 EUT Configuration on Measurement

The following equipment are installed on Conducted Emission Measurement to meet EN IEC 61000-6-4 requirements and operating in a manner which tends to maximize its emission characteristics in a normal application.

EUT : photovoltaic grid-connected inverter
Model Number : SG350HX

4.5 Test Procedure

The EUT is put on the plane 0.8m high above the ground by insulating support and connected to the AC/DC mains through Line Impedance Stability Network (L.I.S.N). This provided a 50ohm coupling impedance for the tested equipment. Both sides of AC/DC line are investigated to find out the maximum conducted emission according to the EN IEC 61000-6-4 regulations during conducted emission measurement. The bandwidth of the field strength meter (R&S Test Receiver ESCS30) is set at 9kHz in 150kHz~30MHz and 200Hz in 9kHz~150kHz.
The frequency range from 150kHz to 30MHz is investigated.
All the modes were tested and the data of the worsted mode are attached in the following pages.

4.6 Measuring Results

PASS.

Please see the following pages.

Temperature : 24.8°C
Humidity : 54%
Atmospheric Pressure : 101kpa
Test Engineer : LH
Test Date : 2022-08-24

DC ports

Site
Lim



11
12

Site
Lim



..
12

AC ports

Site
Lim



11

12

Site
Lim



11
12

Site
Lim

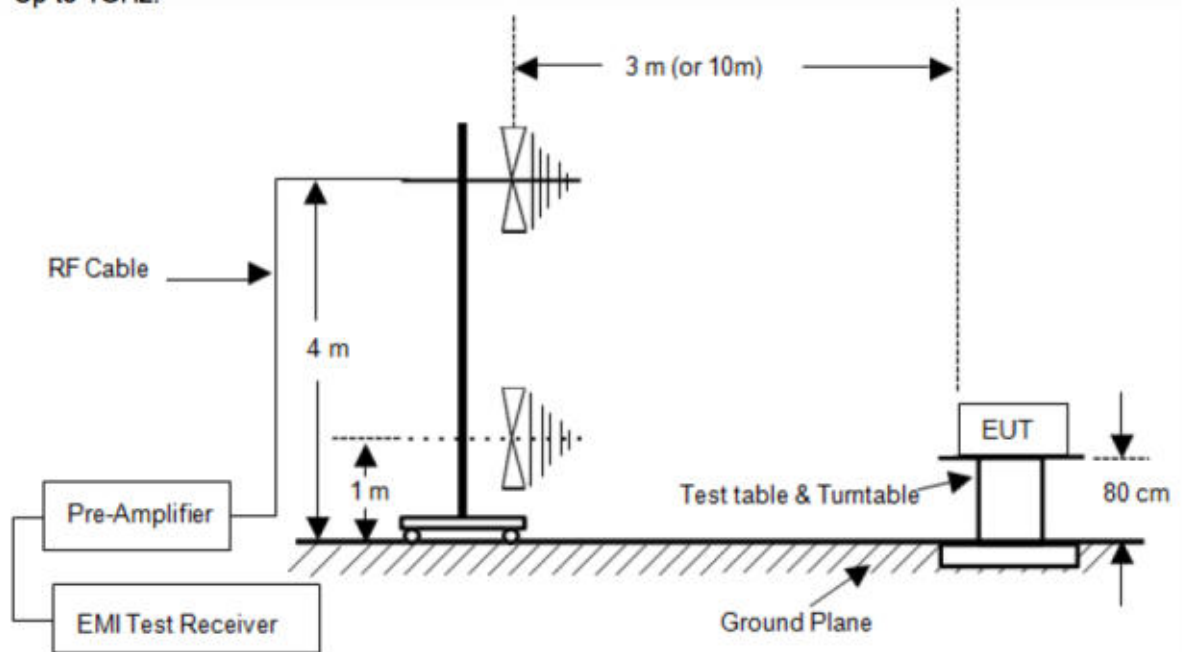


11
12

5. RADIATED EMISSION MEASUREMENT

5.1 Block Diagram of Test Setup

Up to 1GHz:



5.2 Measuring Standard

EN IEC 61000-6-4: 2019

5.3 Radiated Emission Limits

FREQUENCY (MHz)	DISTANCE (Meters)	FIELD STRENGTHS LIMIT (dB μ V/m)
30 ~ 230	10	40
230 ~ 1000	10	47

Note: (1) The smaller limit shall apply at the combination point between two frequency bands.
(2) Distance refers to the distance in meters between the measuring instrument antenna and the closed point of any part of the EUT.

5.4 EUT Configuration on Measurement

The EN IEC 61000-6-4 regulations test method must be used to find the maximum emission during radiated emission measurement.

EUT : photovoltaic grid-connected inverter
Model Number : SG350HX

5.5 Test Procedure

The EUT is placed on a turntable which is 0.8 meter high above the ground. The turntable can rotate 360 degrees to determine the position of the maximum emission level. The EUT is set 10 meters away from the receiving antenna that is mounted on a antenna tower. The antenna can be moved up and down from 1 to 4 meters to find out the maximum emission level. Bilog antenna (calibrated by Dipole Antenna) is used as a receiving antenna. Both horizontal and vertical polarization of the antenna is set on test.

The bandwidth of the Receiver is set at 120kHz.

All the modes were tested and the data of the worsted mode are attached in the following pages.

5.6 Measuring Results

PASS.

The frequency range from 30MHz to 1000MHz is investigated.
Please see the following pages.

Temperature : 26°C
Humidity : 60%
Atmospheric Pressure : 101kpa
Test Engineer : LH
Test Date : 2022-08-24

Site
Lim



Site
Lim



6

6. IMMUNITY PERFORMANCE CRITERIA DESCRIPTION

Performance Level

The test results shall be classified in terms of the loss of function or degradation of performance of the equipment under test, relative to a performance level by its manufacturer or the requestor of the test, or the agreed between the manufacturer and the purchaser of the product.

Definition related to the performance level:

1. Based on the used product standard
2. Based on the declaration of the manufacturer, requestor or purchaser

Criterion A:

The apparatus shall continue to operate as intended during and after the test. No degradation of performance or loss of function is allowed below a performance level specified by the manufacturer, when the apparatus is used as intended. The performance level may be replaced by a permissible loss of performance. If the minimum performance level or the permissible performance loss is not specified by the manufacturer, either of these may be derived from the product description and documentation and what the user may reasonably expect from the apparatus if used as intended.

Criterion B:

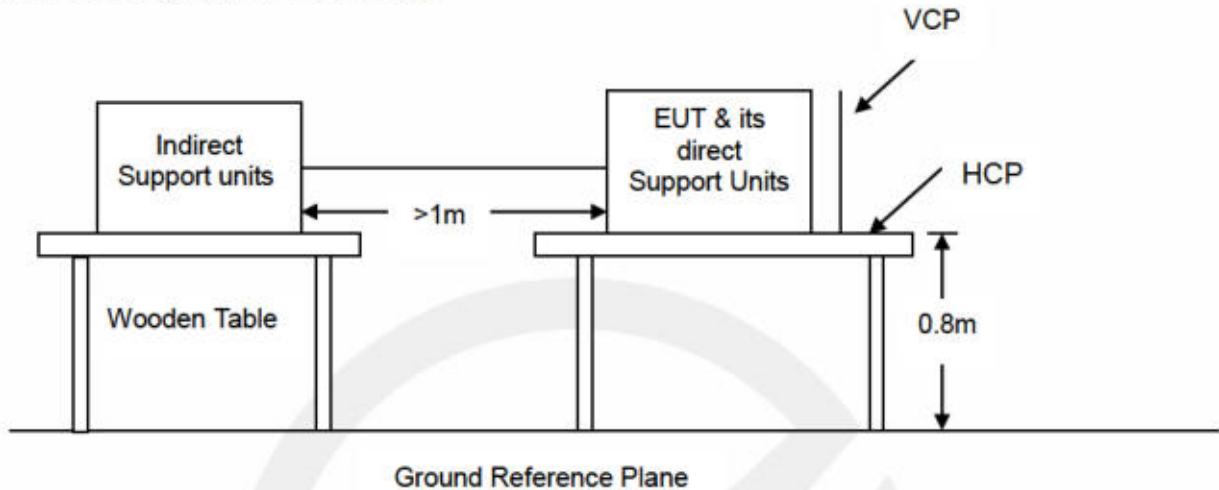
The apparatus shall continue to operate as intended after the test. No degradation of performance or loss of function is allowed below a performance level specified by the manufacturer, when the apparatus is used as intended. The performance level may be replaced by a permissible loss of performance. During the test, degradation of performance is however allowed. No change of actual operating state or stored data is allowed. If the minimum performance level or the permissible performance loss is not specified by the manufacturer, either of these may be derived from the product description and documentation and what the user may reasonably expect from the apparatus if used as intended.

Criterion C:

Temporary loss of function is allowed, provided the function is self-recoverable or can be restored by the operation of the controls.

7. ELECTROSTATIC DISCHARGE IMMUNITY TEST

7.1 Block Diagram of Test Setup



7.2 Test Standard

EN IEC 61000-6-2:2019
(IEC 61000-4-2:2008 Severity Level: 3 / Air Discharge: $\pm 8\text{kV}$;
Level: 2 / Contact Discharge: $\pm 4\text{kV}$)

7.3 Severity Levels and Performance Criterion

7.3.1 Severity level

Level	Test Voltage Contact Discharge (kV)	Test Voltage Air Discharge (kV)
1	± 2	± 2
2	± 4	± 4
3	± 6	± 8
4	± 8	± 15
X	Special	Special

7.3.2 Performance criterion: B

7.4 Test Procedure

7.4.1 Air Discharge:

This test is done on a non-conductive surface. The round discharge tip of the discharge electrode shall be approached as fast as possible to touch the EUT. After each discharge, the discharge electrode shall be removed from the EUT. The generator is then re-triggered for a new single discharge and repeated 10 times for each pre-selected test point. This procedure shall be repeated until all the air discharge completed.

7.4.2 Contact Discharge:

All the procedure shall be same as Section 7.4.1. Except that the tip of the discharge electrode shall touch the EUT before the discharge switch is operated.

7.4.3 Indirect discharge for horizontal coupling plane

At least 10 single discharges (in the most sensitive polarity) shall be applied at the front edge of each HCP opposite the center point of each unit (if applicable) of the EUT and 0.1m from the front of the EUT. The long axis of the discharge electrode shall be in the plane of the HCP and perpendicular to its front edge during the discharge.

7.4.4 Indirect discharge for vertical coupling plane

At least 10 singles discharge (in the most sensitive polarity) shall be applied to the center of one vertical edge of the coupling plane. The coupling plane, of dimensions 0.5m×0.5m, is placed parallel to, and positioned at a distance of 0.1m from the EUT. Discharges shall be applied to the coupling plane, with this plane in sufficient different positions that the four faces of the EUT are completely illuminated.

7.5 Test Results

PASS.

Please refer to the following page.

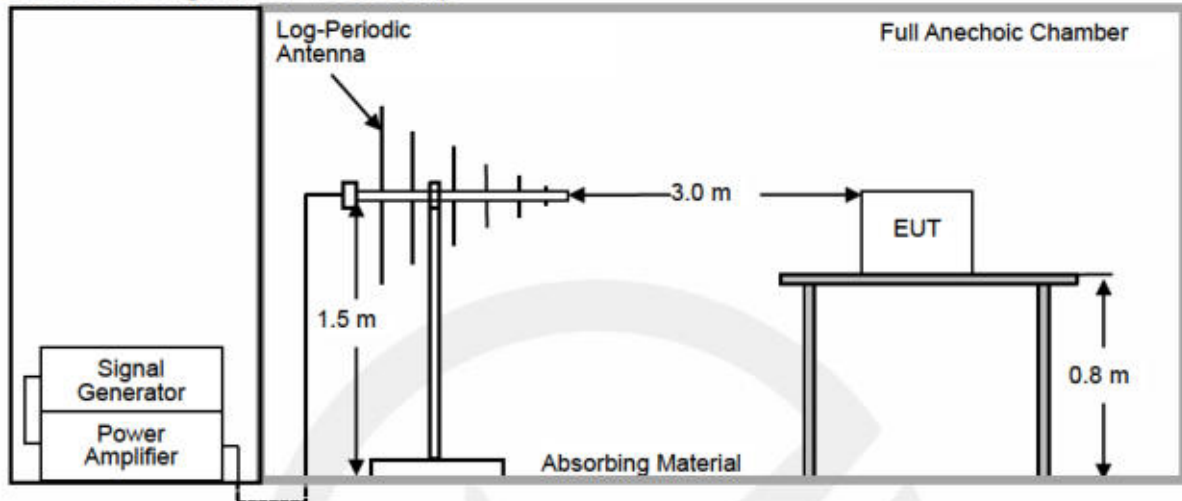
Electrostatic Discharge Test Results

EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Applicant	: Sungrow Power Supply Co., Ltd	
EUT	: photovoltaic grid-connected inverter	Test Date : 2022-08-30
M/N	: SG350HX	Temperature : 21.7℃
Power Supply	: AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V	Humidity : 46%
Air discharge	: ± 8.0kV	Atmospheric Pressure : 101 kPa
Contact discharge	: ± 4.0kV	Criterion : B
Test Mode	: On	
Location	Kind A-Air Discharge C-Contact Discharge	Result
METAL/SCREW	C	A
SLOT/LED	A	A
HCP of all sides	C	A
VCP of front	C	A
VCP of rear	C	A
VCP of left	C	A
VCP of right	C	A
Note: /		

8. RF FIELD STRENGTH SUSCEPTIBILITY TEST

8.1 Block Diagram of Test Setup



8.2 Test Standard

EN IEC 61000-6-2:2019
(IEC 61000-4-3:2006+A1:2007+A2:2010, Severity Level : 3V/m, 10V/m)

8.3 Severity Levels and Performance Criterion

8.3.1 Severity Levels

Level	Field Strength V/m
1.	1
2.	3
3.	10
X	Special

8.3.2 Performance Criterion: A

8.4 Test Procedure

The procedure defined in this part requires the generation of electromagnetic fields within which the test sample is placed and its operation observed. To generate fields that are useful for simulation of actual (field) conditions may require significant antenna drive power and the resultant high field strength levels. To comply with local regulations and to prevent biological hazards to the testing personnel, it is recommended that these tests be carried out in a shielded enclosure or semi-anechoic chamber.

- a. The antenna which is enabling the complete frequency range of 80-6000 MHz is placed 3m away from the equipment. The required field strength is determined by placing the field strength meter(s) on top of or directly alongside the equipment under test and monitoring the field strength meter via a remote field strength indicator outside the enclosure while adjusting the continuous-wave to the antenna.
- b. The test is performed with the antenna facing the front and back sides of the EUT with. Both vertical and horizontal polarizations from antenna are tested.

8.5 Test Results

PASS.

Please refer to the following pages.



RF Field Strength Susceptibility Test Results

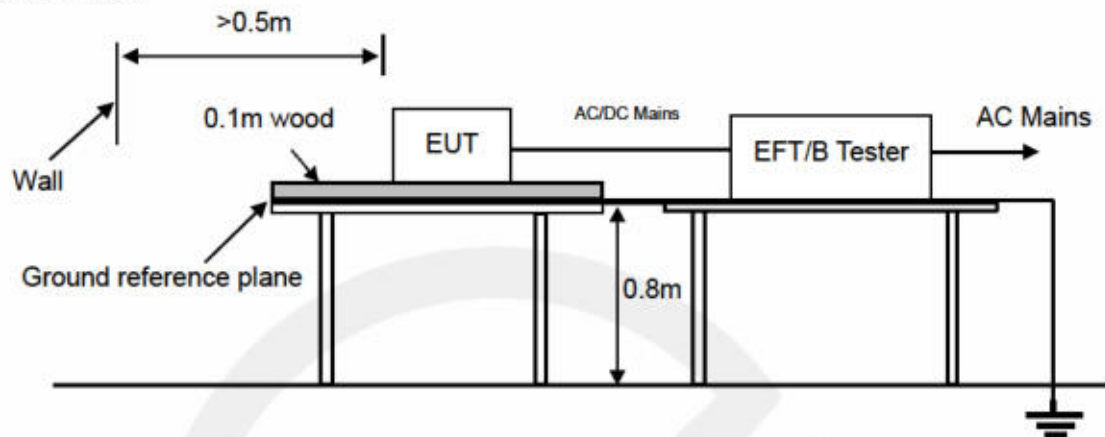
EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Applicant : Sungrow Power Supply Co., Ltd		Test Date : 2022-08-30		
EUT : photovoltaic grid-connected inverter		Temperature : 23.4°C		
M/N : SG350HX		Humidity : 50%		
Field Strength : 10 V/m, 3V/m		Criterion : A		
Power Supply : AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V		Frequency Range : 80MHz to 1000MHz, 1400MHz to 6000MHz		
Test Mode : On				
Modulation: <input type="checkbox"/> None <input type="checkbox"/> Pulse <input checked="" type="checkbox"/> AM 1kHz 80%				
	Frequency Rang 1: 80~ 1000MHz		Frequency Rang 2: 1400MHz to 6000MHz	
Field Strength	10V/m		3V/m	
Steps	1%			
	Horizontal	Vertical	Horizontal	Vertical
Front	A	A	A	A
Right	A	A	A	A
Rear	A	A	A	A
Left	A	A	A	A
Test Equipment: 1. Signal generator: Agilent;N5181A; Power Amplifier: MILMEGA; 80RF1000-175; MILMEGA;AS0102-55; MILMEGA;AS1860-50; 3. Log.-Per. Antenna: SCHWARZBECK: VULP 9118E; Broad-Band Horn Antenna: SCHWARZBECK; STLP 9149 4. Field Monitor: DARE;RSS1006A				
Note:				

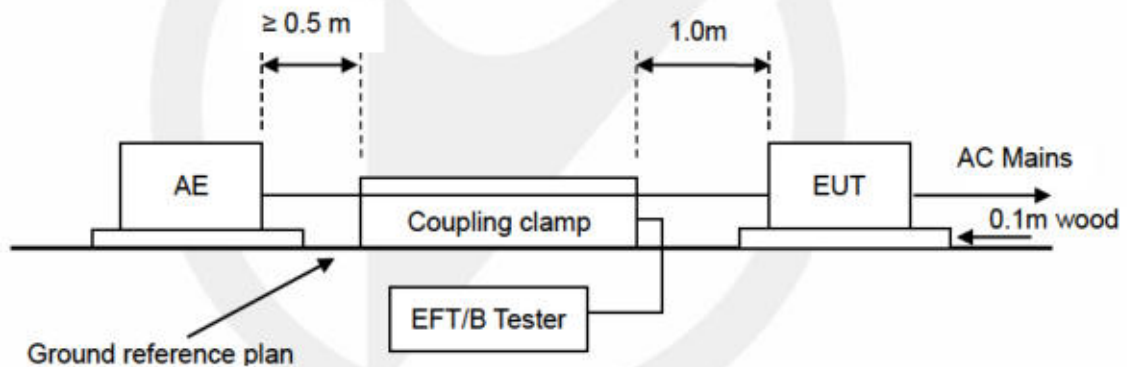
9. ELECTRICAL FAST TRANSIENT/BURST IMMUNITY TEST

9.1 Block Diagram of Test Setup

AC/DC Lines:



Signal lines:



9.2 Test Standard

EN IEC 61000-6-2:2019

(IEC 61000-4-4:2012, Severity Level For DC power ports: $\pm 1\text{kV}$, AC power ports $\pm 2\text{kV}$)

9.3 Severity Levels and Performance Criterion

9.3.1 Severity level

Level	Open Circuit Output Test Voltage $\pm 10\%$	
	On Power Supply Lines	On I/O (Input/Output) Signal data and control lines
1	0.5 kV	0.25 kV
2	1 kV	0.5 kV
3	2 kV	1 kV
4	4 kV	2 kV
X	Special	Special

9.3.2 Performance criterion: B

9.4 Test Procedure

The EUT is put on the table that is 0.8 meter high above the ground. This reference ground plane shall project beyond the EUT by at least 0.1m on all sides and the minimum distance between EUT and all other conductive structure, except the ground plane beneath the EUT, shall be more than 0.5m.

9.5 Test Results

PASS.

Please refer to the following page.



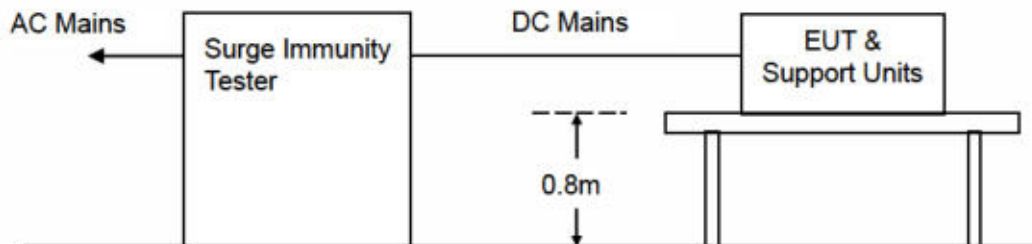
Electrical Fast Transient/Burst Test Results

EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Applicant : <u>Sungrow Power Supply Co., Ltd</u>		Test Date : <u>2022-08-30</u>	
EUT : <u>photovoltaic grid-connected inverter</u>		Temperature : <u>22.6°C</u>	
M/N : <u>SG350HX</u>		Humidity : <u>50%</u>	
Power Supply : <u>AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V</u>		Criterion : <u>B</u>	
Test Mode : <u>On</u>			
Line : <input checked="" type="checkbox"/> AC Mains <input checked="" type="checkbox"/> DC Line		Line : <input type="checkbox"/> Signal <input type="checkbox"/> I/O Cable	
Coupling : <input checked="" type="checkbox"/> Direct		Coupling : <input type="checkbox"/> Capacitive	
Test Time : 120s			
Line	Test Voltage	Result(+)	Result(-)
AC line	1kV	A	A
DC line	2kV	A	A
Note: /			

10. SURGE IMMUNITY TEST

10.1 Block Diagram of Test Setup



10.2 Test Standard

EN IEC 61000-6-2:2019
(IEC 61000-4-5:2014, Severity Level: line-to-line: $\pm 1\text{kV}$, line-to-earth: $\pm 2\text{kV}$)

10.3 Severity Levels and Performance Criterion

10.3.1 Severity level

Severity Level	Open-Circuit Test Voltage kV
1	0.5
2	1.0
3	2.0
4	4.0
*	Special

10.3.2 Performance criterion: B

10.4 Test Procedure

This test simulates a lightning event by inducing transients onto the AC/DC power supply lines in common mode (Line to Ground) and differential mode (Line to Line). Each device was tested in a total of two surge configurations: Line to Ground (L-G): Combination Wave, Line to Protective Earth with 9 μF and 10 Ω and Neutral to Protective Earth with 9 μF and 10 Ω , common mode, generator earthed.

Line to Line (L-L): Combination Wave,

Line to Neutral with 18 μF , differential mode, generator floated.

2 Ω : the source impedance of the low-voltage power supply network.

12 Ω : the source impedance of the low-voltage power supply network and ground.

- If not otherwise specified the surges have to be applied synchronized to the voltage phase at the zero-crossing and the peak value of the a.c. voltage wave (positive and negative).
- The surges have to be applied line to line and line to earth. When testing line to earth, the test voltage has to be applied successively between each of the lines and earth, if there is no other specification.
- The test procedure shall also consider the non-linear current-voltage characteristics of the equipment under test. Therefore the test voltage has to be increased by steps up to the test level specified in the product standard or test plan. All lower levels including the selected test level shall be satisfied.
- For testing the secondary protection, the output voltage of the generator shall be increased up to the

worst-case voltage breakdown level (let-through level) of the primary protection.

e. Testing shall be performed according to a Test Plan, which shall be included in the test report.

f. To find all critical points of the duty cycle of the equipment, a sufficient number of positive and negative test pulses shall be applied.

10.5 Test Results

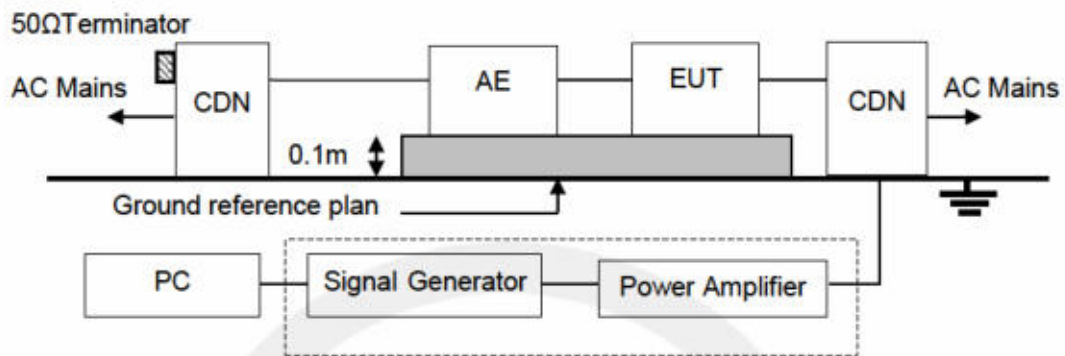
PASS.

Please refer to the following pages.



11. INJECTED CURRENTS SUSCEPTIBILITY TEST

11.1 Block Diagram of Test Setup



11.2 Test Standard

EN IEC 61000-6-2:2019
(IEC 61000-4-6:2013, Severity Level: DC power ports Level 3, 10V (r.m.s.), 0.15MHz ~ 80MHz
AC power ports Level 3, 10V (r.m.s.), 0.15MHz ~ 80MHz)

11.3 Severity Levels and Performance Criterion

11.3.1 Severity level

Level	Field Strength V
1	1
2	3
3	10
X	Special

11.3.2 Performance criterion: A

11.4 Test Procedure

- The EUT shall be operated within its intended climatic conditions. The temperature and relative humidity should be recorded.
- The EUT is placed on a 0.8m high test table, and a well grounded cable is connected to metallic plane above the test table.
- All cables/wires must be laid out on test plate (3cm in thickness), and the EUT is set up on test plate (10 cm in thickness) as shown in test setup photo, and the cables/wires must not be in mid-air, they should be touching the surface of test plate. Ensure that the EUT is properly connected to the accessory equipment.
- The test shall be performed with the test generator connected to each of the coupling and decoupling devices in turn while the other non-excited RF-input ports of the coupling devices are terminated by a 50 ohm load resistor.
- The frequency range is swept from 150 kHz to 80 MHz, using the signal levels established during the

setting process, and with the disturbance signal 80% amplitude modulated with a 1 kHz sine wave, pausing to adjust the RF-signal level or to switch coupling devices as necessary. The rate of sweep shall not exceed 1.5×10^{-3} decades/s. Where the frequency is swept incrementally, the step size shall not exceed 1% of the start and thereafter 1% of the preceding frequency value.

f. The dwell time at each frequency shall not be less than the time necessary for the EUT to be exercised, and able to respond. Sensitive frequencies e.g. clock frequency (ies) and harmonics or frequencies of dominant interest shall be analyzed separately.

g. Attempts should be made to fully exercise the EUT during testing, and to fully interrogate all exercise modes selected for susceptibility

h. Testing shall be performed according to a Test Plan, which shall be included in the test report.

11.5 Test Results

PASS.

Please refer to the following page.



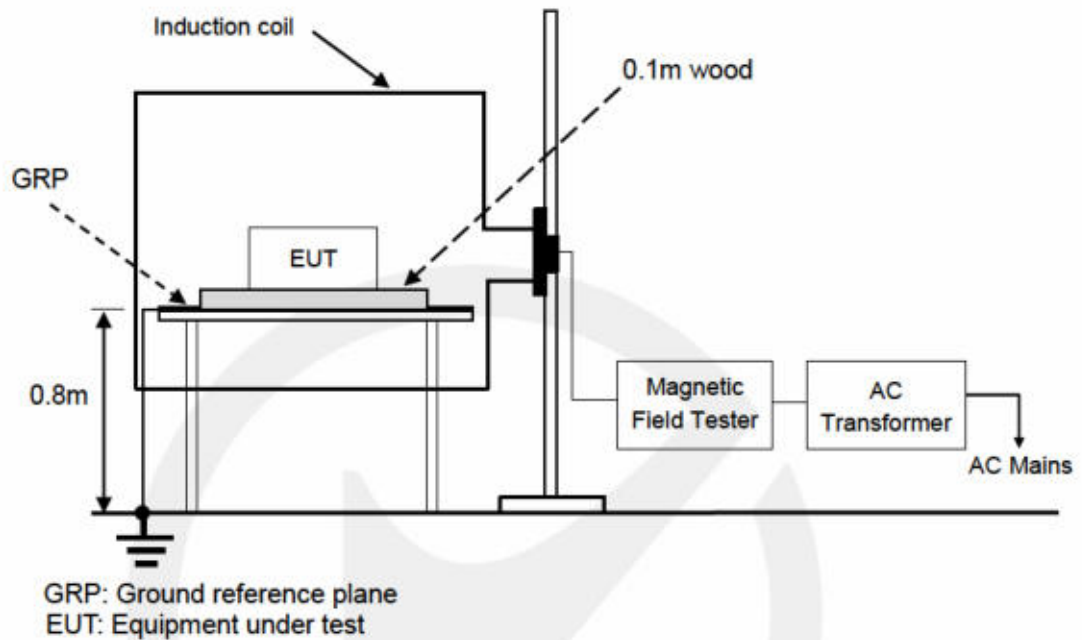
Injected Currents Susceptibility Test Results

EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Applicant : <u>Sungrow Power Supply Co., Ltd</u>				
EUT : <u>photovoltaic grid-connected inverter</u>	Test Date : <u>2022-08-30</u>			
M/N : <u>SG350HX</u>	Temperature : <u>22.6°C</u>			
Power Supply : <u>AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V</u>	Humidity : <u>50%</u>			
Test Mode : <u>On</u>	Criterion : <u>A</u>			
Frequency Range (MHz)	Injected Position	Strength (Unmodulated)	Criterion	Result
0.15 ~ 80	DC power ports	10V	A	A
0.15 ~ 80	AC power ports	10V	A	A
Test Mode : N/A				
Frequency Range (MHz)	Injected Position	Strength (Unmodulated)	Criterion	Result
Remark : 1. Modulation Signal:1kHz 80% AM Measurement Equipment : Simulator: CWS 500 (SWITZERLAND EMTEST) CDN : <input type="checkbox"/> CDN-M2 (SWITZERLAND EMTEST) <input type="checkbox"/> CDN-M3 (SWITZERLAND EMTEST) <input checked="" type="checkbox"/> CDN-M432 (TESEQ) <input type="checkbox"/> Injection Clamp (EMTEST F-2031-23MM)		Note:		

12. MAGNETIC FIELD SUSCEPTIBILITY TEST

12.1 Block Diagram of Test Setup



12.2 Test Standard

EN IEC 61000-6-2:2019
(IEC 61000-4-8:2009, Severity Level: Level 4, 30 A/m)

12.3 Severity Levels and Performance Criterion

12.3.1 Severity Levels

Level	Field Strength A/m
1	1
2	3
3	10
4	30
5	100
X	Special

12.3.2 Performance Criterion: A

12.4 Test Procedure

The EUT is placed in the middle of a induction coil (1*1m), under which is a 1*1*0.1m (high) table, this small table is also placed on a larger table, 0.8 m above the ground. Both horizontal and vertical polarization of the induction coil is set on test, so that each side of the EUT is affected by the magnetic field. Also can reach the same aim by change the position of the EUT.

12.5 Test Results

PASS.

Please refer to the following page.



Magnetic Field Immunity Test Results

EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Standard: <input checked="" type="checkbox"/> IEC 61000-4-8		Result: <input checked="" type="checkbox"/> PASS / <input type="checkbox"/> FAIL		
Applicant : <u>Sungrow Power Supply Co., Ltd</u> EUT : <u>photovoltaic grid-connected inverter</u> M/N : <u>SG350HX</u> Input Voltage : <u>AC 800V/50Hz, DC 860V, DC 1300V</u> Date of Test : <u>2022-08-30</u> Ambient Condition : Temp : <u>22.6°C</u> Humid : <u>50%</u> Criterion: A				
Operation Mode: On				
Test Level (A/m)	Testing Duration	Coil Orientation	Criterion	Result
30	5 mins	X	A	A
30	5 mins	Y	A	A
30	5 mins	Z	A	A
Operation Mode: N/A				
Test Level (A/m)	Testing Duration	Coil Orientation	Criterion	Result
Test Equipment	Magnetic Field Test: HEAFELY MAG 100.1			
Note:				

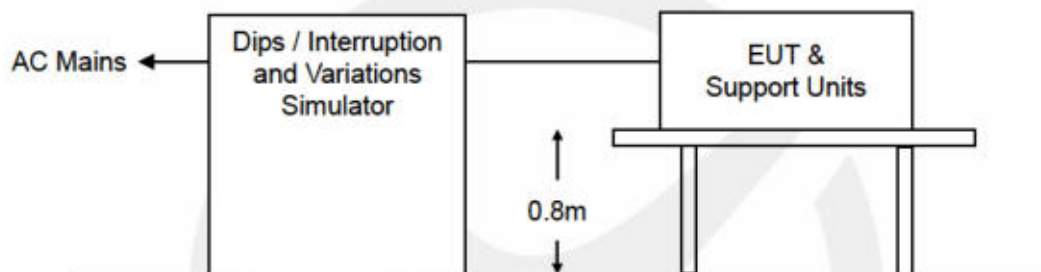
13. VOLTAGE DIPS AND INTERRUPTIONS TEST

13.1 Block Diagram of Test Setup

13.1.1 Block Diagram of EUT System



13.1.2 Dips Test Setup



13.2 Test Standard

EN IEC 61000-6-2: 2019 (IEC 61000-4-11:2004)

13.3 Severity Levels and Performance Criterion

13.3.1 Severity level

Test Level %UT	Voltage dip and short interruptions %UT	Duration (in period)
0	100	0.5 1 5 10 25 50 *
40	60	
70	30	

13.3.2 Performance criterion: B&C

13.4 Operating Condition of EUT

13.4.1 Setup the EUT as shown on Section 13.1.

13.4.2 Turn on the power of all equipments.

13.4.3 Let the EUT work in test mode (ON) and test it.

13.5 Test Procedure

- 1) Set up the EUT and test generator as shown on Section 13.1.2.
- 2) The interruption is introduced at selected phase angles with specified duration.
- 3) Record any degradation of performance.

13.6 Test Results

PASS.

Please refer to the following page.



Voltage Dips and Interruptions Test Results

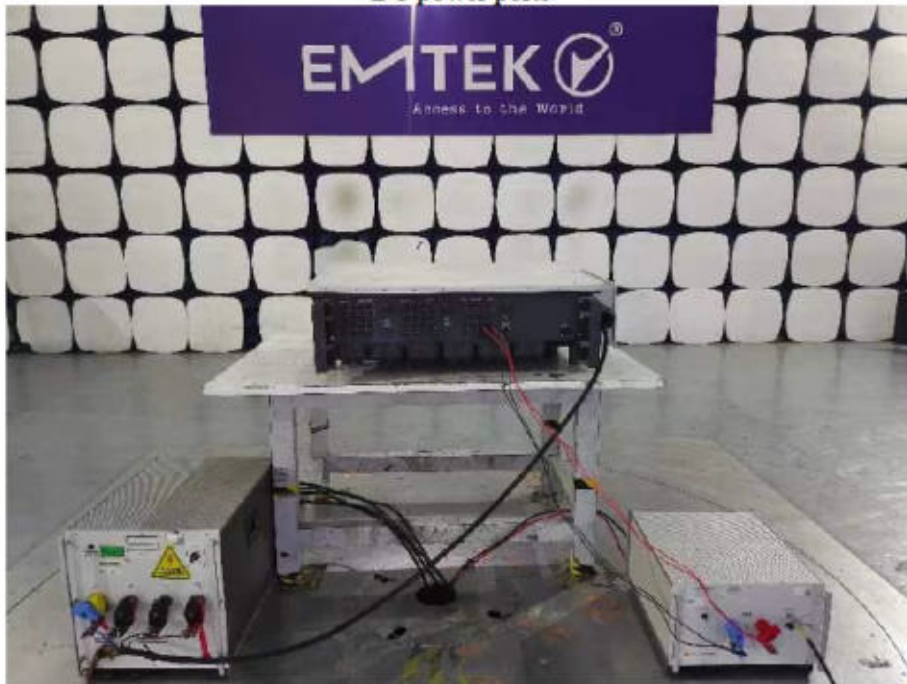
EMTEK (SHENZHEN) CO., LTD.

Applicant : <u>DLOGIC LTD.</u>				
EUT : <u>Touch Display Monitor</u>			Test Date : <u>2021-06-29</u>	
M/N : <u>DL-DM1010-DP-SIC</u>			Temperature : <u>26.2°C</u>	
Power Supply : <u>DC 24V from adapter</u>			Humidity : <u>51%</u>	
Test Mode: DP in				
Test Level % U _T	Voltage Dips & Short Interruptions % U _T	Duration (in periods)	Criterion <input type="checkbox"/> A <input checked="" type="checkbox"/> B <input checked="" type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D	Result
0	100	1P	B	A
40	60	10P	C	A
70	30	25P	C	A
0	100	250P	C	A
Note: /				

14. PHOTOGRAPHS

14.1 Photos of Conducted Emission Measurement

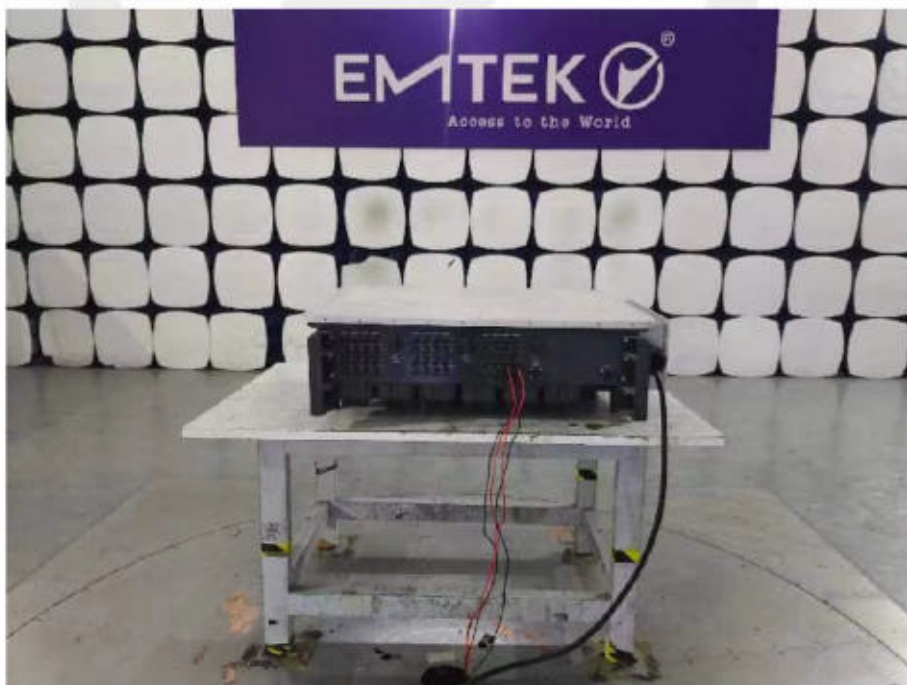
DC power ports



AC power ports



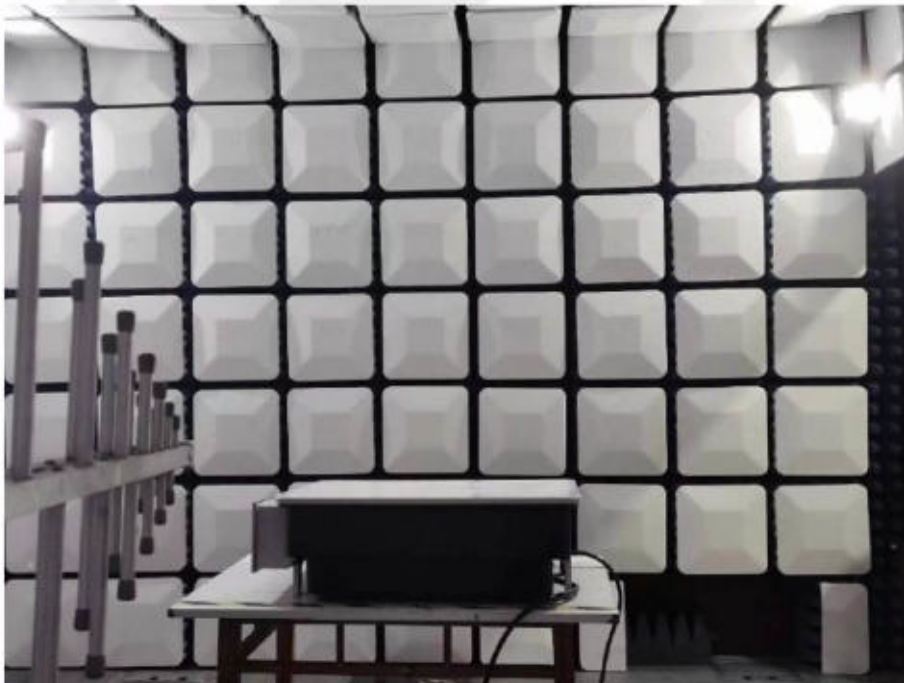
14.2 Photo of Radiation Emission Measurement



14.3 Photo of Electrostatic Discharge Test



14.4 Photo of RF Field Strength Susceptibility Test





14.5 Photo of Electrical Fast Transient / Burst Test

AC power ports



DC power ports



14.6 Photo of Surge Test

AC power ports



14.7 Photo of Injected Currents Susceptibility Test

AC power ports



DC power ports



14.8 Photo of Magnetic Field Immunity Test



14.1 Photo of Voltage Dips and Interruption Immunity Test



End of Report

Statement

- 1 . This report is invalid without the signature of the authorized approver and "special seal for testing".
- 2 . This report shall not be copied partly without authorization.
- 3 . The test results or observations are applicable only to tested sample. Client shall be responsible for representativeness of the sample and authenticity of the material.
- 4 . The observations or tests with special mark fall outside the scope of accreditation, and are only used for purpose of commission, research, training, internal quality control etc.
- 5 . The test results or observations are provided in accordance with measured value, without taking risks caused by uncertainty into account. Without explicit stipulation in special agreements, standards or regulations, EMTEK shall not assume any responsibility.
- 6 . Objections shall be raised within 20 days from the date receiving the report.

Attachment 3 – EMC test report J22-480-WT(total 9 pages)



中国认可
国际互认
检测
TESTING
CNAS L0130

SITIIAS

检测报告

TEST REPORT

报告编号: J22-480-WT
Report No.

委托单位: Sungrow Power Supply Co., Ltd.
Customer

样品名称: Grid-connected PV Inverter
Name of Sample(s)

型号 / 规格: SG350HX
Model/Specification

制造单位: Sungrow Power Supply Co., Ltd.
Manufacturer

颁发日期: Oct.14, 2022
Issue Date

上海仪器仪表自控系统检验测试所有限公司
Shanghai Inspection and Testing Institute of Instruments and Automation Systems Co., Ltd.



声 明

STATEMENT

- 1、本报告由机构法人承担相应法律责任。
1. SITIAs bears the corresponding legal responsibility for the report.
- 2、本报告仅对受检样品有效。
2. This report refers only to the sample(s) tested.
- 3、对于委托单位提供的信息，本机构对其真实性、准确性和所产生的后果免责。
3. For the information provided by the customer, SITIAs shall be exempted from liability for its authenticity, accuracy and consequences.
- 4、本机构出具的报告为纸质版，报告内页未加盖检验检测专用章或检测专用章或公章无效，报告未骑缝加盖检验检测专用章或检测专用章或公章无效。
4. The report issued by SITIAs is hard copy. The report shall be invalid if without the inspection and testing dedicated stamp or the testing dedicated stamp or official stamp on internal pages, or on the cross seam.
- 5、本报告未经本机构书面许可不得部分复制，对本报告的任何涂改、修改、编辑无效，与本机构保存的副本不完全一致的无效。
5. Partially copying the report is not allowed without the written permission of SITIAs. The report is invalid with any alteration, modification, or editing. And this report is invalid if it is not completely consistent with the copy kept by SITIAs.
- 6、在中华人民共和国境内，若无检验检测机构资质认定标志，表示本报告仅可在法律、法规规定的特定范围内使用。
6. Within the territory of the People's Republic of China, if there is no certification mark of inspection and testing institution, it means that this report can only be used within the specific scope stipulated by laws and regulations.
- 7、除法律、法规规定或本机构另有规定外，受检样品务必在收到本报告后三个月内领取，逾期不领者，本机构将不再继续承担保管责任，将由本机构自行处置。
7. Unless any requirements by laws, regulations or SITIAs, the sample(s) tested must be retrieved by the customer within three months after receiving this report. If the retrieval is out of time limit, SITIAs will no longer assume the custody responsibility and on its own disposal.
- 8、对本报告如有异议，委托单位可于收到报告之日起十五日内以书面形式提出。
8. In case of any objection to this report, the customer may submit it in writing within 15 days from the date of receiving the report.

机构相关信息：

Contacts:

机构法人：上海仪器仪表自控系统检验测试所有限公司

Name: Shanghai Inspection and Testing Institute of Instruments and Automation Systems Co., Ltd. (SITIAs)

地 址：中国上海市徐汇区漕宝路 103 号/ 200233

Address: No.103, Caobao Road, Xuhui District, Shanghai, China/200233

主场所地址/邮政编码：中国上海市徐汇区漕宝路 103 号/ 200233

Address A/Postal Code: No.103, Caobao Road, Xuhui District, Shanghai, China/200233

分场所地址/邮政编码：中国上海市松江区研展路 135 号/201615

Address B/Postal Code: No.135, Yanzhan Road, Songjiang District, Shanghai, China/201615

联系人：胡红晖 联系电话：86-21-64516350; 86-21-64368180-296、318;

Contact: Hu Honghui Tel:

传 真：86-21-64849355 电子邮箱：sitias_yws@sipai.com

Fax: E-mail:

机构网址：http://www.sitias.com.cn

微信公众号：SITIAs

Website:

Wechat:



Authorization Page

Name of Sample(s)	Grid-connected PV Inverter	Model/Spec	SG350HX
Customer	Sungrow Power Supply Co., Ltd.	Address	No.1699,Xiyou Road,New & High Technology Industrial Development Zone,HeFei City, Anhui Province,P.R.China
Manufacturer	Sungrow Power Supply Co., Ltd.	Address	No.1699,Xiyou Road,New & High Technology Industrial Development Zone,HeFei City, Anhui Province,P.R.China
Test Item(s)	1.Test for immunity to conducted, common mode disturbances in the frequency range 0 Hz to 150kHz 2.Damped oscillatory wave immunity test 3.Voltage dips, short interruptions		

Subcontract No Yes

Item(s) Subcontracted _____ Subcontractor _____

Test Standard/ Specification	IEC 61000-4-16:2015 Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 4-16: Testing and the measurement techniques- Test for immunity to conducted, common mode disturbances in frequency range 0 Hz to 150 kHz
	IEC 61000-4-18:2019 Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 4-18: Testing and measurement techniques- Damped oscillatory wave immunity test
	IEC 61000-4-29:2000 Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 4-29: Testing and measurement techniques- Voltage dips, short interruptions and voltage variations on d.c. input power port immunity tests
	IEC 61000-4-11:2017 Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 4-11: Testing and measurement techniques- Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests
Criteria for Conformity	CEI 0-21:2019 Table 11

Method of Getting Sample(s)	Delivered by Client <input checked="" type="checkbox"/>	Sampled <input type="checkbox"/>	Sampling Procedure _____
-----------------------------	---	----------------------------------	--------------------------

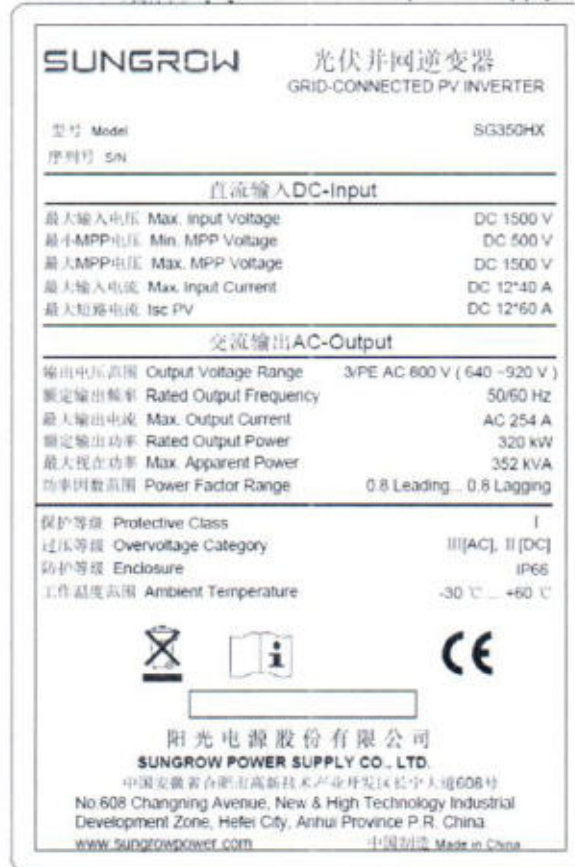
Date of Getting Sample(s) 2022.10.10 Quantity of Sample(s) One pcSerial No. of Sample(s) 1#Date of Testing Oct.10, 2022 to Oct.10, 2022Conclusion All tested items meet standard/specification requirements. Pass.Prepared by Xu Zhuojin Title EngineerProject Manager Xu Zhuojin Title EngineerReviewed by Zhao Pengcheng Title EngineerAuthorized by Yu Lei Title Senior Engineer

(Stamp)

Relevant Information

1. Description of Sample(s)

Sample is a Grid-connected PV inverter, model SG350HX. AC power supply 400V, 50Hz.



2. Location of Test

Building 9, No.103, Caobao Road, Xuhui District, Shanghai, China

3. Environmental Conditions of Test

Temperature: 23°C

Relative Humidity: 57%

Atmospheric pressure: 100.6kPa

4. Main Test Apparatus

No.	Name of Test Apparatus	Model	Serial No.	Expiry Date
1	Shielding Room	SR2	SIPAI/T-J07143	2024.03.25
2	Continuous Wave Simulator	CWS 500N4	SIPAI/T-J07078	2023.03.07
3	4-wire Common-mode and Differential-mode Coupling/Decoupling Networks	CN 60255-22-7	SIPAI/T-J07081	2025.09.07
4	Damped Oscillatory Generator	OCS 500N6-3	SIPAI/T-J07074	2022.10.23
5	3-phase Multifunctional AC/DC Power Source	NETWAVE 20	SIPAI/T-G05048	2023.04.21

5. Test Results and Conclusion

Please see Page 5 to Page 7

6. Client Witness

No Yes Witnessed by _____ Organization: _____

7. Additional Information

1) IEC 61000-4-29:2000 is not in CNAS accredited testing scope (No. CNAS L0130). The methods in IEC 61000-4-29:2000 following standard(s) which is in CNAS accredited testing scope.

IEC 61000-4-11:2017 Electromagnetic compatibility (EMC)- Part 4-11: Testing and measurement techniques- Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests

2) Performance Criterion

- Performance criterion A




The equipment must continue to function as intended during and after the test.

- Performance criterion B

The equipment must continue to function as intended after the test.

3) The input and output voltage of the sample is adjusted by software.

4) This series has SG285HX and three different SG350HX. Test SG350HX (12way MPPT) only. The differences between these models are as follow:

SUNGROW		光伏并网逆变器 GRID-CONNECTED PV INVERTER	
型号 Model	SG285HX		
序列号 SN			
直流输入DC-Input			
最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V		
最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V		
最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V		
最大输入电流 Max. Input Current	DC 12*40 A		
最大短路电流 Isc PV	DC 12*60 A		
交流输出AC-Output			
输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)		
额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz		
最大输出电流 Max. Output Current	AC 206 A		
额定输出功率 Rated Output Power	285 kW		
最大视在功率 Max. Apparent Power	285 kVA		
功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging		
保护等级 Protective Class	I		
过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II[DC]		
防护等级 Enclosure	IP66		
工作温度范围 Ambient Temperature	-30 ℃ ... +60 ℃		
  			
阳光电源股份有限公司 SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD. 中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道608号 No.608 Changning Avenue, New & High Technology Industrial Development Zone, Hefei City, Anhui Province P.R. China. www.sungrowpower.com 中国制造 Made in China			

SUNGROW 光伏并网逆变器

GRID-CONNECTED PV INVERTER

型号 Model SG350HX
序列号 SN

直流输入DC-Input

最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V
最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V
最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V
最大输入电流 Max. Input Current	DC 14*30 A
最大短路电流 Isc PV	DC 14*60 A

交流输出AC-Output

输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)
额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz
最大输出电流 Max. Output Current	AC 254 A
额定输出功率 Rated Output Power	320 kW
最大视在功率 Max. Apparent Power	352 kVA
功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging

保护等级 Protective Class	I
过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II[DC]
防护等级 Enclosure	IP66
工作温度范围 Ambient Temperature	-30 °C ... +60 °C



阳光电源股份有限公司

SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD.

中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道608号
No.608 Changning Avenue, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province P.R. China.
www.sungrowpower.com 中国制造 Made in China

SUNGROW 光伏并网逆变器

GRID-CONNECTED PV INVERTER

型号 Model SG350HX
序列号 SN

直流输入DC-Input

最大输入电压 Max. Input Voltage	DC 1500 V
最小MPP电压 Min. MPP Voltage	DC 500 V
最大MPP电压 Max. MPP Voltage	DC 1500 V
最大输入电流 Max. Input Current	DC 16*30 A
最大短路电流 Isc PV	DC 16*60 A

交流输出AC-Output

输出电压范围 Output Voltage Range	3/PE AC 800 V (640 ~920 V)
额定输出频率 Rated Output Frequency	50/60 Hz
最大输出电流 Max. Output Current	AC 254 A
额定输出功率 Rated Output Power	320 kW
最大视在功率 Max. Apparent Power	352 kVA
功率因数范围 Power Factor Range	0.8 Leading... 0.8 Lagging

保护等级 Protective Class	I
过压等级 Overvoltage Category	III[AC], II[DC]
防护等级 Enclosure	IP66
工作温度范围 Ambient Temperature	-30 °C ... +60 °C



阳光电源股份有限公司

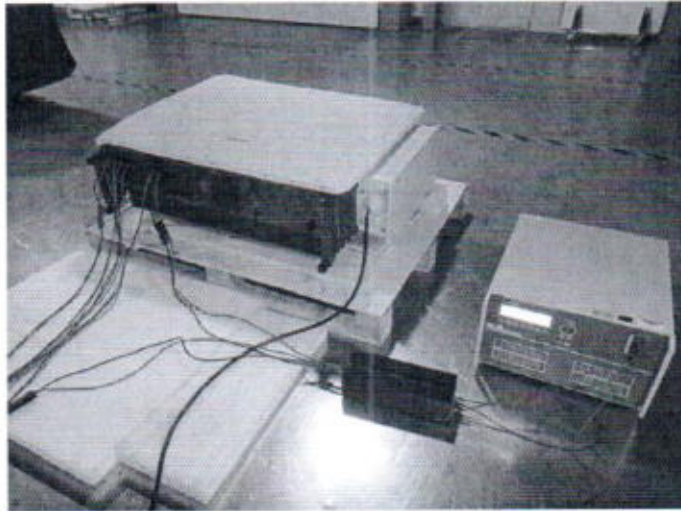
SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD.

中国安徽省合肥市高新技术产业开发区长宁大道608号
No.608 Changning Avenue, New & High Technology Industrial
Development Zone, Hefei City, Anhui Province P.R. China.
www.sungrowpower.com 中国制造 Made in China

Test Results and Conclusion

No.	Test Items	Standard/ Clause	Test Method/ Condition	Requirements	Serial No.	Test Results/ Max. Limit	Conclusion	Remarks
1	Test for immunity to conducted, common mode disturbances in the frequency range 0 Hz to 150kHz	IEC 61000-4-16:2015	Test port: DC input port AC output port Test frequency: 0Hz, 16 ^{2/3} Hz, 50Hz, 60Hz Test level: 100V DM 300V CM Test duration: 10s	Performance criterion A	1#	During and after the test, the EUT keep on grid connection status no false alarm. Meet the requirements prescribed by performance criterion A.	Pass	/
2	Damped oscillatory wave immunity test	IEC 61000-4-18:2019	Test port: DC input port AC output port Test voltage: Common mode: 2.5kV Different mode: 1kV Waveform envelope: A Damped oscillatory wave, with the envelope decaying to 50% of peak value between the third and sixth periods. Frequency: 100kHz/1MHz Repetition rate: 40 times/s(100kHz) 400 times/s(1MHz) Duration: 2s Source impedance: 200Ω Test time: 1min	Performance criterion B	1#	During and after the test, the EUT keep on grid connection status no false alarm. Meet the requirements prescribed by performance criterion A.	Pass	/
3	Voltage dips, short interruptions	IEC 61000-4-29:2000	Test port: DC input port U _T =400VDC Test level(%U _T): 0% Duration: 0.05s Interval: 10s Times: 3	Performance criterion B	1#	During and after the test, the EUT keep on grid connection status no false alarm. Meet the requirements prescribed by performance criterion A.	Pass	/

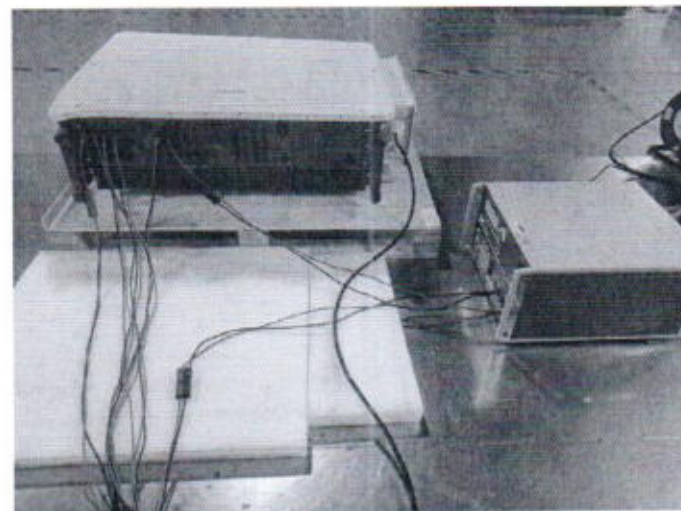
ANNEX



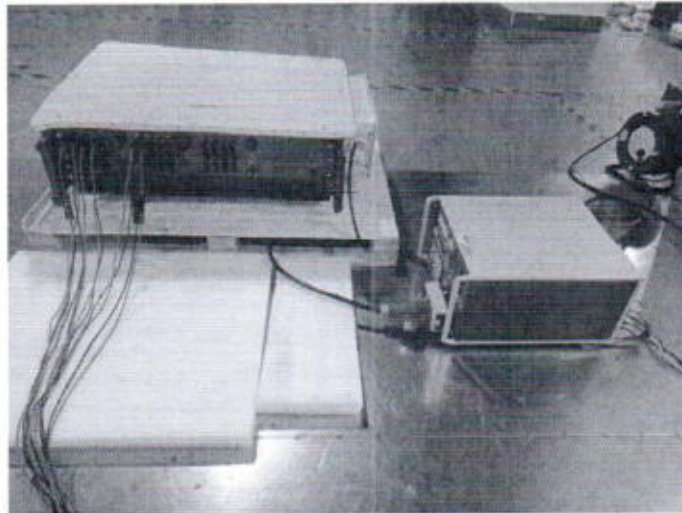
Photograph 1 Test for immunity to conducted, common mode disturbances in the frequency range 0Hz to 150kHz
DC input port



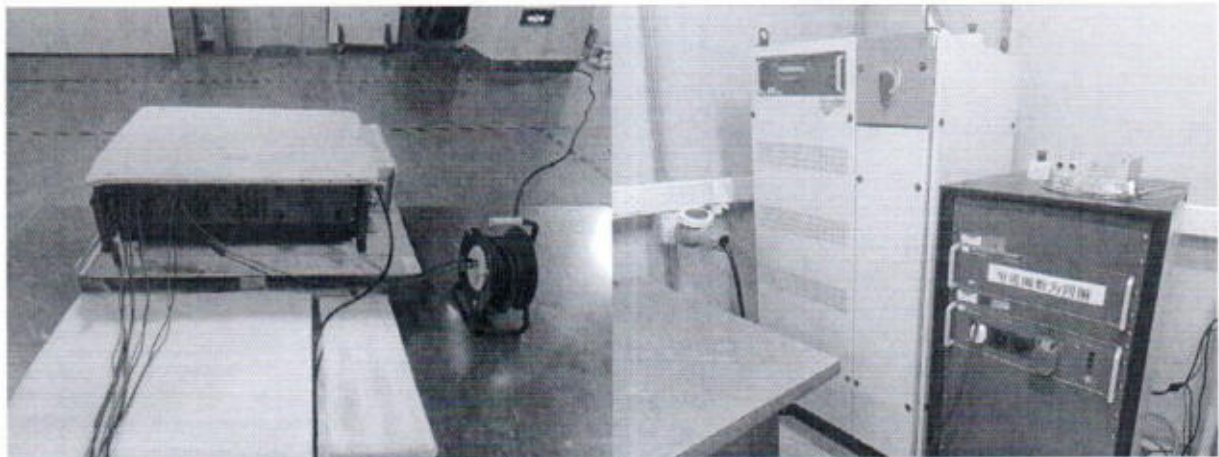
Photograph 2 Test for immunity to conducted, common mode disturbances in the frequency range 0Hz to 150kHz
AC output port



Photograph 3 Damped oscillatory wave immunity test
DC input port



Photograph 4 Damped oscillatory wave immunity test
AC output port



Photograph 5 Voltage dips, short interruptions

-End. The following is blank.-



ANEXO 6.

MEMORIA DE CÁLCULO Y DISEÑO SISTEMAS DE DRENAJE

Memoria de Cálculo y Diseño Sistemas de Drenaje

PSF PEÑA RUBIA
(max. 25,16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Memoria de Cálculo y Diseño de Sistemas de Drenaje						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO	PR-PV-31DR0-0100						
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	4
2	DESCRIPCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA PLANTA	4
3	CRITERIOS DE DISEÑO	5
3.1	Cálculo de caudales de escorrentía. Método racional.....	5
3.2	Áreas de captación.....	7
3.3	Tiempo de concentración	7
3.4	Precipitación máxima diaria	7
3.5	Coefficiente de escorrentía.....	8
4	DIMENSIONAMIENTO DE CUNETAS Y CAUDALES	8
5	RESULTADOS OBTENIDOS	10
5.1	Cunetas.....	10
5.2	alcantarillas	15
5.2.1	O.D.T. 1 (1 x DN600).....	16
5.2.2	O.D.T. 2 (2 x DN600).....	17
5.2.3	O.D.T. 3 (4 x DN600).....	18

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Precipitación máxima diaria para el proyecto	8
Tabla 2: Dimensionamiento Cuneta 1	10
Tabla 3: Dimensionamiento Área de captación 2	10
Tabla 4: Dimensionamiento Cuneta 3	11
Tabla 5: Dimensionamiento Cuneta 4	11
Tabla 6: Dimensionamiento Cuneta 5	11
Tabla 7: Dimensionamiento Cuneta 6	12
Tabla 8: Dimensionamiento Cuneta 7	12
Tabla 9: Dimensionamiento Cuneta 8	12
Tabla 10: Dimensionamiento Cuneta 9	13
Tabla 11: Dimensionamiento Canal 1	13
Tabla 12: Dimensionamiento Canal 2	14
Tabla 13: Revestimiento Canal 1	14
Tabla 14: Revestimiento Canal 2	14
Tabla 15: Dimensionamiento Alcantarilla 1	16
Tabla 16: Dimensionamiento Alcantarilla 2	17
Tabla 17: Dimensionamiento Alcantarilla 3	18

LISTADO DE IMÁGENES

Imagen 1 Localización del proyecto	5
--	---

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene por objeto la descripción técnica general del dimensionamiento y cálculo del sistema de drenaje de aguas de lluvia de la Planta Solar Fotovoltaica “Peña Rubia”, situada en el término municipal de Mejorada del Campo, Comunidad de Madrid

2 DESCRIPCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA PLANTA

El Proyecto está situado en el término municipal de Mejorada del Campo, Comunidad de Madrid.

La Planta Solar Fotovoltaica se sitúa en las siguientes coordenadas:

- Latitud: 40,406625° N
- Longitud: -3,451339° O
- Altitud: ~657 m s.n.m.

En las siguientes imágenes se muestra la ubicación de la planta:





Imagen 1 Localización del proyecto

3 CRITERIOS DE DISEÑO

En este apartado se describirán los criterios bajo los cuales, se dimensionarán las infraestructuras de drenaje.

Se definirán por tanto las fuentes de obtención de datos y métodos de cálculo de los diferentes parámetros utilizados y obtenidos para tal fin.

3.1 CÁLCULO DE CAUDALES DE ESCORRENTÍA. MÉTODO RACIONAL.

Los métodos de diseño hidrológico buscan representar la respuesta de determinadas cuencas frente a una tormenta, determinando el hidrograma de crecida.

A nivel internacional los métodos más usados para estimar el caudal máximo son el **Método Racional** (Kuichling, 1889), notando que no se recomienda su uso en cuencas con superficies que excedan 400 ha (Genta et al., 1995).

Para la aplicación del método es necesario estimar el **tiempo de concentración** de la cuenca (en nuestro caso área de captación).

En hidrología el tiempo de concentración (t_c) representa el tiempo de viaje de una gota de lluvia que cae en el punto hidráulicamente más alejado de la cuenca y escurre superficialmente hasta su salida, es decir, el tiempo a partir del cual toda la cuenca contribuye al caudal en el punto de salida de la cuenca. Por lo tanto, suponiendo una lluvia de intensidad constante, el t_c es el tiempo de equilibrio o duración necesaria, para que se alcance el caudal máximo.

El t_c se determinará aplicando la metodología descrita por Hotchkiss y Mc Callum (1995), como el lapso de tiempo entre el final de la lluvia efectiva y el punto de inflexión de la curva de descenso del hidrograma. El hidrograma de escurrimiento directo se obtuvo, deduciendo del caudal medido, el flujo base, determinado según la metodología de línea recta descrita por Chow. (1994), apta para corrientes efímeras, como es el caso de las cuencas estudiadas.

El método Racional además es el método bajo el que se fundamenta la *Norma 5.2-IC. Drenaje Superficial (Orden FOM/298/2016 de 15 de febrero)*, el cual define parámetros y recomendaciones para el diseño de drenajes superficiales en el territorio español en materia de carreteras, y nos ofrece una aceptable aproximación de los caudales esperados para lluvias de diferentes periodos de retorno. Este método, además del área de la cuenca y el coeficiente de escorrentía, considera la intensidad máxima de precipitación.

De acuerdo a este método, el caudal máximo generado por una lluvia correspondiente a un determinado período de retorno, está dado por la siguiente relación:

$$Q = \frac{C \cdot I \cdot A}{3,6} \cdot K$$

Donde:

Q = Caudal instantáneo máximo posible a producirse, en m³/s.

C = Coeficiente de escurrimiento o escorrentía: escorrentía es la relación entre la precipitación que escurre por la superficie del terreno y la precipitación total, varía de acuerdo al uso y tipo de suelo. (adimensional).

I = Intensidad de la lluvia de diseño en mm/h.

A = Área de la cuenca de captación en hectáreas.

K= coeficiente de reducción (solamente aplicable para el Método modificado de Témez en el caso de considerar cuencas mayores a 1 km²).

Con este método los efectos de la lluvia y el tamaño de la cuenca son considerados en la expresión explícitamente, otras características como la pendiente de las cuencas, el tipo de vegetación y suelo son considerados implícitamente en el tiempo de concentración y el coeficiente de escorrentía (escurrimiento).

3.2 ÁREAS DE CAPTACIÓN

El predio se encuentra dentro de una cuenca hidrológica, definiendo esta como la superficie de terreno cuya escorrentía superficial fluye en su totalidad a través de una serie de corrientes, ríos y eventualmente lagos hacia el mar por una única desembocadura, estuario o delta.

Dicho predio, compuesto por varias parcelas, quedará dividido a su vez por límites orográficos (camino existentes, terraplenes y divisorias de parcelas ...) y por futuras divisorias del proyecto, tales como los caminos de la planta u otras infraestructuras a ejecutar.

La determinación de las áreas de captación vendrá por tanto definida por la superposición del layout de la planta y el levantamiento topográfico elaborado.

Sobre cada una de estas divisorias de agua se aplicará el método racional, con el fin de calcular el caudal máximo de escorrentía de cada una de ellas. Este caudal, será el caudal a evacuar por las diferentes infraestructuras de drenaje a dimensionar.

3.3 TIEMPO DE CONCENTRACIÓN

Para calcular el tiempo de concentración utilizaremos el método de Chow, el cual es más restrictivo y cuya fórmula es la siguiente:

$$T_c = 0.213 * \frac{L^{0.64}}{\sqrt{S}}$$

Donde;

L= es la longitud máxima del recorrido (km).

S= es la pendiente promedio de la cuenca, a lo largo de su cañada principal, en valor absoluto

Tc= es el tiempo de concentración (h).

3.4 PRECIPITACIÓN MÁXIMA DIARIA

Como referencia para el cálculo de la precipitación máxima diaria en proyectos de obra civil en España se emplea el estudio “Máximas lluvias diarias en la España peninsular” (DGC, Mitma, 1999), en coherencia con la Norma 5.2-IC Drenaje Superficial. Para el área metropolitana de Madrid —válida como aproximación al Corredor del Henares (este de la CAM), donde se sitúa Mejorada del Campo—, una referencia pública reciente de planeamiento hidrológico de la Comunidad de Madrid proporciona los siguientes valores de P24h, que se detallan a continuación.

T (años)	P24h (mm)
5	45
10	52
15	57
25	63
50	71
100	80
500	102

Tabla 1: Precipitación máxima diaria para el proyecto

Para nuestro proyecto el periodo de retorno es de 100 años ($T_r=100$); por lo tanto P24h (mm) es igual a 80. La división de este valor entre del tiempo de concentración nos proporciona la intensidad de lluvia (mm/h)

3.5 COEFICIENTE DE ESCORRENTÍA

El lugar donde se ubicará la planta fotovoltaica es un terreno de labranza. Para una parcela agrícola de labor (suelo desnudo o con cubierta baja), los rangos típicos de C (método racional) dependen mucho de pendiente, textura y compactación:

- Condición habitual de labor (pendiente $\leq 5\%$, suelo franco o franco-arenoso, laboreo no compactado): $C \approx 0,30-0,40$
- Condición conservadora (pendiente 5–10%, suelo más compacto/arcilloso o con costra, poca infiltración): $C \approx 0,45-0,55$.
- Con cubierta vegetal bien establecida / surcos a contorno: puedes bajar $\sim 0,05-0,10$ frente a los casos anteriores.

Para nuestro proyecto utilizaremos un coeficiente de escorrentía conservador $C= 0,50$.

4 DIMENSIONAMIENTO DE CUNETAS Y CAUDALES

Para el cálculo de los caudales de cada uno de los canales, se considerará el caudal que aporta cada una de las áreas de captación contributivas de cada canal, en el sentido del flujo de las escorrentías.

De la ecuación de la continuidad y de la fórmula de Manning se deduce la siguiente expresión.

$$S = \frac{V}{Q} = \frac{Q \cdot n}{R^{2/3} I^{1/2}}$$

Es decir, dados un caudal y una rugosidad (n), pueden obtenerse menores secciones aumentando la pendiente y, por tanto, la velocidad.

En los canales y cunetas es necesario limitar tanto la velocidad mínima como la máxima. No podemos permitir velocidades demasiado bajas para evitar que decanten los sólidos en suspensión que pueda llevar el agua. Por otra parte, bajas velocidades implican mayores secciones, y por tanto mayor inversión. En la práctica, la velocidad no debe ser menor de 0,5 m/s.

De la misma manera, es necesario limitar la velocidad máxima a la velocidad de erosión, puesto que una velocidad de fluido elevada provoca desgaste en las paredes del canal. Cuando se trata de canales sin revestir, esta velocidad depende de la naturaleza de las paredes y del tipo de material que pueda arrastrar el agua.

En los canales revestidos, las velocidades máximas aconsejadas están entre 1,5 y 3 m/s en tramos rectos. Sin embargo, en tramos curvos, en zonas donde se ubican compuertas, partidores, etc., la velocidad recomendada es 1 m/s.

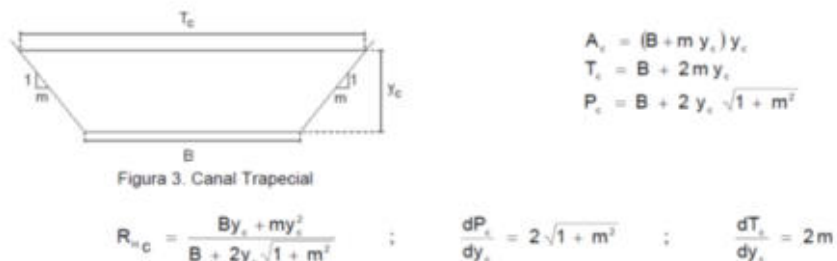
Por tanto, la medida para mitigar las velocidades erosivas en el caso de que se produzca en una canal será la de proceder al revestimiento del canal mediante un material tipo suelo cemento, considerando entonces para su cálculo capaz el índice de Manning correspondiente.

El resguardo en cualquier canal debe preverse entre un 5 y un 30% del calado.

Por tanto, además de comprobar la capacidad de las cunetas y canales proyectados, deberemos calcular la velocidad del flujo, y cuando estas superen 1,5 m/s, los canales diseñados serán revestidos de suelo-cemento con grava con el fin de suprimir fenómenos erosivos.

Como infraestructuras generales de drenaje se diseñarán Cunetas (trapezoidales y/o triangulares atendiendo al caudal a evacuar y a las condiciones de flujo.

La formulación para el dimensionamiento de estas infraestructuras será la siguiente:



Siendo Rh el radio equivalente de la sección del canal.

Si el canal proyectado fuera de sección triangular, la formulación sería la misma, teniendo en cuenta el parámetro B=0.

5 RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se muestran los cálculos de las zonas de captación de aguas pluviales de la planta y el dimensionamiento de las zanjas que recogen la escorrentía de estas zonas.

Para una correcta comprensión y lectura de las mismas, las tablas deben interpretarse acompañados de los planos de drenaje de la planta.

5.1 CUNETAS

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 1			AREA (m2)	21039.00	
			Cota max. / max. altitude (m)	663.00	
			Cota min. / min. altitude (m)	645.30	
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]		0.02	
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]		0.25	
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]		17.70	
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]		0.07	
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]		100.00	
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]		0.50	
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)			P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _{c vicrow}	[h]		0.33	
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]		242.69	
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)					
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]		0.50	
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]		242.69	
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]		0.02	
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m ³ /s]		0.7891498	

CUNETA / DITCH			1
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adm]		1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]		662.35
Cota mínima / Min Height	h min [m]		645.30
Longitud / Length	L [m]		291.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]		17.05
Pendiente / Slope	J		0.06
Coef. Manning	n		0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]		0.50
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]		0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]		1.20
Sección cuneta / Ditch Section	S[m2]		0.35
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]		1.61
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]		0.22
Velocidad / Water speed	v [m/s]		2.48
Caudal máximo de cuneta / Max Ditch Flow rate	Q [m3/s]		0.87
Necesidades / Flow rate required	[m3/s]		0.71

Tabla 2: Dimensionamiento Cuneta 1

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 2			AREA (m2)	137588.00	
			Cota max. / max. altitude (m)	675.40	
			Cota min. / min. altitude (m)	645.30	
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]		0.14	
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]		0.63	
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]		30.10	
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]		0.05	
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]		100.00	
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]		0.50	
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)			P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _{c vicrow}	[h]		0.73	
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]		109.55	
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)					
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]		0.50	
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]		109.55	
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]		0.14	
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m ³ /s]		2.0934372	

Tabla 3: Dimensionamiento Área de captación 2

El área de captación 6.2 se calcula para dimensionar la alcantarilla correspondiente, pero en esta cuenca no hay zanja, ya que los flujos de escorrentía de esta área de captación drenan directamente en la alcantarilla 3.

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 3	AREA (m2)		12781.00
	Cota max. / max. altitude (m)		673.80
	Cota min. / min. altitude (m)		664.60
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.01
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]	0.26
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]	9.20
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]	0.04
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]	100.00
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)	P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _{c Vichow}	[h]	0.48
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	165.86
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)			
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	165.86
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.01
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m³/s]	0.2044246

CUNETA / DITCH		3
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adim]	1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]	670.60
Cota mínima / Min Height	h min [m]	664.60
Longitud / Length	L [m]	233.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	6.00
Pendiente / Slope	J	0.03
Coef. Manning	n	0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.40
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	1.00
Sección cuneta / Ditch Section	S[m2]	0.24
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	1.33
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.18
Velocidad / Water speed	v [m/s]	1.45
Caudal máximo de cuneta / Max. Ditch Flow rate	Q [m3/s]	0.35
Necesidades / Flow rate required	[m3/s]	0.29

Tabla 4: Dimensionamiento Cuneta 3

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 4	AREA (m2)		1251.00
	Cota max. / max. altitude (m)		671.00
	Cota min. / min. altitude (m)		664.60
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.00
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]	0.08
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]	6.40
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]	0.06
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]	100.00
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)	P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _{c Vichow}	[h]	0.15
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	550.57
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)			
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	550.57
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.00
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m³/s]	0.0956615

CUNETA / DITCH		4
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adim]	1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]	667.40
Cota mínima / Min Height	h min [m]	664.60
Longitud / Length	L [m]	51.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	2.80
Pendiente / Slope	J	0.05
Coef. Manning	n	0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.20
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	0.60
Sección cuneta / Ditch Section	S[m2]	0.08
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	0.77
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.10
Velocidad / Water speed	v [m/s]	1.47
Caudal máximo de cuneta / Max. Ditch Flow rate	Q [m3/s]	0.12
Necesidades / Flow rate required	[m3/s]	0.10

Tabla 5: Dimensionamiento Cuneta 4

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 5	AREA (m2)		5675.00
	Cota max. / max. altitude (m)		672.90
	Cota min. / min. altitude (m)		664.40
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.01
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]	0.08
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]	8.50
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]	0.10
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]	100.00
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)	P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _{c Vichow}	[h]	0.14
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	583.10
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)			
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	583.10
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.01
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m³/s]	0.4339545

CUNETA / DITCH		5
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adim]	1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]	667.40
Cota mínima / Min Height	h min [m]	664.40
Longitud / Length	L [m]	122.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	3.00
Pendiente / Slope	J	0.02
Coef. Manning	n	0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.50
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	1.20
Sección cuneta / Ditch Section	S[m2]	0.35
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	1.61
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.22
Velocidad / Water speed	v [m/s]	1.61
Caudal máximo de cuneta / Max. Ditch Flow rate	Q [m3/s]	0.56
Necesidades / Flow rate required	[m3/s]	0.46

Tabla 6: Dimensionamiento Cuneta 5

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 6	AREA (m ²)		2013.00
	Cota max. / max. altitude (m)		658.50
	Cota min. / min. altitude (m)		652.60
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.00
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]	0.05
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]	5.90
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]	0.11
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]	100.00
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adm.]	0.50
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)	P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _c view	[h]	0.10
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	821.22
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)			
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adm.]	0.50
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	821.22
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.00
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m ³ /s]	0.2204007

CUNETA / DITCH		6
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adm]	1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]	653.30
Cota mínima / Min Height	h min [m]	652.60
Longitud / Length	L [m]	41.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	0.70
Pendiente / Slope	J	0.02
Coef. Manning	n	0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.40
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	1.00
Sección cuneta / Ditch Section	S[m ²]	0.24
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	1.33
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.18
Velocidad / Water speed	v [m/s]	1.18
Caudal maximo de cuneta / Max Ditch Flow rate	Q [m ³ /s]	0.28
Necesidades / Flow rate required	[m ³ /s]	0.23

Tabla 7: Dimensionamiento Cuneta 6

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 7	AREA (m ²)		17286.00
	Cota max. / max. altitude (m)		667.00
	Cota min. / min. altitude (m)		646.40
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.02
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]	0.24
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]	20.60
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]	0.09
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]	100.00
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adm.]	0.50
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)	P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _c view	[h]	0.28
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	280.95
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)			
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adm.]	0.50
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	280.95
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.02
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m ³ /s]	0.3745104

CUNETA / DITCH		7
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adm]	1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]	661.60
Cota mínima / Min Height	h min [m]	646.40
Longitud / Length	L [m]	205.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	15.20
Pendiente / Slope	J	0.07
Coef. Manning	n	0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.50
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	1.20
Sección cuneta / Ditch Section	S[m ²]	0.35
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	1.61
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.22
Velocidad / Water speed	v [m/s]	2.79
Caudal maximo de cuneta / Max Ditch Flow rate	Q [m ³ /s]	0.98
Necesidades / Flow rate required	[m ³ /s]	0.67

Tabla 8: Dimensionamiento Cuneta 7

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT 8	AREA (m ²)		4076.00
	Cota max. / max. altitude (m)		658.20
	Cota min. / min. altitude (m)		646.40
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.00
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]	0.17
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]	11.80
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]	0.07
PERIODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]	100.00
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adm.]	0.50
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)	P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _c view	[h]	0.26
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	303.49
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)			
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adm.]	0.50
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	303.49
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.00
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m ³ /s]	0.1718100

CUNETA / DITCH		8
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adm]	1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]	653.30
Cota mínima / Min Height	h min [m]	646.40
Longitud / Length	L [m]	135.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	6.90
Pendiente / Slope	J	0.05
Coef. Manning	n	0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.30
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	0.80
Sección cuneta / Ditch Section	S[m ²]	0.15
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	1.05
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.14
Velocidad / Water speed	v [m/s]	1.76
Caudal maximo de cuneta / Max Ditch Flow rate	Q [m ³ /s]	0.26
Necesidades / Flow rate required	[m ³ /s]	0.17

Tabla 9: Dimensionamiento Cuneta 8

CUNETA / DITCH		9
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adim]	1.00
Cota máxima / Max Height	h max [m]	664.50
Cota mínima / Min Height	h min [m]	645.30
Longitud / Length	L [m]	226.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	19.20
Pendiente / Slope	J	0.08
Coef. Manning	n	0.04
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.40
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	1.00
Sección cuneta / Ditch Section	S[m ²]	0.24
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	1.33
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.18
Velocidad / Water speed	v [m/s]	2.64
Caudal máximo de cuneta / Max. Ditch Flow rate	Q [m ³ /s]	0.63
Necesidades / Flow rate required	[m ³ /s]	0.39

Tabla 10: Dimensionamiento Cuneta 9

La cuneta 9 drena los flujos de escorrentía (de los áreas de captación 3 y 4) desde la alcantarilla 1 hasta la alcantarilla 3.

AREA DE CAPTACIÓN / CATCHMENT A			AREA (m ²)	24893.00	
			Cota max. / max. altitude (m)	664.93	
			Cota min. / min. altitude (m)	640.00	
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.02		
LONGITUD MÁXIMA / MAX. LENGTH	L	[Km]	0.31		
INCREMENTO DE ALTURAS / HEIGHT INCREASE	ΔH	[m]	24.93		
PENDIENTE / SLOPE	J	[m/m]	0.08		
PERÍODO DE RETORNO / RETURN PERIOD	T	[años]	100.00		
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50		
Precipitación máxima diaria (Distribución de Gumbel) / Maximum daily rainfall (Gumbel Distribution)			P	[mm]	80.00
TIEMPO DE CONCENTRACIÓN / CONCENTRATION TIME	T _c vicinos	[h]	0.36		
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	222.92		
Caudal (Calculado por el método racional) / Flow rate (calculated by the rational method)					
COEF. ESCORRENTIA / RUNOFF COEFFICIENT	C	[Adim.]	0.50		
INTENSIDAD / INTENSITY	I	[mm/h.]	222.92		
AREA SUBCUENCA / CATCHMENT AREA	A	[km ²]	0.02		
CAUDAL / FLOW RATE	Q	[m ³ /s]	0.7645261		

CANAL / CHANNEL			1
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adim]	1.00	
Cota máxima / Max Height	h max [m]	645.18	
Cota mínima / Min Height	h min [m]	640.00	
Longitud / Length	L [m]	159.00	
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	5.18	
Pendiente / Slope	J	0.03	
Coef. Manning	n	0.02	
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.75	
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.50	
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	2.00	
Sección cuneta / Ditch Section	S[m ²]	0.94	
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	2.62	
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.36	
Velocidad / Water speed	v [m/s]	6.64	
Caudal máximo de cuneta / Max. Ditch Flow rate	Q [m ³ /s]	5.66	
Necesidades / Flow rate required	[m ³ /s]	5.19	

Tabla 11: Dimensionamiento Canal 1

El canal 1 drena los flujos de escorrentía procedentes de la alcantarilla 3, del canal 2 y del área de captación A.

CANAL / CHANNEL		2
Talud 1:H / Slope 1:H	m [adim]	1.00
Cota máxima /Max Height	h max [m]	645.95
Cota mínima / Min Height	h min [m]	645.13
Longitud / Length	L [m]	21.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	0.82
Pendiente / Slope	J	0.04
Coef. Manning	n	0.02
Altura cota agua en cuneta / Level of water in ditch	yc [m]	0.50
Ancho solera cuneta / Width of sill	B [m]	0.20
Espejo de agua / Water mirror	Tc [m]	1.20
Sección cuneta / Ditch Section	S[m ²]	0.35
Perímetro mojado / Wet perimeter	p [m]	1.61
Radio hidráulico / Hydraulic radius	Rh [m]	0.22
Velocidad / Water speed	v [m/s]	4.73
Caudal máximo de cuneta / Max Ditch Flow rate	Q [m ³ /s]	1.66
Necesidades / Flow rate required	[m ³ /s]	1.24

Tabla 12: Dimensionamiento Canal 2

El canal 2 drena los flujos de escorrentía desde la alcantarilla 2 al canal 1.

REVESTIMIENTO Y CUANTIFICACIÓN DE LOS MOVIMIENTOS DE TIERRA DE LA CUNETA O CANAL LINING AND QUANTIFICATION OF DITCH OR CHANNEL EARTHWORKS		
CANAL / CHANNEL		1
Talud 1:H / Slope 1:H		1.00
Longitud / Length	L [m]	159.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	5.1800
Pendiente / Slope	J	0.03
ESPESOR DE REVESTIDO / LINING THICKNESS	[m]	0.10
PROFUNDIDAD DE EXCAVACIÓN / EXCAVATION DEPTH	[m]	0.85
ANCHO DE LA SOLERA / WIDTH OF SILL	B [m]	0.50
EXCAVACIÓN / EXCAVATION	MT [m³]	182.45
SECCIÓN EXCAVACIÓN / EXCAVATION SECTION	S[m ²]	1.15
EXCAVACIÓN SIN REVESTIMIENTO / ESCAVATION WITHOU LINING	[m ³]	149.0625
VOLUMEN REVESTIMIENTO	[m³]	33.39

Tabla 13: Revestimiento Canal 1

REVESTIMIENTO Y CUANTIFICACIÓN DE LOS MOVIMIENTOS DE TIERRA DE LA CUNETA O CANAL LINING AND QUANTIFICATION OF DITCH OR CHANNEL EARTHWORKS		
CANAL / CHANNEL		2
Talud 1:H / Slope 1:H		1.00
Longitud / Length	L [m]	21.00
Incremento de alturas / Height increase	ΔH [m]	0.8200
Pendiente / Slope	J	0.04
ESPESOR DE REVESTIDO / LINING THICKNESS	[m]	0.10
PROFUNDIDAD DE EXCAVACIÓN / EXCAVATION DEPTH	[m]	0.60
ANCHO DE LA SOLERA / WIDTH OF SILL	B [m]	0.20
EXCAVACIÓN / EXCAVATION	MT [m³]	10.08
SECCIÓN EXCAVACIÓN / EXCAVATION SECTION	S[m ²]	0.48
EXCAVACIÓN SIN REVESTIMIENTO / ESCAVATION WITHOU LINING	[m ³]	7.35
VOLUMEN REVESTIMIENTO	[m³]	2.73

Tabla 14: Revestimiento Canal 2

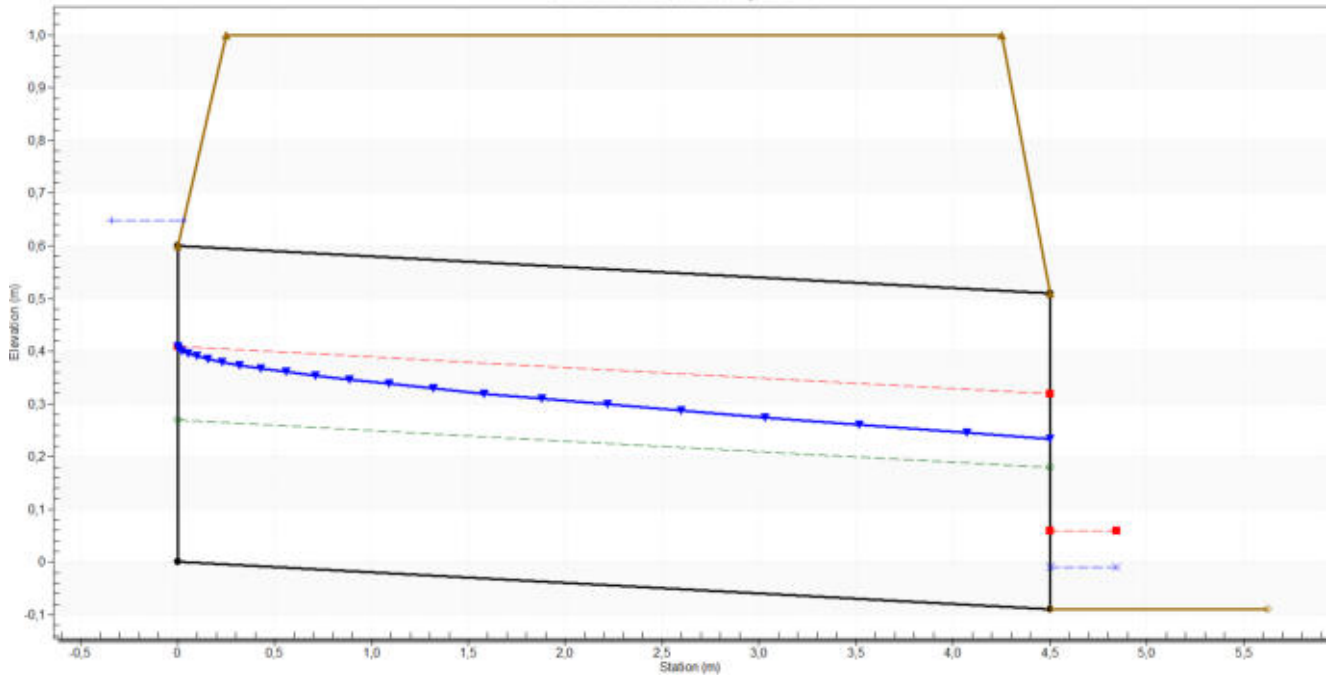
5.2 ALCANTARILLAS

Para el análisis y dimensionamiento de las alcantarillas o culverts, se utilizará el programa de diseño “HY-8 Culvert Hydraulic Analysis Program” de la U.S. Department of Transportation (Federal Highway Administration).

Con este programa se pretende calcular el dimensionamiento óptimo de la alcantarilla o colchón disipador, permitiendo la entrada en carga de la alcantarilla, pero evitando que pueda sufrir rebose por encima de los caminos a proyectar.

5.2.1 O.D.T. 1 (1 x DN600)

Crossing - ALCANTARILLA 1, Design Discharge - 0.39 cms
 Culvert - 1x600 Concrete, Culvert Discharge - 0.39 cms

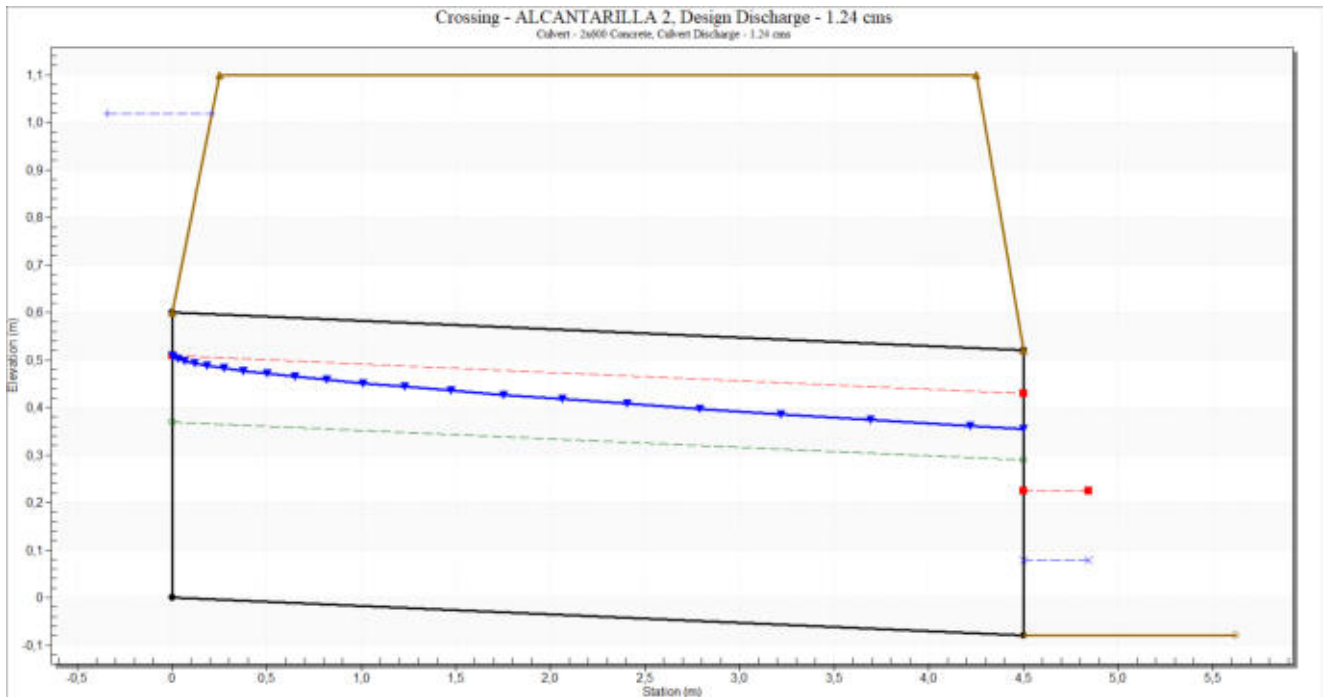


Total Discharge (cms)	Culvert Discharge (cms)	Headwater Elevation (m)	Inlet Control Depth(m)	Outlet Control Depth(m)	HW / D	Flow Type	Normal Depth (m)	Critical Depth (m)	Outlet Depth (m)	Tailwater Depth (m)	Outlet Velocity (m/s)	Tailwater Velocity (m/s)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0-NF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.04	0.04	0.17	0.17	0.04	0.28	1-S2n	0.08	0.12	0.09	0.02	1.51	0.94
0.08	0.08	0.24	0.24	0.09	0.40	1-S2n	0.12	0.18	0.13	0.03	1.75	1.23
0.12	0.12	0.30	0.30	0.14	0.50	1-S2n	0.14	0.22	0.16	0.04	1.91	1.43
0.16	0.16	0.36	0.36	0.19	0.60	1-S2n	0.16	0.25	0.19	0.05	2.03	1.60
0.19	0.19	0.41	0.41	0.24	0.69	1-S2n	0.19	0.29	0.22	0.05	2.13	1.74
0.23	0.23	0.46	0.46	0.28	0.77	1-S2n	0.20	0.31	0.24	0.06	2.22	1.86
0.27	0.27	0.51	0.51	0.33	0.84	1-S2n	0.22	0.34	0.26	0.07	2.29	1.97
0.31	0.31	0.55	0.55	0.38	0.92	1-S2n	0.24	0.36	0.28	0.07	2.37	2.07
0.35	0.35	0.60	0.60	0.43	1.00	1-S2n	0.25	0.39	0.30	0.08	2.44	2.16
0.39	0.39	0.65	0.65	0.48	1.08	5-S2n	0.27	0.41	0.32	0.08	2.51	2.24

ALCANTARILLA 1 (HORMIGÓN)		
Caudal de diseño / Design Flow	[m ³ /s]	0.39
h entrada / h IN	[m]	663.50
h salida / h OUT	[m]	663.41
Longitud / Length	[m]	4.50
Pendiente de tendido / Laid Slope	[Adim.]	0.020
Diametro interior / Inner Diameter	[mm]	600
Numero de tubos / Number of barrels	units.	1
Camino/ Road		C2
STATION	[m]	228

Tabla 15: Dimensionamiento Alcantarilla 1

5.2.2 O.D.T. 2 (2 x DN600)



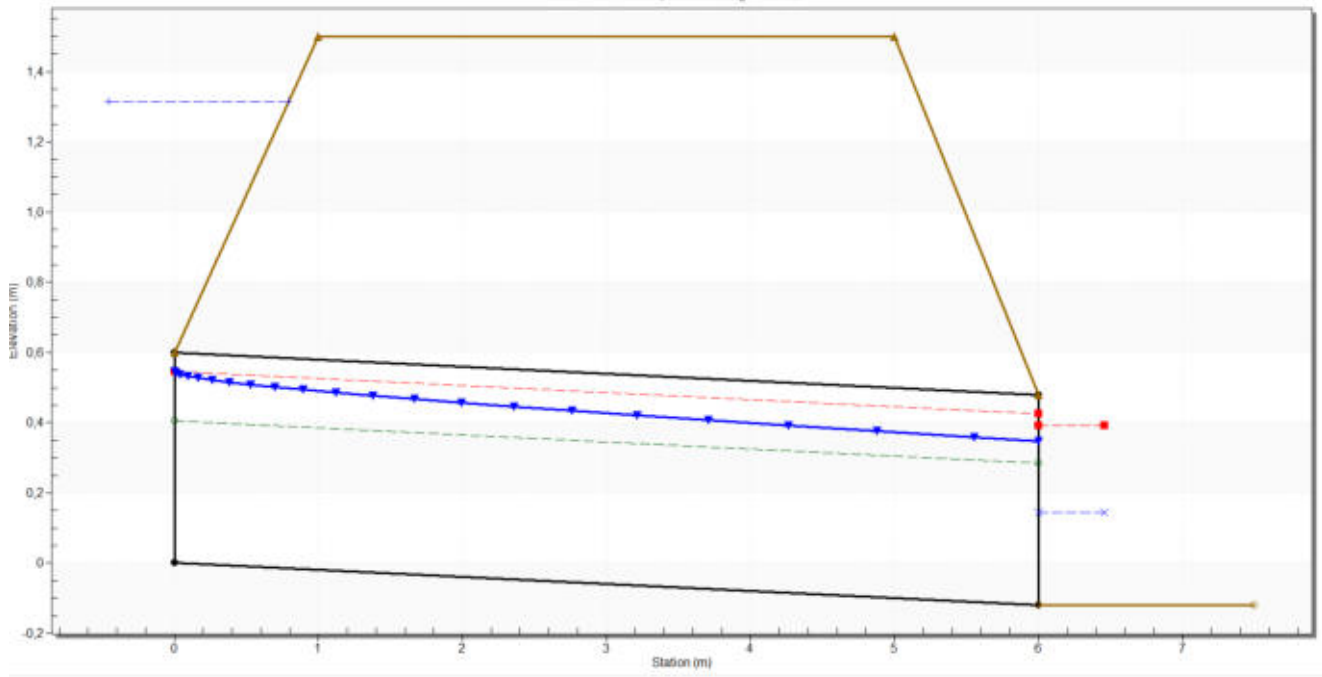
Total Discharge (cms)	Culvert Discharge (cms)	Headwater Elevation (m)	Inlet Control Depth(m)	Outlet Control Depth(m)	HW / D	Flow Type	Normal Depth (m)	Critical Depth (m)	Outlet Depth (m)	Tailwater Depth (m)	Outlet Velocity (m/s)	Tailwater Velocity (m/s)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0-NF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.12	0.12	0.21	0.21	0.08	0.35	1-S2n	0.11	0.16	0.12	0.04	1.61	1.46
0.25	0.25	0.31	0.31	0.16	0.52	1-S2n	0.15	0.23	0.17	0.06	1.88	1.90
0.37	0.37	0.40	0.40	0.23	0.67	1-S2n	0.19	0.28	0.21	0.08	2.05	2.21
0.50	0.50	0.48	0.48	0.31	0.80	1-S2n	0.22	0.32	0.25	0.09	2.19	2.45
0.62	0.62	0.55	0.55	0.38	0.92	1-S2n	0.24	0.36	0.29	0.11	2.31	2.65
0.74	0.74	0.63	0.63	0.47	1.04	5-S2n	0.27	0.40	0.32	0.12	2.42	2.83
0.87	0.87	0.71	0.71	0.55	1.18	5-S2n	0.30	0.43	0.35	0.13	2.52	2.99
0.99	0.99	0.80	0.80	0.71	1.33	5-S2n	0.32	0.46	0.38	0.14	2.62	3.13
1.12	1.12	0.90	0.90	0.79	1.50	5-S2n	0.34	0.49	0.41	0.15	2.73	3.25
1.24	1.24	1.02	1.02	0.88	1.70	5-S2n	0.37	0.51	0.43	0.16	2.83	3.37

ALCANTARILLA 2 (HORMIGÓN)		
Caudal de diseño / Design Flow	[m ³ /s]	1.24
h entrada / h IN	[m]	644.93
h salida / h OUT	[m]	644.84
Longitud / Length	[m]	4.50
Pendiente de tendido / Laid Slope	[Adim.]	0.020
Diametro interior / Inner Diameter	[mm]	600
Numero de tubos / Number of barrels	units.	2
Camino/ Road		C1
STATION	[m]	331

Tabla 16: Dimensionamiento Alcantarilla 2

5.2.3 O.D.T. 3 (4 x DN600)

Crossing - ALCANTARILLA 3, Design Discharge - 3.01 cms
Culvert - 4x600 Concrete, Culvert Discharge - 3.01 cms



Total Discharge (cms)	Culvert Discharge (cms)	Headwater Elevation (m)	Inlet Control Depth(m)	Outlet Control Depth(m)	HW / D	Flow Type	Normal Depth (m)	Critical Depth (m)	Outlet Depth (m)	Tailwater Depth (m)	Outlet Velocity (m/s)	Tailwater Velocity (m/s)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.0	0.00	0-NF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.30	0.30	0.24	0.24	0.06	0.39	1-S2n	0.11	0.17	0.12	0.07	1.80	2.04
0.60	0.60	0.35	0.35	0.15	0.58	1-S2n	0.16	0.25	0.18	0.10	2.09	2.62
0.90	0.90	0.45	0.45	0.24	0.75	1-S2n	0.20	0.31	0.23	0.13	2.28	3.03
1.20	1.20	0.54	0.54	0.34	0.90	1-S2n	0.23	0.36	0.27	0.16	2.43	3.34
1.51	1.51	0.63	0.63	0.44	1.05	5-S2n	0.26	0.40	0.31	0.18	2.57	3.60
1.81	1.81	0.73	0.73	0.54	1.22	5-S2n	0.29	0.44	0.34	0.20	2.69	3.83
2.11	2.11	0.85	0.85	0.72	1.41	5-S2n	0.32	0.47	0.38	0.22	2.81	4.02
2.41	2.41	0.98	0.98	0.83	1.64	5-S2n	0.35	0.50	0.41	0.23	2.93	4.20
2.71	2.71	1.14	1.14	0.94	1.90	5-S2n	0.38	0.53	0.44	0.25	3.05	4.36
3.01	3.01	1.31	1.31	1.07	2.19	5-S2n	0.41	0.55	0.47	0.26	3.18	4.51

ALCANTARILLA 3 (HORMIGÓN)		
Caudal de diseño / Design Flow	[m ³ /s]	3.19
h entrada / h IN	[m]	643.78
h salida / h OUT	[m]	643.66
Longitud / Length	[m]	6.00
Pendiente de tendido / Laid Slope	[Adim.]	0.020
Diametro interior / Inner Diameter	[mm]	600
Numero de tubos / Number of barrels	units.	4
Camino/ Road		C1
STATION	[m]	309

Tabla 17: Dimensionamiento Alcantarilla 3

ANEXO 7.

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Estudio de Cortocircuito

PSF PEÑA RUBIA
(max. 25,16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO,
COMUNIDAD DE MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Estudio de Cortocircuito						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO	PR-PV-32GN0-0200						
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1 ANTECEDENTES	4
1.1 DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN O PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN A RED.....	4
1.2 DEFINICIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERCONEXIÓN DESDE EL MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE) HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR).....	7
1.3 DEFINICIÓN DE LAS BARRAS DE CENTRAL.....	7
2 DATOS DE PARTIDA	8
2.1 DATOS INICIALES.....	8
2.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	8
2.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LOS BLOQUES DE POTENCIA (PCS).....	9
2.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES DE LOS BLOQUES DE POTENCIA	10
2.5 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN (LSMT) EN 45 KV	10
2.6 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE BAJA TENSIÓN	11
3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO	12
3.1 PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL CORTOCIRCUITO	12
3.2 UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA ALUMBRES CON INVERSOR SUNGROW SG350HX/ 90 UNIDADES ...	13
3.3 VALORES MÁXIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (POR FASE).....	15
3.4 VALORES MÁXIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (FALTAS A TIERRA DESEQUILIBRADAS)18	
3.5 VALORES MÍNIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (POR FASE)	19
3.6 VALORES MÍNIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (FALTAS A TIERRA DESEQUILIBRADAS)22	
4 CONCLUSIONES	24
ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25.16 MWAC	24
ANEXO 2: CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO	25
ANEXO 3: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA MÁXIMO	26
ANEXO 4: CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA MÁXIMO	27
ANEXO 5: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO MÁXIMO	28
ANEXO 6: CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO	29
ANEXO 7: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA MÍNIMO	30
ANEXO 8: CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA MÍNIMO	31
ANEXO 9: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO MÍNIMO	32

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos principales del inversor SUNGROW SG350HX	8
Tabla 2 Datos principales del transformador MT @37°C 45/0.8/0.8 kV – 9.6 MVA.....	10
Tabla 3 Datos principales del transformador de SSAA del Bloque de Potencia – 25 kVA	11
Tabla 4 Características eléctricas del cableado subterráneo de Media tensión 45 kV	11
Tabla 5 Características eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión 0,6/1 kVac (1,5 kVdc)	12
Tabla 6 Cortocircuito Trifásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV).....	16
Tabla 7 Cortocircuito Bifásico a tierra Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV).....	17
Tabla 8 Cortocircuito Monofásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV)	17
Tabla 9 Cortocircuito Bifásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV).....	17
Tabla 10 Cortocircuito Bifásico a tierra Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra.....	18
Tabla 11 Cortocircuito Monofásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra.....	18
Tabla 12 Cortocircuito Trifásico Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV).....	19
Tabla 13 Cortocircuito Bifásico a tierra Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV).....	20
Tabla 14 Cortocircuito Monofásico Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV)	20
Tabla 15 Cortocircuito Bifásico Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV)	20
Tabla 16 Cortocircuito Bifásico a tierra Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra	21
Tabla 17 Cortocircuito Monofásico Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra.....	21

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Equivalente Thévenin en SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV.....	6
Figura 2 Curvas P/Q Inversor SUNGROW SG350HX.....	8
Figura 3 Unifilar PEÑA RUBIA SUNGROW SG350HX /329.6 kVA@37°C.....	14

1 ANTECEDENTES

El presente documento se centra en evaluar las corrientes de cortocircuito de la Planta Fotovoltaica PEÑA RUBIA de 25,16 MWac de capacidad de acceso, en todas las barras y líneas, hasta el Punto de Interconexión, con el objetivo de:

- Comprobar la capacidad de los disyuntores o cualquier dispositivo de protección en el sistema de transmisión para interrumpir las corrientes de falla.
- Comprobar la capacidad de todos los equipos en el sistema para soportar las fuerzas mecánicas asociadas con tales corrientes de falla.

Los escenarios evaluados se basan en la utilización de toda la generación disponible para garantizar que se alcanza el nivel de corriente máximo posible.

Asimismo, derivado del presente estudio, se obtendrá información que se utiliza tanto en la planificación del sistema como en el funcionamiento del mismo.

- Coordinación de equipos de protección (fusibles, sobrecargas y relés de protección).
- Dimensionamiento de sistemas de puesta a tierra.
- Verificación de capacidades de nivel de falla suficientes en los puntos de consumo.
- Verificación de límites térmicos admisibles de cables y líneas de transmisión.

1.1 DEFINICIÓN DEL PUNTO DE INTERCONEXIÓN O PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR) E INFRAESTRUCTURAS DE EVACUACIÓN A RED

La conexión de la instalación de generación renovable se realizará en barras de 45kV de Sub. Puente San Fernando con una nueva posición.

El Punto de conexión a red a efectos de evaluación de la potencia reactiva y medición fiscal, se sitúa en la parte de baja tensión de la Subestación Transformadora SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45Kv, donde se conecta la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA, en el lado de 45 Kv.



El propietario de la planta FV deberá construir una Línea de 11.45 km a 45 kV desde SET PUENTE DE SAN FERNANDO 220/45 kV hasta el centro de seccionamiento de Peña Rubia 45 kV.

El Punto de conexión a red a efectos de evaluación de la potencia reactiva y medición fiscal, se sitúa en la Subestación Transformadora dedicada SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45 kV donde se conecta la planta fotovoltaica PEÑA RUBIA, en el lado de 45 kV.

Para el propósito del presente estudio, la contribución al cortocircuito desde el lado de la red en el Punto de Interconexión, se ha obtenido a partir de la información facilitada por Grupo Naturgy de fecha 02/06/2022 y referencia DDS.DAR.21_1967.

a) Puntos de conexión y medida propuestos:

Expediente: EXP918321090021

Titular: [REDACTED]

CIF Titular: [REDACTED]

Nombre Instalación: PSF PEÑA RUBIA

Ubicación Instalación: MEJORADA DEL CAMPO (MADRID)

Potencia Concedida (KW): 25.160,00

Punto de conexión: en barras de 45kV de Sub. Puente San Fernando con una nueva posición.

Línea:

Subestación: PSF PUENTE DE SAN FERNANDO

Tipo de acometida:

b) Tensión máxima y mínima de la red en el punto de conexión

Tensión (kV): 45.0

c) Potencia de cortocircuito

Sc_c máx. (MVA): 2400.0

Sc_c mín.(MVA): 880.0

Con el objetivo de alcanzar los niveles de cortocircuito en el Punto de Interconexión (sin la planta fotovoltaica) incluidos arriba, la representación en el software DigSilent (external grid) del equivalente Thévenin en el Punto de Interconexión se ha realizado acorde a la siguiente figura.

Max. Values		Min. Values	
Short-Circuit Power Sk' _{max}	2400, MVA	Short-Circuit Power Sk' _{min}	880, MVA
Short-Circuit Current Ik' _{max}	30,79202 kA	Short-Circuit Current Ik' _{min}	11,29041 kA
R/X Ratio (max.)	0,1	R/X Ratio (min.)	0,1
Z ₂ /Z ₁ max.	1,	Z ₂ /Z ₁ min.	1,
X ₀ /X ₁ max.	10,	X ₀ /X ₁ min.	10,
R ₀ /X ₀ max.	1,	R ₀ /X ₀ min.	1,
C ₀ max.	0, uF	C ₀ min.	0, uF

Figura 1 Equivalente Thévenin en SET PEÑA RUBIA 45 kV

1.2 DEFINICIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE INTERCONEXIÓN DESDE EL MÓDULO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD (MGE) HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED (PCR)

Las instalaciones de interconexión desde la salida del parque fotovoltaico al Punto de Conexión a Red consistirán en:

- Línea Subterránea de Media Tensión desde el parque FV PEÑA RUBIA hasta SET PUENTE SAN FERNANDO.
- El PCR se sitúa en el lado de 45 kV de la citada SET PUENTE SAN FERNANDO

1.3 DEFINICIÓN DE LAS BARRAS DE CENTRAL

La definición del punto eléctrico denominado Barras de Central (BC), se sitúa en 45 kV en el mismo punto que el PCR definido anteriormente.

2 DATOS DE PARTIDA

2.1 DATOS INICIALES

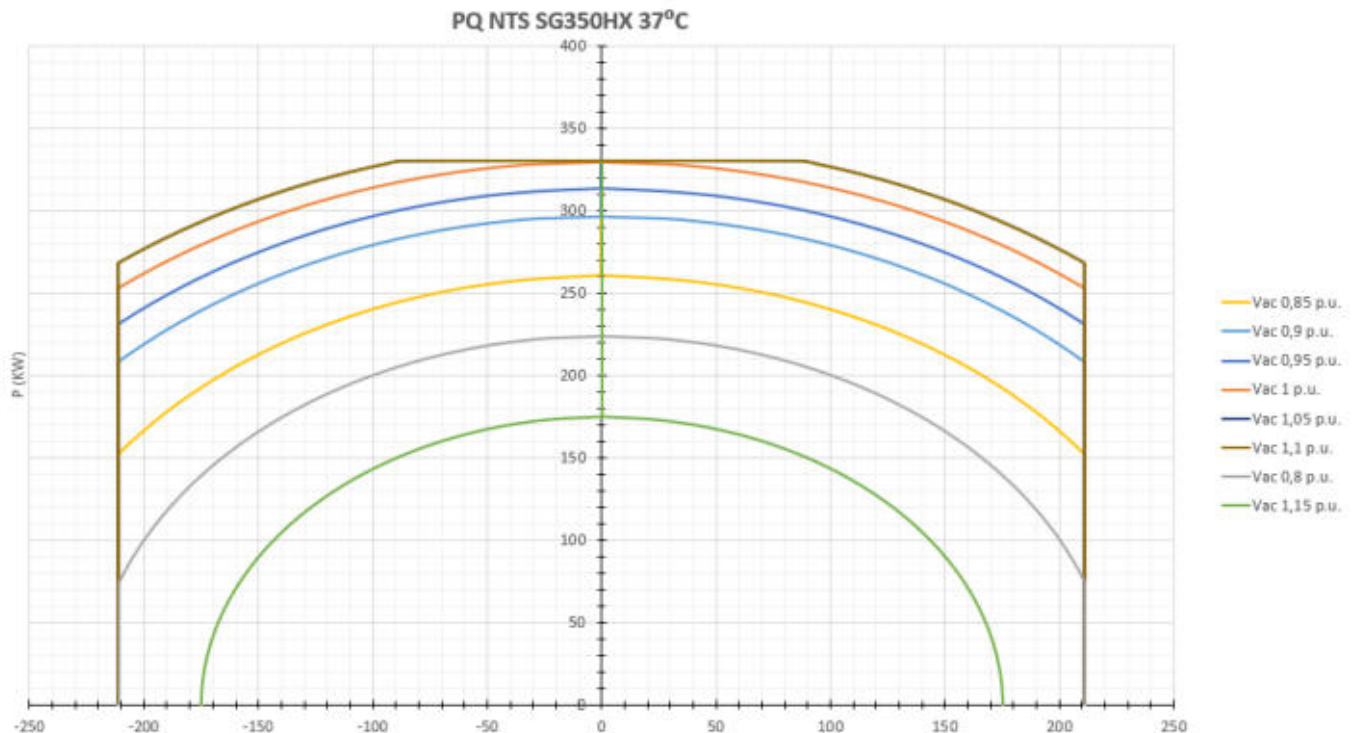
El estudio considera la red eléctrica existente como un bus Slack junto con la planta fotovoltaica en el PCR (45 kV).

El estudio considera 37°C como temperatura ambiente de operación y diseño.

2.2 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Tensión nominal:	[kV]	0.8
Tipo de compensación	[]	Inversores fotovoltaicos
Número de unidades inversoras	[]	90
Potencia aparente @35°C	[KVA]	329.6 kVA@37°C
Potencia reactiva total (inductiva/capacitiva)	[kVAr]	+/-211.2 kVAR @ 1 p.u.
Número de etapas (inductivo/capacitivo)	[]	Reajuste sintonizado
Tamaño de las etapas (inductivo/capacitivo)	[Mvar/etapa]	N/A
Curva de capacidad de potencia reactiva		Completa
Ventana MPPT (@ 1pu @ 1fdp)	[Vdc]	880 - 1300

Tabla 1 Datos principales del inversor SUNGROW SG350HX



2.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LOS BLOQUES DE POTENCIA (PCS)

Tensiones Nominales:	[kV/kV]	45/0.8/0.8
Número de unidades	[]	3
Potencia Nominal @35°C	[MVA]	9600 @40°C
Número de devanados	[2-W,3-W]	3-W
Tipo de refrigeración	ONAN	ONAN
Tipo de conexión	[]	Ynd11d11
Ucc % (HV/LV1-LV2 / HV-LV1 / HV-LV2)	[%]	10% / 9% / 9% @4.8 MVA
Pérdidas en el cobre Pk (LV1-LV2 / HV-LV1 / HV-LV2)	[kW]	64.026 / 40.957 / 40.957
Pérdidas en vacío P0	[kW]	9.6
Corriente de vacío	%	0.5
Cambiador de Etapas	tipo	NLTC
Número y tamaño de las etapas del cambiador de etapas	[+x, ± %, - y]	± 2,5 ± 5 % ± 7,5 % ± 10 %
Impedancia zero	[%]	9% / 8.1% / 8.1% @4.8 MVA
Ratio X0/R0	[]	7.43 / 10.5 / 10.5

Tabla 2 Datos principales del transformador MT @40°C 45/0.8 kV – 9600MVA (MVS3200-LV)

2.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES DE LOS BLOQUES DE POTENCIA

Tensiones Nominales:	[kV/kV]	0.8/0.4
Número de unidades	[]	3
Potencia Nominal	[kVA]	25
Número de devanados	[2-W,3-W]	2-W
Tipo de refrigeración	ONAN	ONAN
Tipo de conexión	[]	Dyn11
Impedancia de cortocircuito	[%]	3.5
Pérdidas en el cobre Pk	[kW]	0.225
Impedancia Zero de cortocircuito	[%]	3
Ratio X0/R0	[]	3.758
Pérdidas en vacío P0	[kW]	0.1
Corriente de vacío	[%]	2

Tabla 3 Datos principales del transformador de SSAA del Bloque de Potencia – 25 kVA

2.5 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE MEDIA TENSIÓN (LSMT) EN 45 KV

La siguiente Tabla muestra las principales características físicas y eléctricas del cableado de Media Tensión en 45 kV (240 mm² y 630 mm²) empleados para las simulaciones.

Cable	Valores por km			
	R(Ω /Km) / R0(Ω /Km)	X(Ω /Km) / X0(Ω /Km)	C(μ F/Km) / C0(μ F/Km)	I _{max} (A)
240 mm ² - Al – 45 kV	0.045 @20°C	0.175070	0.053	341 UG
	/ 0.18	/ 0.700281	/ 0.053	/ 367 AG
630 mm ² - Al – 45 kV	0.0469 @20°C	0.464	0.3	728 UG
	/ 0.1876	/ 1,856	/ 0.3	/ 950AG

Tabla 4 Características eléctricas del cableado subterráneo de Media tensión 45kV

2.6 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CABLEADO SUBTERRÁNEO DE BAJA TENSIÓN

Se ha realizado equivalencia del cableado de baja tensión (AC) en función del número de cables y la longitud desde el inversor hasta el embarrado, basándonos en las especificaciones que el cliente nos ha facilitado. Siendo conjuntos de 15 cables de Al 3x1x400mm² XLPE directamente enterrados con distintas longitudes. Los distinguiremos por la posición que ocupan en el unifilar. La siguiente Tabla muestra las principales características físicas y eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión Al 0,6/1 kVac (1.5 kVdc) (400 mm²) empleados para las simulaciones

Cable	Valores por km			I _{max} (A)
	R(Ω/Km) / R ₀ (Ω/Km)	X(Ω/Km) / X ₀ (Ω/Km)	C(μF/Km) / C ₀ (μF/Km)	
SPS 01-A	0,001248 @20°C	0,004905	0,838411	4830
	/	/	/	
SPS 01-B	0,004992	0,019626	0,838411	4830
	0,001399 @20°C	0,005500	0,914299	
SPS 02-A	/	/	/	4830
	0,005596	0,022001	0,914299	
SPS 02-B	0,001637 @20°C	0,006436	1,446715	4830
	/	/	/	
SPS 03-A	0,006548	0,025744	1,446715	4830
	0,001016 @20°C	0,003991	0,916426	
SPS 03-B	/	/	/	4830
	0,004062	0,015972	0,916426	
SPS 03-A	0,000799 @20°C	0,003141	0,616786	4830
	/	/	/	
SPS 03-B	0,003195	0,012563	0,616786	4830
	0,001987 @20°C	0,007811	2,064893	
SPS 03-B	/	/	/	4830
	0,007947	0,031248	2,064893	

Tabla 5 Características eléctricas del cableado subterráneo de Baja Tensión 0,6/1 kVac (1,5 kVdc)

3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

En este apartado se presentan los niveles de cortocircuito en todos los buses de la Planta Fotovoltaica hasta el Punto de Interconexión.

El cálculo se desarrolla de acuerdo al procedimiento descrito en la norma IEC 60909-0 (2016), sobre la plataforma DigSILENT.

3.1 PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL CORTOCIRCUITO

A continuación, se presentan las consideraciones para obtener las corrientes de cortocircuito. Las consideraciones que se aplican al estudio son las siguientes:

i. Escenarios del Sistema:

- a. Se consideran todos los generadores en servicio.
- b. Se consideran todas las líneas de transmisión, energizadas en ambos extremos.
- c. La topología considera todos los enmallamientos posibles.

ii. Tipos de falla a considerar:

- a. Cortocircuitos trifásicos.
- c. Cortocircuitos bifásicos a tierra
- d. Cortocircuitos monofásicos a tierra.

iii. Corrientes de cortocircuito de interés:

- a. Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k'') [ARMS].
- b. Corriente de cortocircuito pico (i_p) [A].
- c. Componente DC de la corriente de cortocircuito (i_{dc}) [A].
- d. Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción (I_b) [ARMS].
- e. Corriente de cortocircuito de régimen (I_k) [ARMS].
- f. Corriente de cortocircuito térmica equivalente (I_{th}) [ARMS].
- g. Componente de corriente continua porcentual (k_{dc}) [%].
- h. Corriente asimétrica de interrupción (I_{asy}) [ARMS].

iv. Consideraciones particulares de la norma IEC60909:

- a. Se utiliza un factor de sobretensión para cortocircuitos máximos de 1,1 (MT y AT) y de 1,05 (BT) y de 1 (MT y AT) y 0,95 (BT) para cortocircuitos mínimos.
- b. Se utiliza un tiempo de despeje de falta para criterios térmicos de 0,5 seg para AT, MT y BT AC (tiempo de apertura de la falta de 50 ms, considerando este el mínimo tiempo posible por los retrasos de los propios relés e interruptores del sistema de protección)
- c. Impedancia de la falta; R_f y $X_f = 0$ Ohms.

IEC 60909 se basa en los valores nominales y / o calculadas del punto de operación de un sistema y emplea factores de corrección para voltajes e impedancias, con objeto de implementar resultados conservadores. Asimismo, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito mínimas y máximas, se aplican diferentes factores de corrección.

3.2 UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA ALUMBRES CON INVERSOR SUNGROW SG350HX/ 90 UNIDADES

- Las curvas P/Q empleadas para cada inversor se corresponden con las facilitadas por SUNGROW.
- 90 inversores SUNGROW SG350HX / 329.6 kVA@37°C de potencia nominal cada uno. Potencia total instalada 29,664 MVA@37°C.
- El tap de los transformadores de Media Tensión (45/0.8/0.8 kV) se encuentra en la posición: 0.
- Requerimientos de potencia activa P_{max} en PCR @45 kV = 25.16 MW.

PSF PEÑA RUBIA – 25.16 MWac / ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

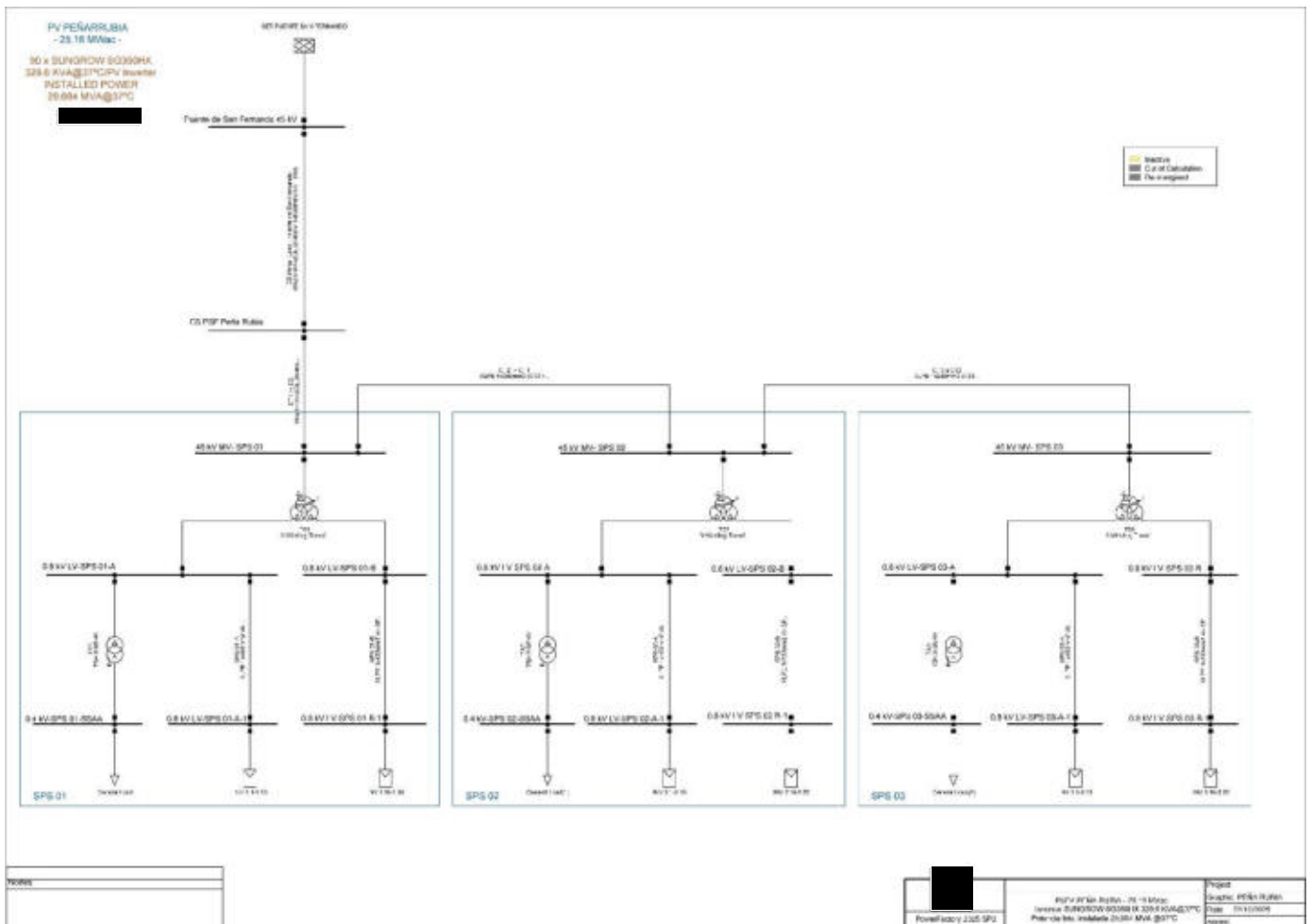


Figura 3 Unifilar PEÑA RUBIA SUNGROW SG350HX /329.6 kVA@37°C

3.3 VALORES MÁXIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (POR FASE)

A partir de los niveles de cortocircuito máximos calculados y de los datos de diseño de los equipos, se deberá verificar la capacidad de ruptura de los interruptores a emplazar en la Planta Fotovoltaica.

El cálculo de niveles de cortocircuito se ejecuta sobre las barras del sistema en estudio y no sobre cada tramo particular que se conecta a dicha barra, de manera que se obtienen solicitaciones que en muchos casos son superiores a los valores reales que se obtendrán para cada interruptor.

Los niveles de cortocircuito en barra calculados se comparan primeramente con las mínimas capacidades de ruptura de los equipos conectados a cada barra (como escenario conservador). De esta manera, si el cortocircuito máximo no excede dicha capacidad de ruptura, ningún equipo se verá sobrepasado en su capacidad de ruptura.

A continuación, se recogen las capacidades mínimas de ruptura que debieran soportar los equipos conectados a cada barra, dependiendo de la falla considerada.

En rojo se resalta el mayor valor obtenido para cada nivel de tensión y que debiera ser por ende el valor de la capacidad mínima de ruptura que debieran incorporar los equipos.

Cortocircuito trifásico máximo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	31.19	31.19	76.60
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	11.11	11.11	23.19
CENTRO INVERSORES 45 KV	10.84	10.84	22.56
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	46.36	46.36	106.77
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.28	1.28	2.52

Tabla 6 Cortocircuito Trifásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV)

Cortocircuito Bifásico a tierra máximo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 KV	28.19	28.19	69.24
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	10.12	10.12	21.11
CENTRO INVERSORES 45 KV	9.90	9.90	20.61
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	40.15	40.15	92.47
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.32	1.32	2.60

Tabla 7 Cortocircuito Bifásico a tierra Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV)

Cortocircuito monofásico máximo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 KV	9.57	9.57	23.51
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	7.89	7.89	16.46
CENTRO INVERSORES 45 KV	7.89	7.89	16.42
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	0	0	0
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.35	1.35	2.66

Tabla 8 Cortocircuito Monofásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV)

Cortocircuito Bifásico máximo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 KV	27.01	27.01	66.34
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	9.63	9.63	20.08
CENTRO INVERSORES 45 KV	9.39	9.39	19.54
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	40.15	40.15	92.47
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.11	1.11	2.18

Tabla 9 Cortocircuito Bifásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV)

3.4 VALORES MÁXIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (FALTAS A TIERRA DESEQUILIBRADAS)

En rojo se resalta el mayor valor obtenido para cada nivel de tensión y que debiera ser por ende el valor de la capacidad mínima de ruptura que debieran incorporar los equipos.

Cortocircuito Bifásico a tierra máximo

	$3 \times I_0$ [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	5.59
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	6.12
CENTRO INVERSORES 45 KV	6.20
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	0.00
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.42

Tabla 10 Cortocircuito Bifásico a tierra Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra

Cortocircuito monofásico máximo

	$3 \times I_0$ [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	9.57
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	7.89
CENTRO INVERSORES 45 KV	7.89
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	0.00
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.35

Tabla 11 Cortocircuito Monofásico Máximo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra

3.5 VALORES MÍNIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (POR FASE)

A partir de los niveles de cortocircuito máximos calculados y de los datos de diseño de los equipos, se deberá verificar la capacidad de ruptura de los interruptores a emplazar en la Planta Fotovoltaica.

El cálculo de niveles de cortocircuito se ejecuta sobre las barras del sistema en estudio y no sobre cada tramo particular que se conecta a dicha barra, de manera que se obtienen solicitudes que en muchos casos son superiores a los valores reales que se obtendrán para cada interruptor.

Los niveles de cortocircuito en barra calculados se comparan primeramente con las mínimas capacidades de ruptura de los equipos conectados a cada barra (como escenario conservador). De esta manera, si el cortocircuito máximo no excede dicha capacidad de ruptura, ningún equipo se verá sobrepasado en su capacidad de ruptura.

A continuación, se recogen las capacidades mínimas de ruptura que debieran soportar los equipos conectados a cada barra, dependiendo de la falla considerada.

En rojo se resalta el menor valor obtenido para cada nivel de tensión.

Cortocircuito trifásico mínimo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	11.29	11.29	27.88
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	6.25	6.25	12.36
CENTRO INVERSORES 45 KV	6.14	6.14	12.08
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	32.97	32.97	79.71
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	0.97	0.97	2.00

Tabla 12 Cortocircuito Trifásico Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV)

Cortocircuito Bifásico a tierra mínimo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	10.42	10.42	25.74
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	5.94	5.94	11.74
CENTRO INVERSORES 45 KV	5.90	5.90	11.61
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	28.55	28.55	69.03
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.00	1.00	2.06

Tabla 13 Cortocircuito Bifásico a tierra Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV)

Cortocircuito monofásico mínimo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	5.05	5.05	12.48
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	5.00	5.00	9.87
CENTRO INVERSORES 45 KV	5.01	5.01	9.86
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	0.00	0.00	0.00
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.02	1.02	2.11

Tabla 14 Cortocircuito Monofásico Mínimo por niveles de tensión (66 kV, 30 kV, 0,8 kV, 0,42 kV y 0,4 kV)

Cortocircuito Bifásico mínimo

	I_k'' [kA rms]	I_b [kA rms]	I_p [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	9.78	9.78	24.14
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	5.42	5.42	10.70
CENTRO INVERSORES 45 KV	5.32	5.32	10.47
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	28.55	28.55	69.03
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	0.84	0.84	1.73

Tabla 15 Cortocircuito Bifásico Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV)

3.6 VALORES MÍNIMOS DE CORRIENTE DE FALLA POR NIVEL DE TENSIÓN (FALTAS A TIERRA DESEQUILIBRADAS)

En rojo se resalta el menor valor obtenido para cada nivel de tensión.

Cortocircuito Bifásico a tierra mínimo

	3 x I ₀ [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	3.21
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	4.16
CENTRO INVERSORES 45 KV	4.23
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	0.00
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.08

Tabla 16 Cortocircuito Bifásico a tierra Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 kV y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra

Cortocircuito monofásico mínimo

	3 x I ₀ [kA rms]
SET PUENTE SAN FERNANDO 45 kV	5.05
CS PSF PEÑA RUBIA 45 KV	5.00
CENTRO INVERSORES 45 KV	5.01
CENTRO INVERSORES 0.8 KV	0.00
CENTRO INVERSORES 0.4 KV	1.02

Tabla 17 Cortocircuito Monofásico Mínimo por niveles de tensión (45 kV, 0,8 Kv y 0,4 kV) – Cortocircuito a tierra

4 CONCLUSIONES

Toda la aparamenta que forme parte de la Planta FV PEÑA RUBIA, así como la aparamenta que forme parte de la nueva posición de la SET PUENTE SAN FERNANDO 220/45 kV, debe seleccionarse de tal forma que sea capaz de soportar y en su caso despejar las corrientes de cortocircuito incluidas en este documento para cada nivel de tensión considerado.

El tiempo de despeje utilizado ($T_k=1$ seg) en el presente estudio en términos de cálculo de sollicitación térmica de cableado y embarrados debe tenerse en cuenta como tiempo máximo a utilizar para el despeje de las faltas en el interior de la planta en el correspondiente Estudio de Protecciones.

ANEXO 1: DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA PEÑA RUBIA – 25.16 MWAC

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO

PCR



Puente de San Fernando 45 kV

CS PSF Peña Rubia

CS Peña Rubia - Puente de San Fernando
RHZ1+RA+2OL 26/45KV 1x630mm² KAI H165

CT1 -> CS
+RA+2OL 26/45KV...

CT2 -> CT1
XLPE 1x240mm² (CT2->...)

CT3 a CT2
XLPE 1x240mm² (CT3->...)

45 kV MV- SPS 01

45 kV MV- SPS 02

45 kV MV- SPS 03



0.8 kV LV-SPS 01-A

0.8 kV LV-SPS 01-B

0.8 kV LV-SPS 02-A

0.8 kV LV-SPS 02-B

0.8 kV LV-SPS 03-A

0.8 kV LV-SPS 03-B

TA1
TSA 0.8/0.4V 25...

SPS 01-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 01-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

TA2
TSA 0.8/0.4V 25...

SPS 02-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 02-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

TA3
TSA 0.8/0.4V 25...

SPS 03-A
XLPE 1x400mm² Al-...

SPS 03-B
XLPE 1x400mm² Al-SP...

0.4 kV-SPS 01-SSAA

0.8 kV LV-SPS 01-A-1

0.8 kV LV-SPS 01-B-1

0.4 kV-SPS 02-SSAA

0.8 kV LV-SPS 02-A-1

0.8 kV LV-SPS 02-B-1

0.4 kV-SPS 03-SSAA

0.8 kV LV-SPS 03-A-1

0.8 kV LV-SPS 03-B-1

SPS 01

General Load

INV 1.1-1.15

INV 1.16-1.30

SPS 02

General Load(1)

INV 2.1-2.15

INV 2.16-2.30

SPS 03

General Load(2)

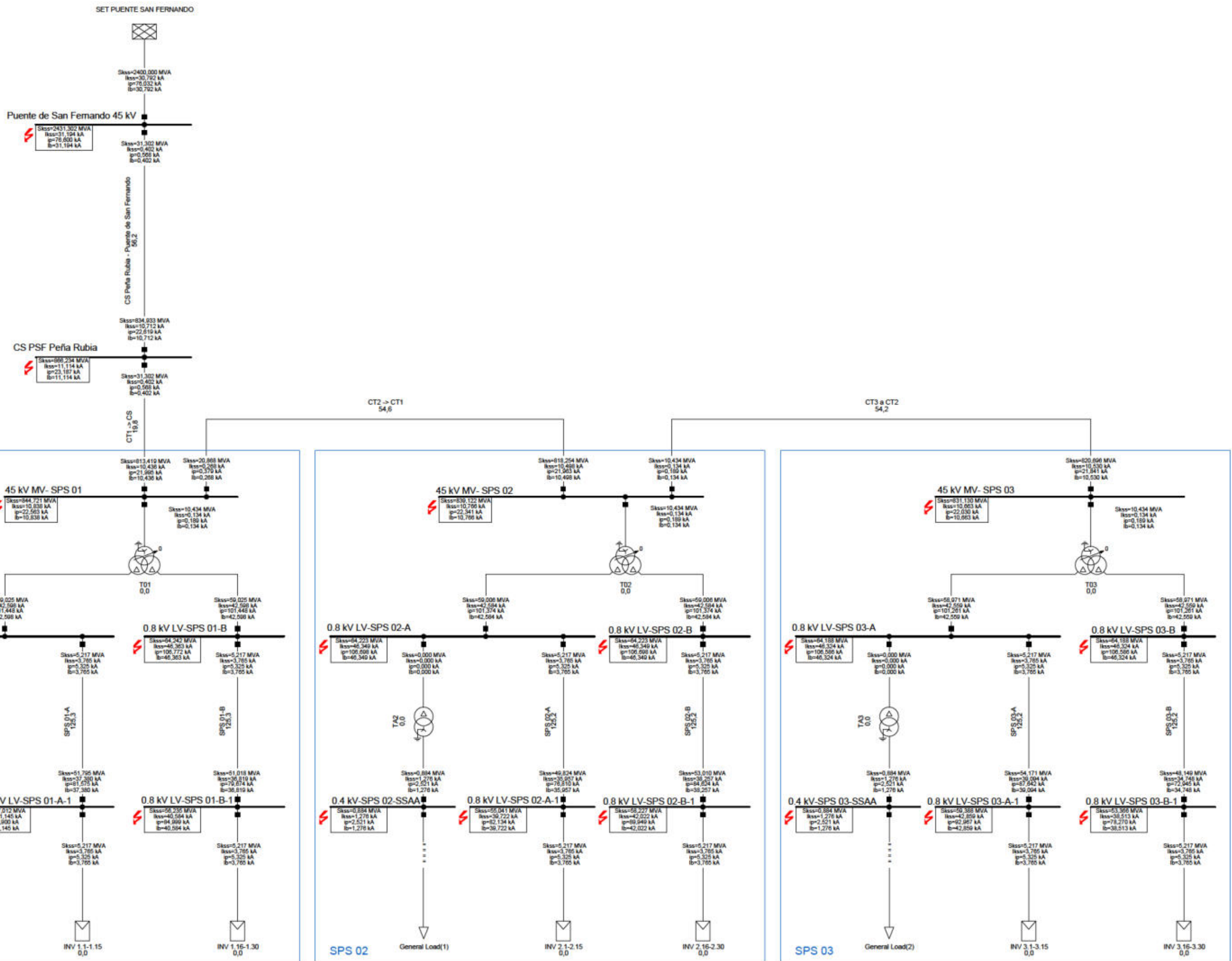
INV 3.1-3.15

INV 3.16-3.30

ANEXO 2: CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C



	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 24/10/2025 Annex:
	PowerFactory 2025 SP2	

ANEXO 3: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA MÁXIMO

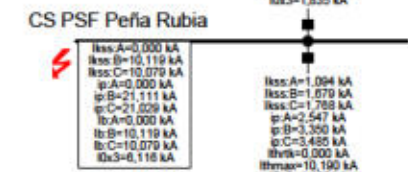
90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO



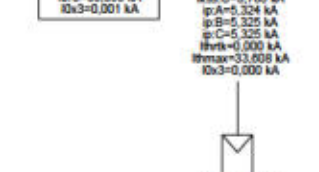
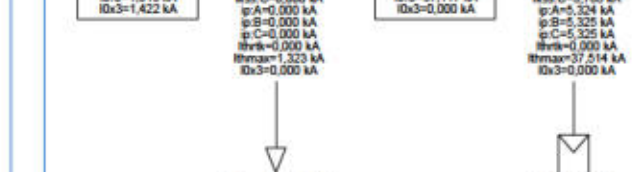
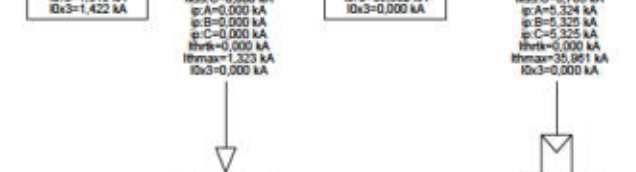
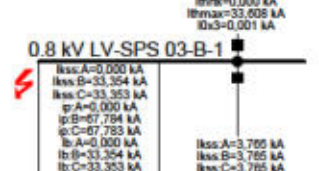
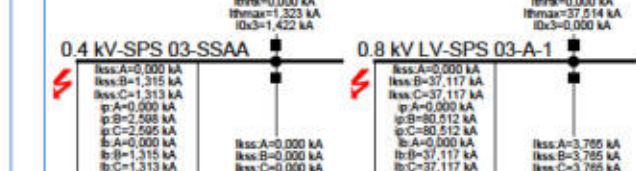
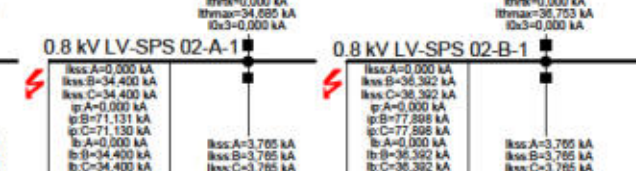
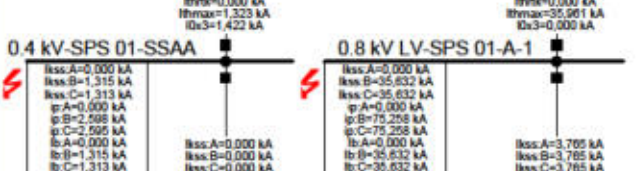
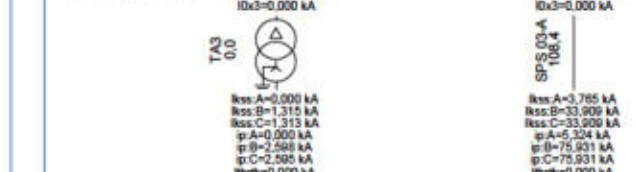
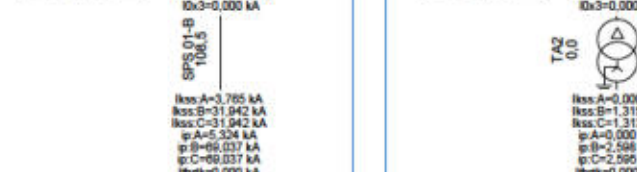
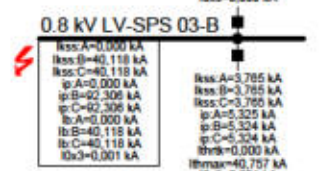
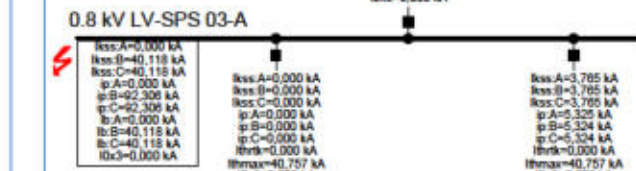
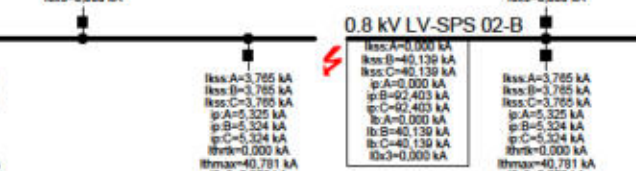
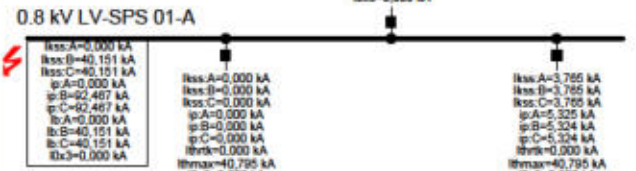
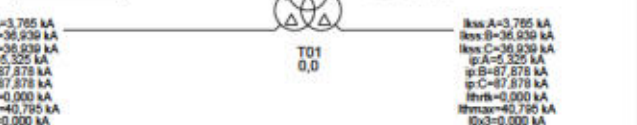
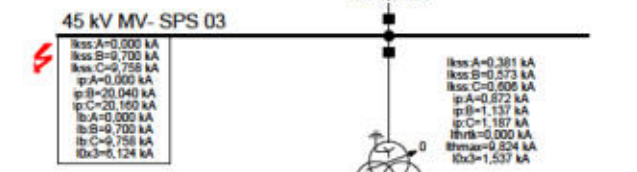
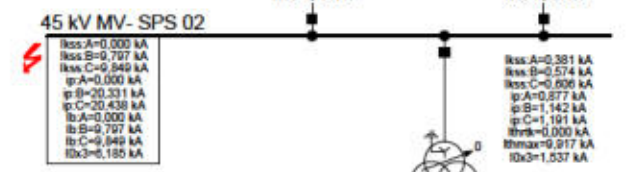
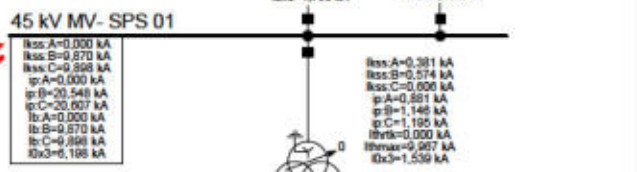
línea Rubia - Puente de San Fernando

50,8



CT2 -> CT1
49,8

CT3 a CT2
49,6



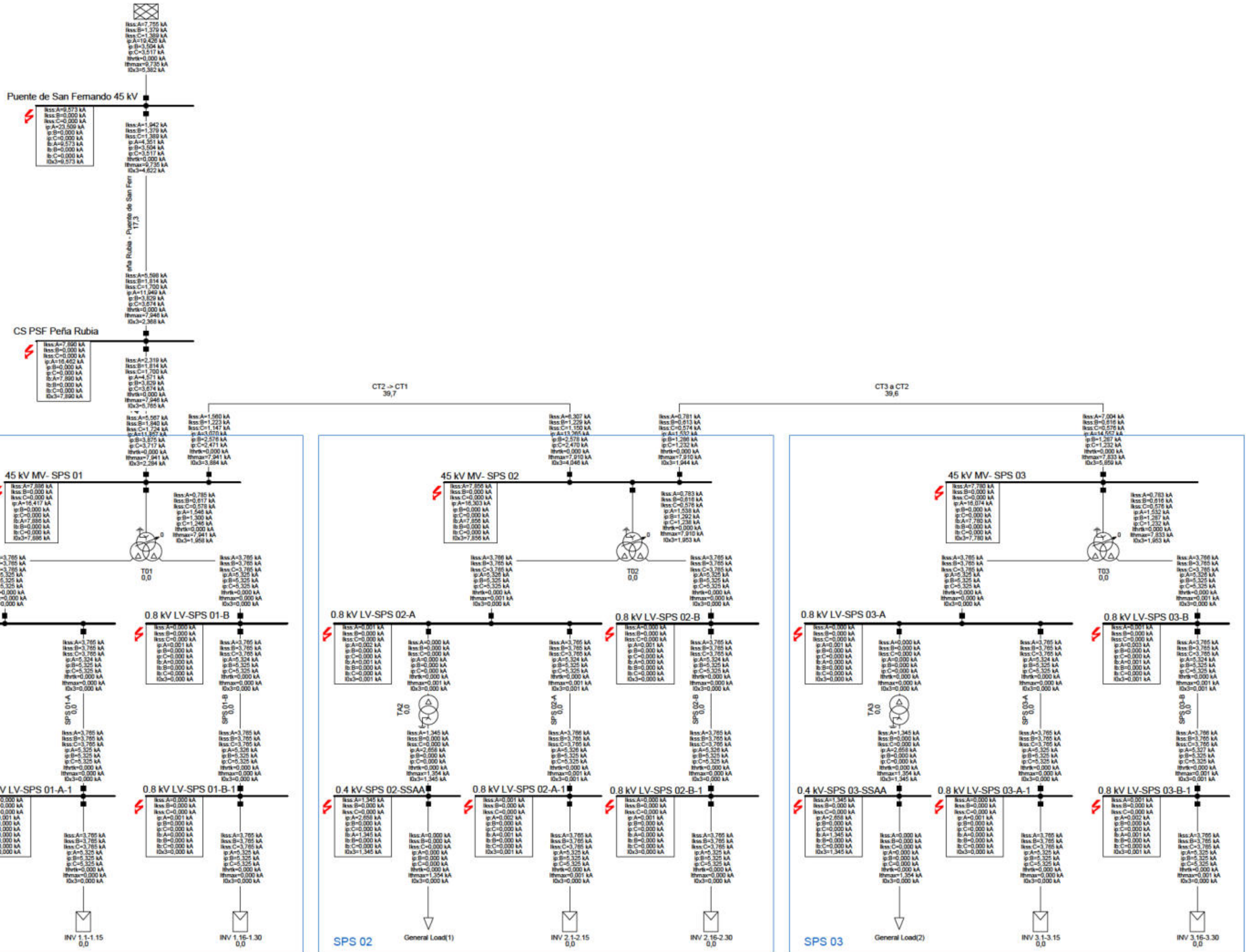
SPS 01 General Load INV 1-1-15 0,0 INV 1-16-1-30 0,0

SPS 02 General Load(1) INV 2-1-2-15 0,0 INV 2-16-2-30 0,0

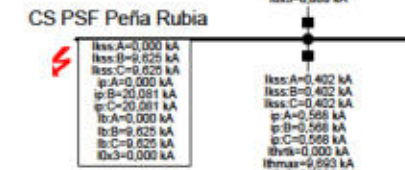
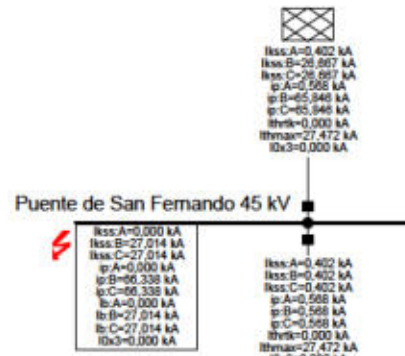
SPS 03 General Load(2) INV 3-1-3-15 0,0 INV 3-16-3-30 0,0

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 24/10/2025
		Annex:

ANEXO 4: CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA MÁXIMO

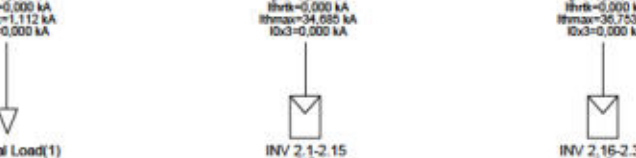
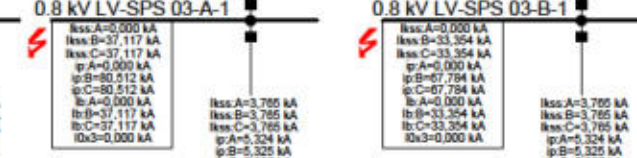
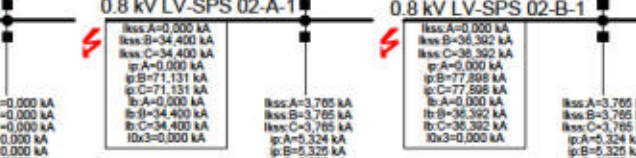
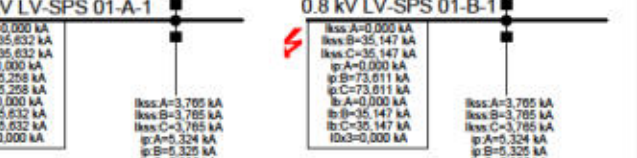
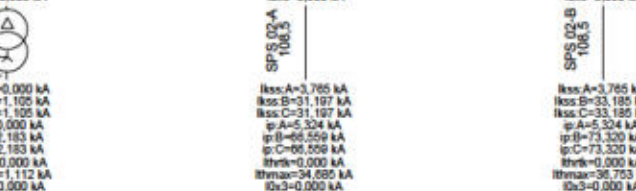
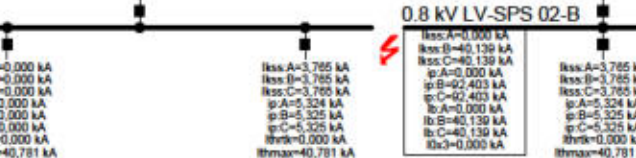
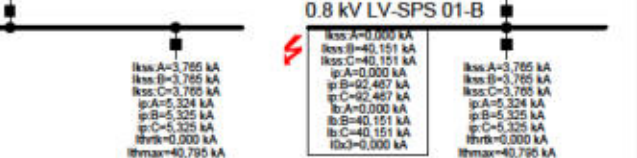
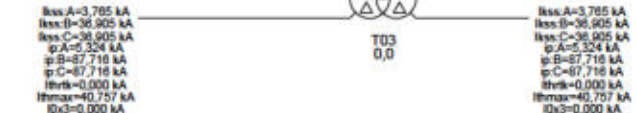
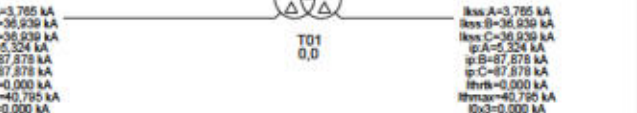
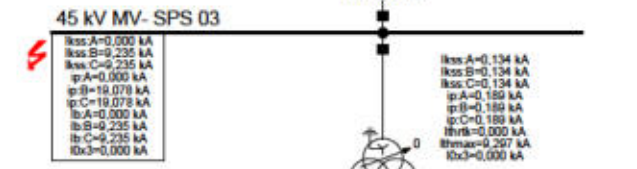
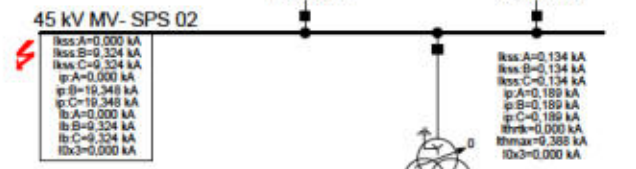
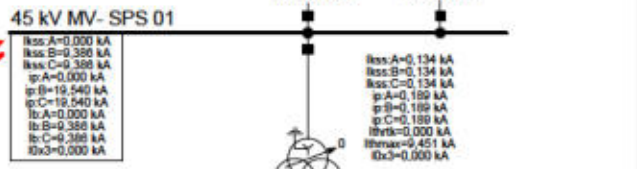


ANEXO 5: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO MÁXIMO



CT2 -> CT1
47,3

CT3 a CT2
46,9



SPS 01

SPS 02

SPS 03

General Load

General Load(1)

General Load(2)

INV 1.1-1.15
0,0

INV 2.1-2.15
0,0

INV 3.1-3.15
0,0

INV 1.16-1.30
0,0

INV 2.16-2.30
0,0

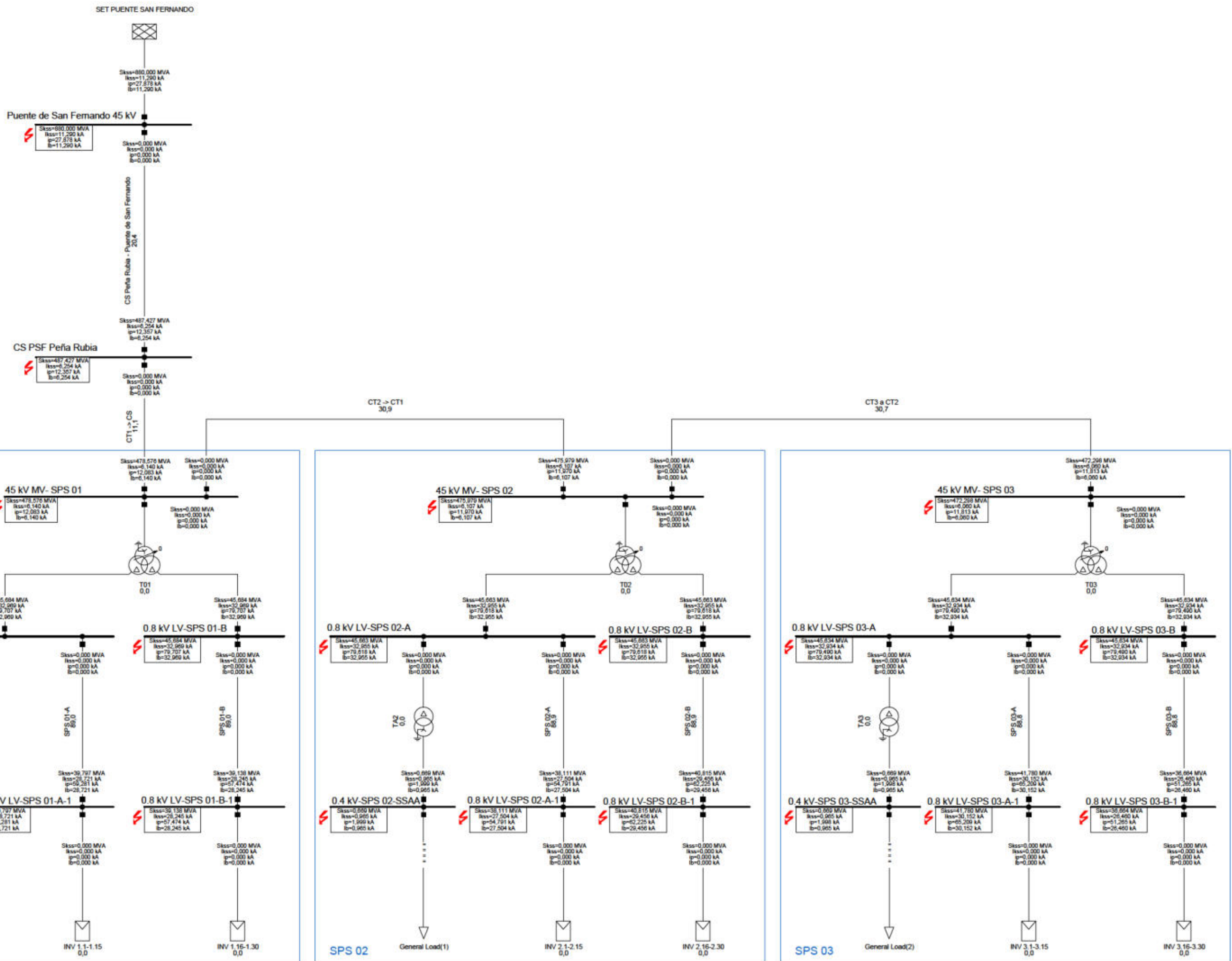
INV 3.16-3.30
0,0

PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project:
		Graphic: PEÑA RUBIA
		Date: 24/10/2025
		Annex:

ANEXO 6: CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO

PV PEÑARRUBIA
- 25,16 MWac -

90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

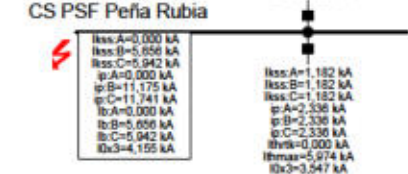
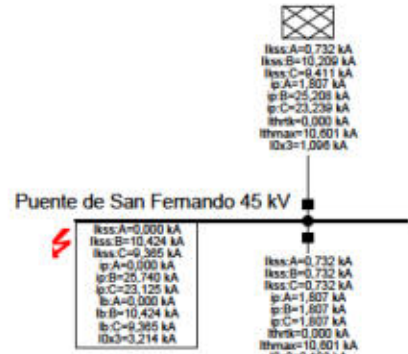


 PowerFactory 2025 SP2	PSFV PEÑA RUBIA - 25,16 MWac Inversor SUNGROW SG350HX 329.6 KVA@37°C Potencia total instalada 29,664 MVA @37°C	Project: Graphic: PEÑA RUBIA Date: 24/10/2025 Annex:

ANEXO 7: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO A TIERRA MÍNIMO

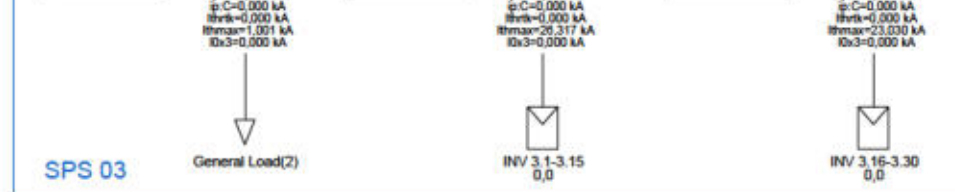
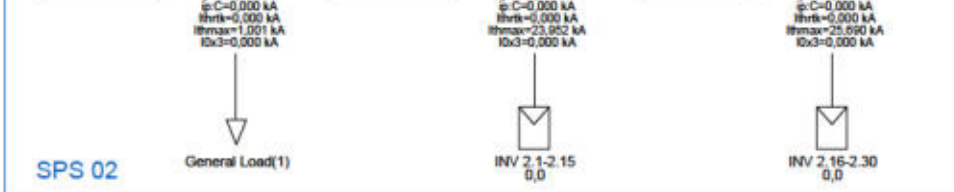
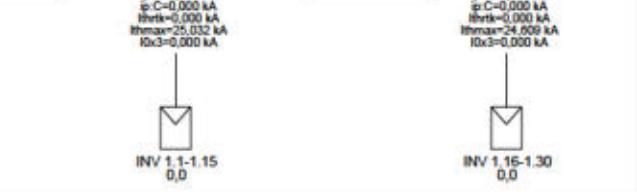
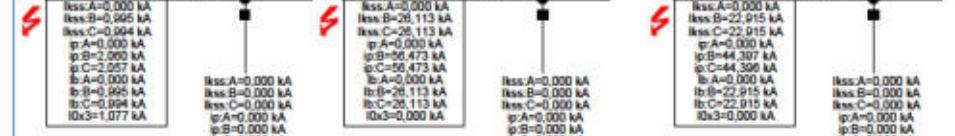
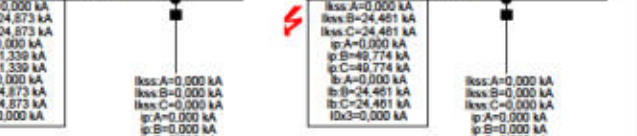
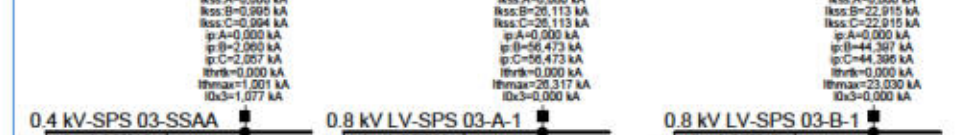
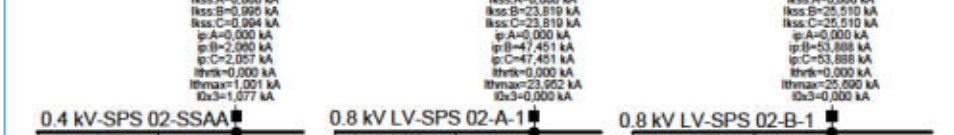
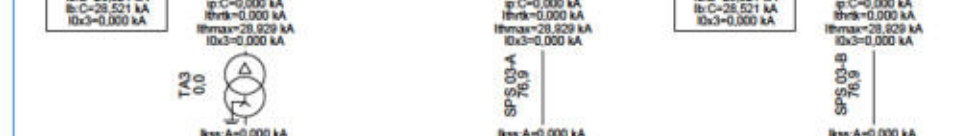
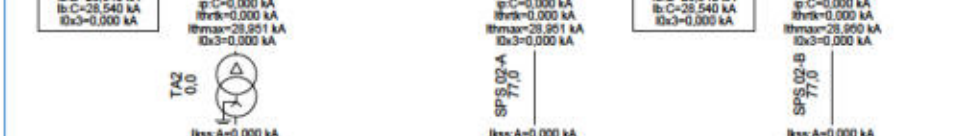
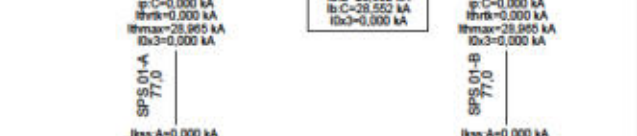
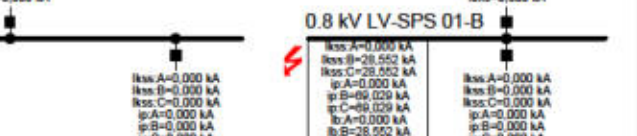
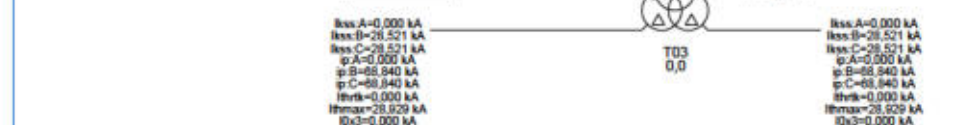
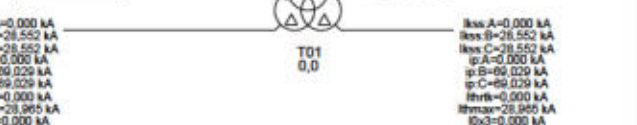
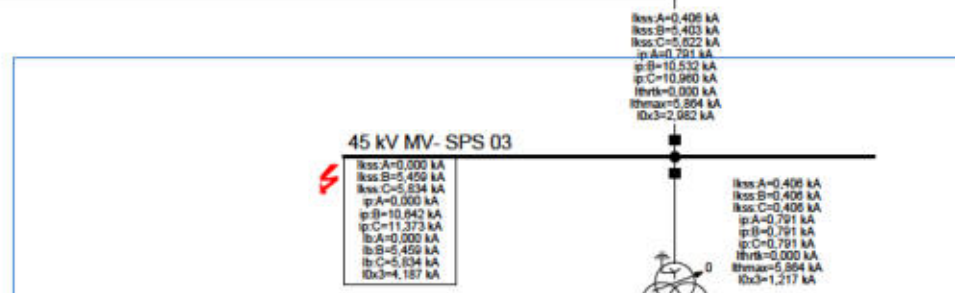
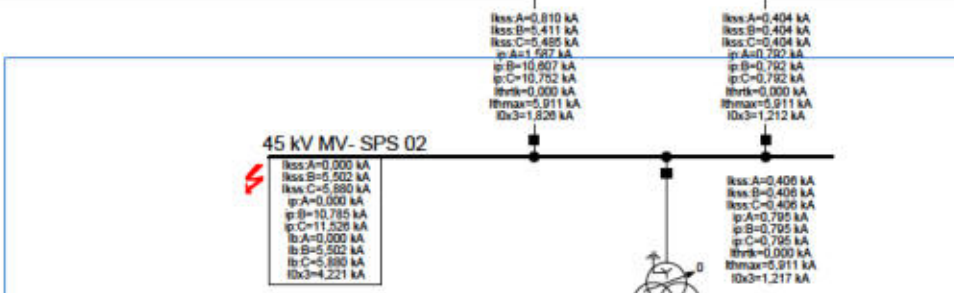
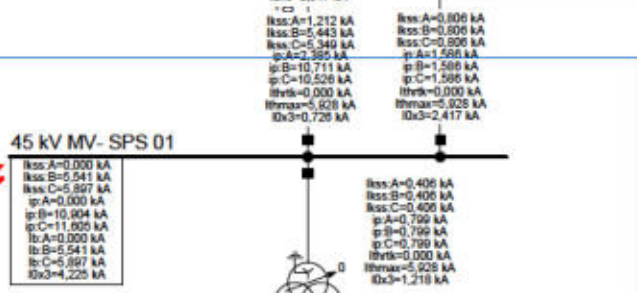
90 x SUNGROW SG350HX
329.6 KVA@37°C/PV Inverter
INSTALLED POWER
29,664 MVA@37°C

SET PUENTE SAN FERNANDO



CT2 -> CT1
29,6

CT3 a CT2
29,6



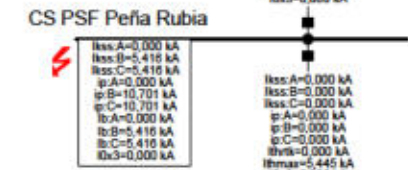
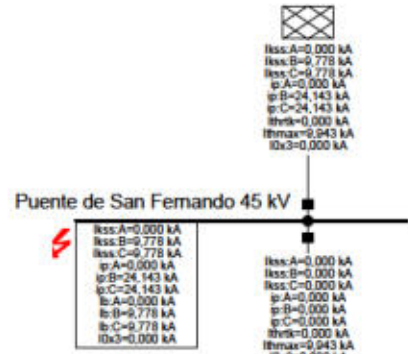
SPS 01

SPS 02

SPS 03

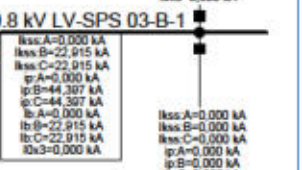
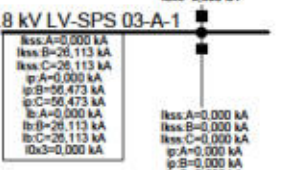
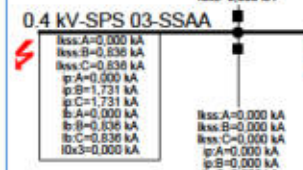
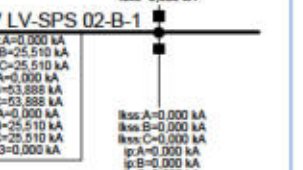
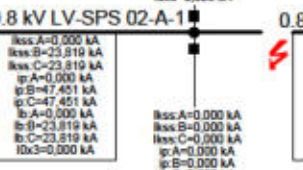
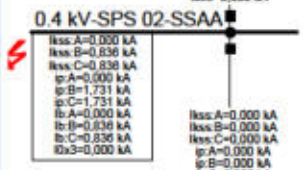
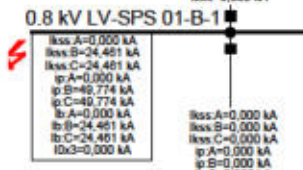
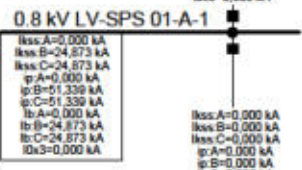
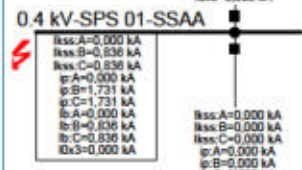
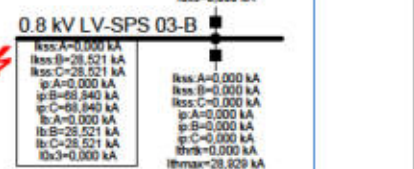
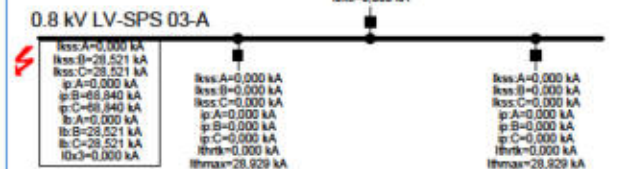
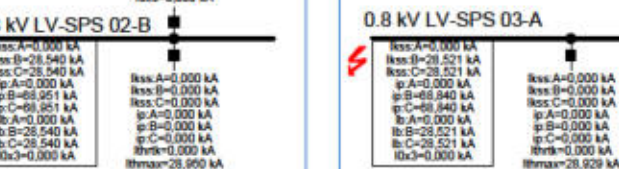
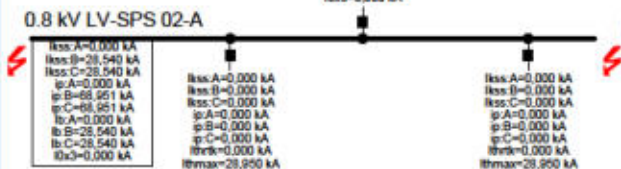
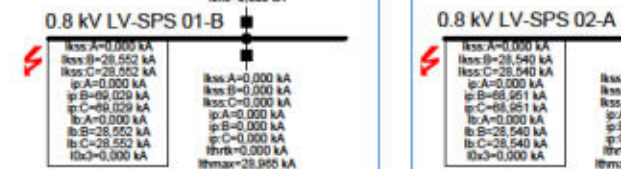
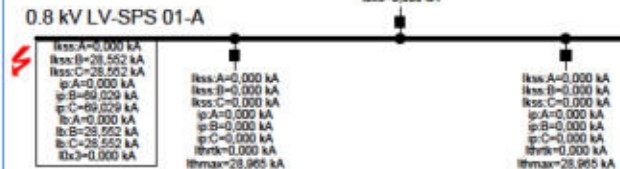
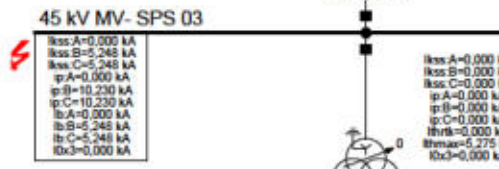
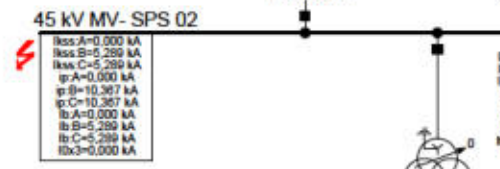
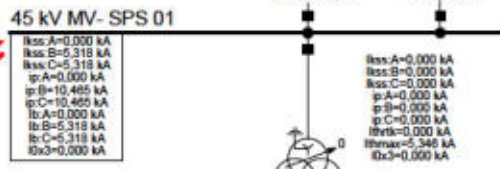
ANEXO 8: CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO A TIERRA MÍNIMO

ANEXO 9: CORTOCIRCUITO BIFÁSICO MÍNIMO



CT2 -> CT1
26,7

CT3 a CT2
26,6



SPS 01 General Load INV 1.1-1.15 0,0 INV 1.16-1.30 0,0

SPS 02 General Load(1) INV 2.1-1.15 0,0 INV 2.16-2.30 0,0

SPS 03 General Load(2) INV 3.1-1.15 0,0 INV 3.16-3.30 0,0

ANEXO 8.

MEMORIA DE CÁLCULO PROTECCIÓN FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Memoria de Cálculo Protección Frente a Descargas Atmosféricas

PSF PEÑA RUBIA
(max. 25,16 MWac)

MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE MADRID

Ingeniería:

Propietario:

CONTROL DE CALIDAD							
DOCUMENTO	Memoria de Cálculo Protección frente a Descargas Atmosféricas						
PROYECTO	PSF PEÑA RUBIA						
CÓDIGO	PR-PV-32PTO-0200						
REVISIÓN		01					
AUTOR	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
VERIFICACIÓN	AUTOR						
	FECHA	25/11/2025					
DESTINATARIO							
NOTAS							

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	OBJETO	6
2	SEGURIDAD FRENTE AL RIESGO CAUSADO POR LA ACCIÓN DEL RAYO / DOCUMENTO BÁSICO SU SEGURIDAD DE UTILIZACIÓN – SECCIÓN SU 8	7
2.1	Introducción.....	7
2.2	Procedimiento de verificación	7
2.3	Frecuencia esperada de impactos.....	7
2.4	Frecuencia esperada de impactos.....	8
2.5	Resultados y conclusiones	9
3	VERIFICACIÓN DE RIESGO DE TORMENTAS ELÉCTRICAS SEGÚN IEC 62305-2	10
3.1	Introducción.....	10
3.2	Riesgos tolerables	11
3.3	Características de la instalación	11
3.3.1	Dimensiones de la estructura	11
3.3.2	Características de la estructura	12
3.3.3	Influencias ambientales.....	13
3.3.4	Líneas Eléctricas	13
3.3.5	Otros servicios aéreos.....	13
3.3.6	Otros servicios enterrados.....	14
3.3.7	Medidas de protección	15
3.3.8	Pérdida de vidas humanas.....	16
3.3.9	Pérdidas de servicios esenciales	17
3.3.10	Pérdidas de patrimonio cultural.....	17
3.3.11	Pérdidas económicas	18
3.4	Resultados del área colectora.....	19
3.4.1	Área colectora por impactos directos a la estructura: A_d (m ²).....	19
3.4.2	Número medio de impactos directos a la estructura por año: N_D (impactos/año).....	19
3.4.3	Área colectora por sobretensiones inducidas por impactos indirectos: A_m (m ²).....	19
3.4.4	Número medio de impactos directos a tierra o a objetos cercanos a la estructura que inducen sobretensiones por año: N_M (impactos/año).....	19
3.4.5	Área colectora de las líneas aéreas a impactos directos: A_{c1} (m ²)	20
3.4.6	Número medio de impactos directos a líneas aéreas por año: N_{L1} (impactos/año)	20
3.4.7	Área colectora de línea eléctricas aéreas a impactos indirectos: A_{I1} (m ²).....	20
3.4.8	Número medio de impactos a la tierra cercana a líneas aéreas por año: N_{I1} (impactos/año)	20
3.4.9	Área colectora de líneas enterradas a impactos directos: A_{c2} (m ²)	21
3.4.10	Número medio de impactos directos a líneas enterradas por año: N_{L2} (impactos/año)	21

3.4.11	Área colectora de líneas enterradas a impactos indirectos: A_{I2} (m ²).....	21
3.4.12	Número medio de impactos a la tierra cercana a líneas enterradas por año: N_{I2} (impactos/año).....	21
3.5	Riesgos tipo 1 – pérdidas de vidas humanas	22
3.5.1	Riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas causadas por un impacto directo en la estructura R_{A1}	22
3.5.2	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo en la estructura R_{B1}	22
3.5.3	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto directo en la estructura R_{C1}	22
3.5.4	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto indirecto en la estructura R_{M1}	22
3.5.5	Riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas causadas por un impacto directo en las líneas de servicio R_{U1}	22
3.5.6	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo a las líneas de servicio R_{V1}	22
3.5.7	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas de servicio R_{W1}	23
3.5.8	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas de servicio R_{Z1}	23
3.6	Riesgos tipo 2 – pérdidas de servicios esenciales	23
3.6.1	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo en la estructura R_{B2}	23
3.6.2	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto directo en la estructura R_{C2}	23
3.6.3	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto indirecto en la estructura R_{M2}	23
3.6.4	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo a las líneas de servicio R_{V2}	23
3.6.5	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas de servicio R_{W2}	23
3.6.6	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas de servicio R_{Z2}	24
3.7	Riesgos tipo 3 – pérdidas de patrimonio cultural	24
3.7.1	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo en la estructura R_{B3}	24
3.7.2	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo a las líneas de servicio R_{V3}	24
3.8	Riesgos tipo 4 – pérdidas económicas.....	24
3.8.1	Riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas causadas por un impacto directo en la estructura R_{A4}	24
3.8.2	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo en la estructura R_{B4}	24
3.8.3	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto directo en la estructura R_{C4}	24

3.8.4	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto indirecto en la estructura R_{M4}	24
3.8.5	Riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas causadas por un impacto directo en las líneas de servicio R_{U4}	25
3.8.6	Riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o químicos causadas por un impacto directo a las líneas de servicio R_{V4}	25
3.8.7	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas de servicio R_{W4}	25
3.8.8	Riesgo de fallo de equipos eléctricos/electrónicos debida a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas de servicio R_{Z4}	25
3.9	Evaluación de la necesidad de protección	25
4	<u>VERIFICACIÓN DE RIESGO DE TORMENTAS UTILIZANDO EL SOFTWARE DEHNSUPPORT TOOLBOX VERSION 3.26026</u>	
4.1	Introducción.....	26
4.2	Riesgos tolerables	27
4.3	Características de la instalación	27
4.3.1	Dimensiones de la estructura	27
4.4	Evaluación de la necesidad de protección	27
5	<u>CONCLUSIONES</u>	28

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO 1	Resultados del cálculo realizado con el software IEC Risk Assessment Calculator versión 3.0.3
ANEXO 2	Resultados del cálculo realizado con el software DEHNSupport Toolbox versión 3.260

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Coeficiente C_1	8
Tabla 2 Coeficiente C_2	9
Tabla 3 Coeficiente C_3	9
Tabla 4 Coeficiente C_4	9
Tabla 5 Coeficiente C_5	9
Tabla 6 Características de la estructura	12
Tabla 7 Influencias ambientales	13
Tabla 8 Otros servicios enterrados.....	14
Tabla 9 Medidas de protección	15
Tabla 10 Pérdidas de vidas humanas.....	16
Tabla 11 Pérdidas de servicios esenciales.....	17
Tabla 12 Pérdidas de patrimonio cultural	17
Tabla 13 Pérdidas económicas	18
Tabla 14 Riesgos calculados	25
Tabla 15 Riesgos calculados	27

LISTADO DE IMÁGENES

Imagen 1 Mapa de densidad de impactos sobre el terreno en España.....	8
Imagen 2 Área de captación considerada	10
Imagen 3 Área de captación considerada	26
Imagen 4 Conexionado de los módulos (ejemplo 1).....	29
Imagen 5 Conexionado de los módulos (ejemplo 2).....	29
Imagen 6 Conexionado de los módulos (ejemplo 3).....	29

1 OBJETO

El objeto de este documento es el cálculo de protección frente a descargas atmosféricas de la Planta Fotovoltaica PEÑA RUBIA, de 25,16 MWac de potencia nominal, situada en el término municipal de Mejorada del Campo, Comunidad de Madrid, España.

La mayor parte de la superficie del proyecto estará ocupada por el generador fotovoltaico, disponiéndose viales de acceso a las estaciones de transformación y de elevación de tensión distribuidas por la central. En el perímetro se dispondrá un vallado.

La actividad desarrollada por la planta será la generación de energía eléctrica empleando como fuente de energía primaria la energía solar incidente sobre una superficie de paneles fotovoltaicos, dispuestos de forma que maximicen la captación de energía solar y se optimice la energía generada en la totalidad de la planta.

La valoración de riesgo es una medida empírica, la cual estima en forma razonable, la probabilidad de incidencia de un rayo directo sobre una estructura tomando en cuenta la complejidad del fenómeno del rayo.

En general se evalúa estimando y comparando dos índices: el riesgo admisible y la frecuencia esperada de recibir impactos directos de rayo. El primero depende del valor de lo que se pretende proteger. El segundo depende de la región en la que se ubica la planta fotovoltaica.

Se realiza el cálculo en base a:

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico SU Seguridad de Utilización. Sección SU 8. Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo.
- La norma IEC 62305-2 (2004) utilizando el software IEC Risk Assessment Calculator: Version 3.0.3.
- La norma IEC 62305-2 (2010-12) utilizando el software DEHNsupport Toolbox versión 3.260 basado en la citada norma.

2 SEGURIDAD FRENTE AL RIESGO CAUSADO POR LA ACCIÓN DEL RAYO / DOCUMENTO BÁSICO SU SEGURIDAD DE UTILIZACIÓN – SECCIÓN SU 8

2.1 INTRODUCCIÓN

Los edificios de transformación se comprobarán siguiendo el procedimiento estipulado en el Código Técnico de la Edificación, Documento Básico DB-SU, Seguridad de Utilización, Sección SU 8, Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo.

2.2 PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN

Será necesaria la instalación de un sistema de protección contra el rayo cuando la frecuencia esperada de impactos N_e sea mayor que el riesgo admisible N_a .

2.3 FRECUENCIA ESPERADA DE IMPACTOS

La frecuencia esperada de impactos, N_e , puede determinarse mediante la expresión

$$N_e = N_g A_e C_1 10^{-6}$$

Donde:

N_g = densidad de impactos sobre el terreno (n° impactos/año km^2), N_g en este caso es de 2,5, obtenida según la figura:

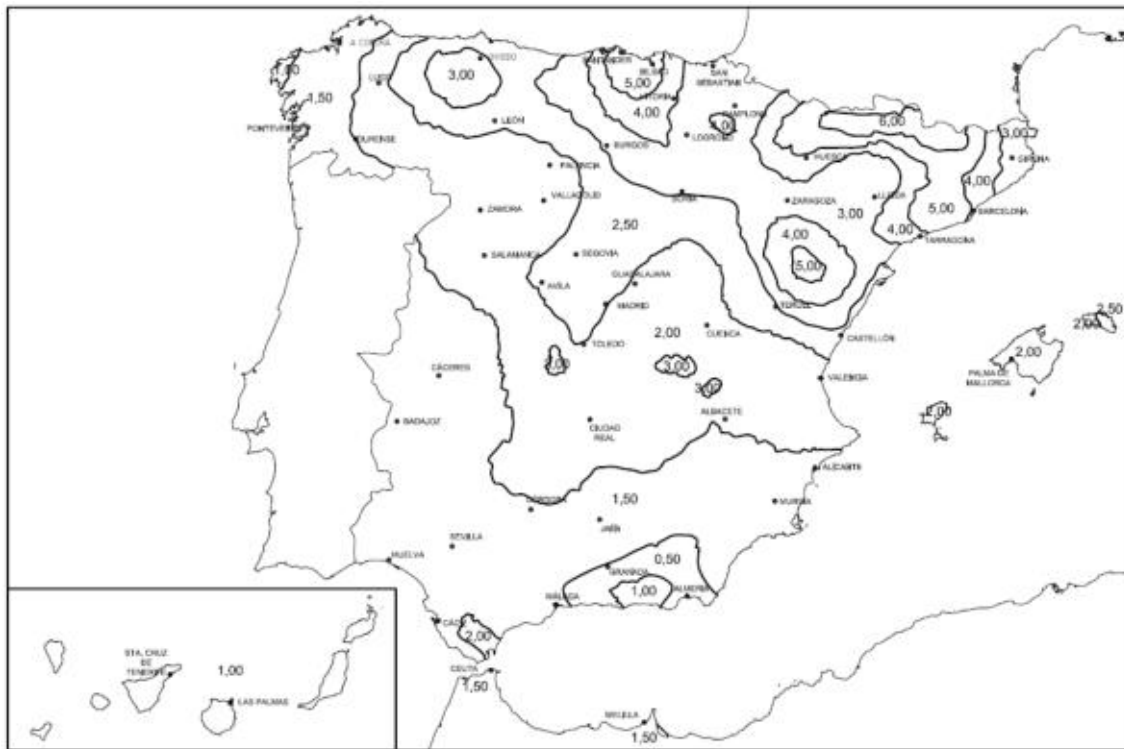


Imagen 1 Mapa de densidad de impactos sobre el terreno en España

A_e : superficie de captura equivalente del edificio aislado en m^2 , que es la delimitada por una línea trazada a una distancia $3H$ de cada uno de los puntos del perímetro del edificio, siendo H la altura del edificio en el punto del perímetro considerado. En este caso se considera un área de $10 \times 6 \text{ m}$ y 4 m de altura para cada centro de transformación (esta área y altura es algo mayor que la de los edificios) como área de captura por lo que $A_e = 1020 \text{ m}^2$.

C_1 : coeficiente relacionado con el entorno, $C_1 = 1$ en nuestro caso al estar la planta aislada, según la tabla:

Situación del edificio	C_1
Próximo a otros edificios o árboles de la misma altura o más altos	0,5
Rodeado de edificios más bajos	0,75
Aislado	1
Aislado sobre una colina o promontorio	2

Tabla 1 Coeficiente C_1

Por tanto, en este caso se obtiene:

$$N_e = 2,5 \cdot 1020 \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 0,00255$$

2.4 FRECUENCIA ESPERADA DE IMPACTOS

El riesgo admisible N_a puede determinarse con la siguiente expresión:

$$N_a = \frac{5,5}{C_2 C_3 C_4 C_5} 10^{-3}$$

Donde:

C₂: Coeficiente en función del tipo de construcción, C₂ = 1 en este caso al ser las estructuras metálicas o de hormigón y ser el hormigón lo más desfavorable, según la tabla:

	Cubierta metálica	Cubierta de hormigón	Cubierta de madera
Estructura metálica	0,5	1	2
Estructura de hormigón	1	1	2,5
Estructura de madera	2	2,5	3

Tabla 2 Coeficiente C₂

C₃: Coeficiente en función del contenido del edificio, C₃ = 1 en este caso al no haber contenido inflamable en el edificio que por otro lado es de escaso tamaño, no tiene ocupación (por lo que en caso de incendio no supondría un riesgo para las personas) ni tampoco supone riesgo en caso de incendio para otros establecimientos industriales, según la tabla:

Edificio con contenido inflamable	3
Otros contenidos	1

Tabla 3 Coeficiente C₃

C₄: Coeficiente en función del uso del edificio, C₄ = 0,5 en nuestro caso al no haber presencia de personal habitualmente, especialmente en caso de tormenta, según la tabla:

Edificios no ocupados normalmente	0,5
Usos Pública Concurrencia, Sanitario, Comercial, Docente	3
Resto de edificios	1

Tabla 4 Coeficiente C₄

C₅: Coeficiente en función de la necesidad de continuidad de las actividades que se desarrollan en el edificio, C₅ = 1 en nuestro caso al no ser un servicio imprescindible (una planta fotovoltaica no es un servicio imprescindible ya que cuando hay nubes o es de noche tampoco produce energía y su posible falta de servicio no afectaría a los usuarios de la red eléctrica) ni un rayo impactando en el centro de transformación puede ocasionar un impacto ambiental grave, según la tabla:

Edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible (hospitales, bomberos, ...) o pueda ocasionar un impacto ambiental grave	5
Resto de edificios	1

Tabla 5 Coeficiente C₅

Por tanto, en este caso se obtiene:

$$N_a = (5,5 / (1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 1)) \cdot 10^{-3} = 0,011$$

2.5 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Para el presente proyecto, al ser $N_g = 0,00255 < N_a = 0,011$ no es necesaria la instalación de un sistema de protección contra el rayo según el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico SU Seguridad de Utilización. Sección SU 8. Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo.

3 VERIFICACIÓN DE RIESGO DE TORMENTAS ELÉCTRICAS SEGÚN IEC 62305-2

3.1 INTRODUCCIÓN

Los paneles fotovoltaicos y las estructuras que los sustentan cubren áreas enormes en este tipo de plantas. Se considerará el área de mayor superficie de la planta en la que no exista separación de tres veces la altura de la estructura, en este caso la altura de la estructura fotovoltaica, como por ejemplo los caminos divisorios.

En el caso de la planta de PEÑA RUBIA el mayor área sería la situada en el centro de la mitad sur, abarcado parte de los subcampos PV-01 y PV-02, como puede verse en la siguiente imagen:

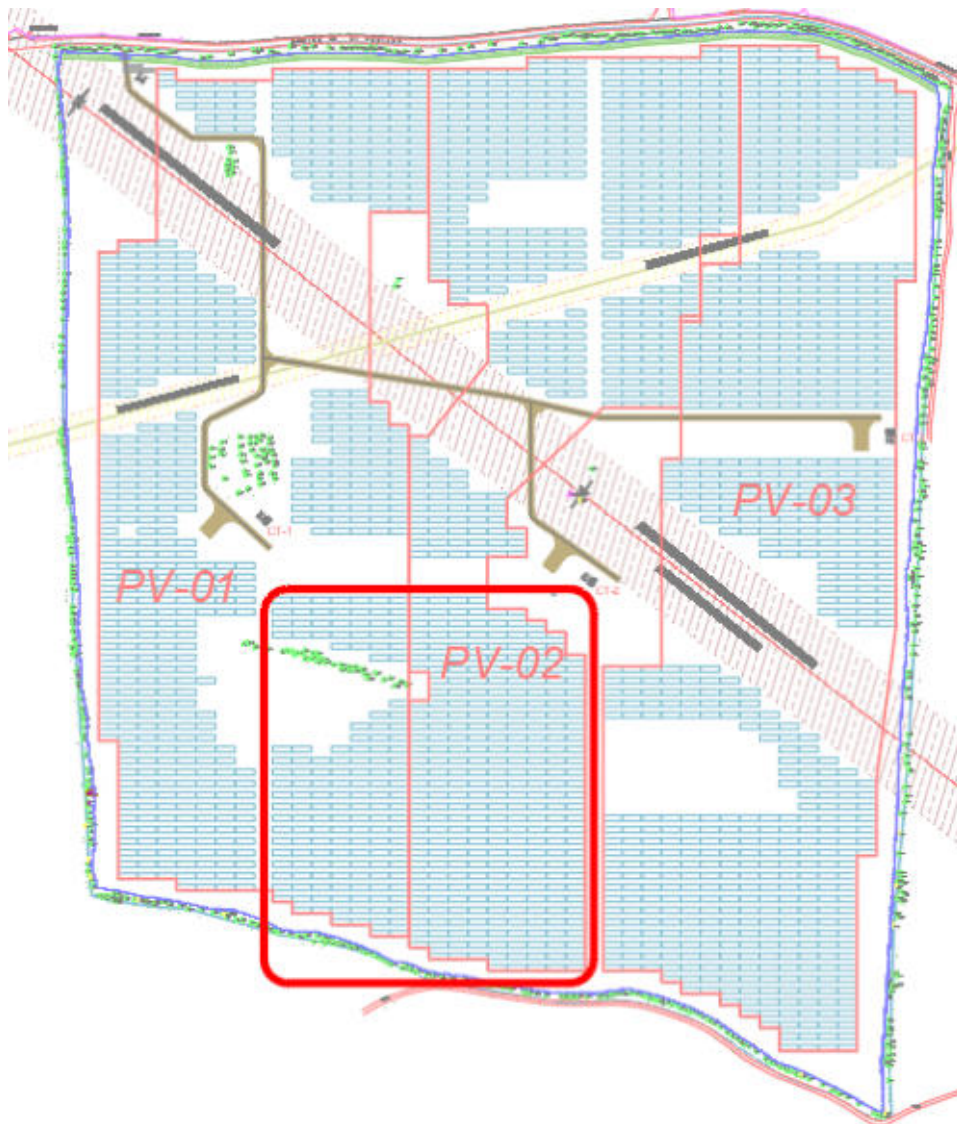


Imagen 2 Área de captación considerada

Dicha zona tiene un área de aproximadamente 5,78 hectáreas.

Es por ello que se considerará un área de captación de 245 x 245 metros (unas 6 hectáreas) y una altura de 4 metros para los cálculos a realizar según la norma IEC 62305-2 (2004) utilizando el software IEC Risk Assessment Calculator: Version 3.0.3.

3.2 RIESGOS TOLERABLES

Se consideran los siguientes valores de riesgos tolerables (RT) tomados de la norma IEC-62305-2:

- Pérdidas de vidas humanas: $R_1 = 10^{-5}$ (año⁻¹)
- Pérdidas de servicios públicos: $R_2 = 10^{-3}$ (año⁻¹)
- Pérdidas de patrimonio cultural: $R_3 = 10^{-3}$ (año⁻¹)
- Pérdidas económicas: $R_4 = 10^{-3}$ (año⁻¹)

3.3 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

3.3.1 DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA

- Longitud de la estructura: $L = 245$ m
- Anchura de la estructura: $W = 245$ m
- Altura: $H = 4$ m
- Punto más alto: $H_p = 6$ m

Se considera como estructura de cálculo el área ocupada por módulos detallada anteriormente. La altura máxima considerada es la de la estación meteorológica de la planta.

3.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA

- Riesgo de incendios y daños físicos: Riesgo bajo; $R_f = 0,001$
- Eficacia del apantallamiento: Buena, estructura metálica; $K_{s1} = 0,0001$
- Tipo de cableado interno: Sin apantallado; $K_{s3} = 1$

STRUCTURAL ATTRIBUTES		
r_f	Probability that a dangerous discharge will initiate a fire, explosion, mechanical destruction or chemical release. <i>IEC 61662 Ed 2, Page 28, Table B.7.</i>	High risk of mechanical and thermal effects. High or significant risk of fire or mechanical damage, roof of combustible material e.g. thatched roof - 10^{-1} Ordinary risk of mechanical and thermal effects. Significant use of combustible building material, e.g. timber frame; or risk of mechanical damage, e.g. significant masonry dislodged - 10^{-2} Low risk of mechanical and thermal effects (e.g. modern reinforced concrete building) - 10^{-3} None - No risk of mechanical and thermal effects (all metal structure) - 0
K_{s1}	Screening effectiveness of external structure. <i>Annex B, based on Equation B3.</i>	Poor - Brick, masonry, flammable material, timber or non conducting material, unprotected roof installations with electrical lines to inside, e.g. antennae - 1.0 Average - Continuous reinforced concrete or steel columns or down conductors (maximum spacing 20m) - 0.2 Good - All metal construction - 10^{-2}
K_{s2}	Screening effectiveness of zones internal to structure. <i>Assume no internal spatial screening of zones inside building.</i>	▪ Fixed factor - 1.0
P_A	Probability that lightning will cause a shock to animals or human beings inside and up to 3m outside of the structure due to dangerous step and touch potentials. <i>Annex B, Table B1.</i>	▪ Fixed factor - 1.0 (i.e. No protection measures adopted)
D_{20}	Distance from structure that a lightning strike to ground creates a magnetic field great enough to induce an over-voltage exceeding the impulse level of equipment internal to the structure. <i>Annex A, Section A.3</i>	▪ Fixed factor - 250m

Tabla 6 Características de la estructura

3.3.3 INFLUENCIAS AMBIENTALES

- Situación respecto a los alrededores: Aislada; $C_d = 1,0$
- Factor ambiental: Rural; $C_e = 1,0$
- Densidad anual equivalente de rayos: $N_g = T_d/10 = 2,5$ rayos/km²

ENVIRONMENTAL INFLUENCES		
C_d	Height factor for surrounding object height. (Direct strikes to structure). <i>Annex A, Table A1, Location factor. Name changed to more descriptive term Height factor. Value of 0.25 for same height has been added.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Structure in large area of structures or trees of the same height or greater height. e.g. typical building in CBD, or shed in an industrial area - 0.25 ▪ Structure surrounded by smaller structures. e.g. tall building in urban area - 0.5 ▪ Isolated structure with no other structures or objects within a distance of 3 x height from the structure. e.g. structure in a rural area - 1.0 ▪ Isolated structure on hilltop or knoll e.g. communications site - 2.0
C_e	Service Line Density -density factor relating to service drops. <i>Annex A, Table A4, Environment Factor. Name changed to more descriptive term of Service Line Density.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rural (i.e. Sparse e.g. farms) - 1 ▪ Suburban (e.g. Large housing development or suburb) - 0.5 ▪ Urban (i.e. Dense e.g. town or city) - 0
T_d	Number of thunder days per year	▪ User entered
N_g	Equivalent annual flash density	▪ Computed

Tabla 7 Influencias ambientales

3.3.4 LÍNEAS ELÉCTRICAS

- Línea que llega a la estructura: Cable enterrado; $P_L = 2$
- Tipo de cable externo: Sin apantallado; $P_{LD0} = 1$
- Existencia de transformador: Sí; $C_t = 0,2$

3.3.5 OTROS SERVICIOS AÉREOS

- Número de líneas aéreas: $N_{oh} = 1$
- Tipo de cable externo: Sin apantallado; $P_{LD1} = 1$

3.3.6 OTROS SERVICIOS ENTERRADOS

- Número de líneas enterradas: $N_{ug} = 4$
- Tipo de cable externo: Sin apantallado; $P_{LD2} = 1$

CONDUCTIVE SERVICE LINES		
Power Lines:		
p_l	Power line type.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aerial - 1.0 ▪ Buried - 2.0 ▪ None - 0
P_{LD0}	Probability of failure of electrical/electronic equipment due to direct or indirect strike to power service line based on external wiring type. <i>Annex B, Table B6. Reduced number of choices.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unscreened wiring - 1.0 ▪ Screened cable with screen earthed or wiring in continuous metal conduit that is earthed - 0.4
C_{i0}	Correction factor for the presence of a distribution transformer. <i>Note: A transformer is only possible for the power line. Annex A, Table A3</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ LV line without a transformer - 1.0 ▪ MV line with a HV/LV transformer or isolation transformer - 0.2
Other Overhead Service Lines:		
n_{oh}	Overhead Service Line	<ul style="list-style-type: none"> ▪ User entered - number of overhead service lines in separate routes.
P_{LD1}	Probability of failure of electrical/electronic equipment due to direct or indirect strike to other overhead service line based on external wiring type. <i>Annex B, Table B6. Reduced number of choices.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unscreened wiring - 1 ▪ Screened cable with screen earthed, or wiring in continuous metal conduit that is earthed - 0.4
H_{c1}	Height of conductors above ground.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed value - 6m
D_{L1}	Lateral distance away from the overhead line at which the effects of indirect strikes need to be considered. <i>Annex A, Table A.2.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed value - 500m
C_{i1}	Correction factor for transformer.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed factor - 1 (i.e. no isolation transformer)
l_{a1} , w_{a1} , h_{a1}	Dimensions of adjacent structure <i>Simplification made - assume there is no adjacent structure</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed value - 0m
Conductive Underground Services - Electrical Services e.g. Communication Lines:		
n_{ug}	Number of underground service lines in separate routes.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ User entered - number of underground service lines in separate routes.
P_{LD2}	Probability of failure of electrical/electronic equipment due to direct or indirect strike to other underground service line based on external wiring type. <i>Annex B, Table B6. Reduced number of choices.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unscreened wiring - 1 ▪ Screened cable with screen earthed or wiring in continuous metal conduit that is earthed - 0.4
P_2	Soil resistivity.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed factor - 100 ohm metres.
C_{i2}	Correction factor for transformer.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed factor - 1 (i.e. no isolation transformer)
l_{a2} , w_{a2} , h_{a2}	Dimensions of adjacent structure <i>Simplification made - assume there is no adjacent structure</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed value - 0m

Tabla 8 Otros servicios enterrados

3.3.7 MEDIDAS DE PROTECCIÓN

- Clase sistema de protección contra descargas atmosféricas: No LPS; E = 0
- Protección contra incendios: Sistemas manuales; r = 0,5
- Protección contra sobretensiones: A la entrada; SP = 1,0

PROTECTION MEASURES IMPLEMENTED		
E	Efficiency of lightning protection system on the structure: Takes into account interception and sizing efficiencies. Assumes surge protection is applied to either all OR none of the internal equipment within the structure.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Level I - 99% ▪ Level II - 97% ▪ Level III - 91% ▪ Level IV - 84% ▪ No protection - 0.
r	Reduction factor for fire protection measures: <i>Amax C, Table C.3.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No protection measures - 1.0 ▪ Extinguishers, hydrants, manual alarm installations, fixed manually operated extinguishing installations - 0.5 ▪ Protected escape routes, fire proof compartments, automatic alarms protected from overvoltage, automatically operated extinguishers, operating time of escape routes less than 10 minutes - 0.2
SP	Surge protection. Note: The user's selection of surge protection applies to all services and the entire structure being protected.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No surge protection – 0 ▪ Equipotential bonding SPDs at the entry points of service lines – 1.0 ▪ Full Surge Protection "SPD Set" as detailed in IEC 62305-4: - 2.0

Tabla 9 Medidas de protección

3.3.8 PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS

- Riesgos especiales para la vida: Sin riesgos especiales; $h_1 = 1$
- Por incendios: Otras estructuras; $L_{f1} = 0,01$
- Por sobretensiones: No aplica; $L_{o1} = 0$

ACCEPTABLE RISK & LOSS CATEGORIES		
Loss Category 1 - Loss of Human Life:		
h_1	Special hazards: Increasing factor applied to damage factor for fire and overvoltage when risk of loss of human life is aggravated by special hazards. <i>Annex C, Table C.5.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • No special hazard – 1 • Low level of panic (building with less than three floors and less than 100 people) – 2 • Difficulty of evacuation, immobilised people – 5 • Average level of panic (sport or cultural structure with between 100 and 1000 people) – 5 • High level of panic (theatres, concert halls, cultural & sport events with more than 1000 people) – 10 • Hazards for surroundings or environment – 20 • Contamination of surroundings or environment – 50
L_{f1}	Loss factor for fire: <i>Annex C, Table C.1.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Hospitals, Hotels, Public buildings - 0.1 • Industrial properties, Properties for commercial activities, Schools, Offices - 0.05 • Public entertainment buildings, Churches, Museums, Temporary structure - 0.02 • Other structures - 0.01
L_{o1}	Loss factor for overvoltages: <i>Annex C, Table C.1 (option "0" added).</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Properties with risk of explosion - 0.1 • Hospitals - 0.001 • Structures with safety critical systems e.g. high rise with elevator - 0.00001 • Structures with no safety critical systems e.g. house - 0
R_{T1}	Tolerable risk: Probability of loss of human life per year. <i>Section 5.3, Table 5.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Fixed value for loss of human life 10^{-5}
L_{s1}	Loss factor for step and touch potentials: Unacceptable loss of human life due to step and touch potential inside, and up to 3m outside, the structure. <i>Annex C, Table C.1.</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Fixed value - 10^{-4}
R_s	Reduction factor in loss of human life based on floor/ground contact resistance for step and touch potential inside and up to 3m outside the structure. <i>Annex C, Table C.2 (worst case assumed).</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Fixed value - 10^{-2}

Tabla 10 Pérdidas de vidas humanas

3.3.9 PÉRDIDAS DE SERVICIOS ESENCIALES

- Por incendios: No hay servicios esenciales; $L_{f2} = 0$
- Por sobretensiones: No hay servicios esenciales; $L_{o2} = 0$

Loss Category 2 - Loss of Essential Service to the Public:		
L_{f2}	Damage factor for fire: Unacceptable loss of service to the public due to fire.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gas supply, Water supply - 0.1 ▪ Radio, TV, Telecommunications, Power supply, Railway - 0.01
	<i>Annex C, Table C.6.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No essential service function associated with the structure - 0.0
L_{o2}	Loss factor due to overvoltages: Unacceptable loss of service to the public due to overvoltages. <i>Annex C, Table C.6.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gas supply, Water supply - 0.01 ▪ Radio, TV, Telecommunications, Power supply, Railway - 0.001 ▪ No essential service function associated with the structure - 0.0
R_{T2}	Tolerable risk: Probability of loss of essential service to the public per year. <i>Section 5.3, Table 5.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed value for loss of human life - 10^{-3}

Tabla 11 Pérdidas de servicios esenciales

3.3.10 PÉRDIDAS DE PATRIMONIO CULTURAL

- Por incendios: Sin valor histórico; $L_{f3} = 0$

Loss Category 3 - Loss of Cultural Heritage: (It is assumed that there are no electronic devices inside)		
L_{f3}	Damage factor for fire: Unacceptable loss of irreplaceable cultural heritage due to fire. <i>Annex C, Table C.4.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Typical value - 0.1 ▪ No cultural heritage value - 0.0
R_{T3}	Tolerable risk: Probability of loss of cultural heritage per year. <i>Section 5.3, Table 5.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fixed value for loss of cultural heritage - 10^{-3}

Tabla 12 Pérdidas de patrimonio cultural

3.3.11 PÉRDIDAS ECONÓMICAS

- Riesgos económicos especiales: Sin riesgos especiales; $h_4 = 1$
- Por incendios: Otras estructuras; $L_{f4} = 0,1$
- Por sobretensiones: Otras estructuras; $L_{o4} = 0,0001$
- Por tensión de paso/contacto: Sin riesgo de shock; $L_{t4} = 0$
- Riesgo tolerable de pérdidas económicas: 1 en 1000; R_{t4}

Loss Category 4 - Economic Loss:		
h_4	Increasing factor applied to situation where environmental hazards exist. <i>Annex C, Table C.5, reduced number of options.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No special hazard – 1 ▪ Hazards for surroundings or environment – 20 ▪ Contamination of surroundings or environment – 50
L_{f4}	Loss factor for fire: Unacceptable economic loss due to fire (average value of possible loss / total value of structure, contents & activities). <i>Annex C, Section C.5. (estimated values for different structures).</i>	Typical values of economic loss: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hospitals, Industrial properties, Museum, Agricultural properties - 0.5 ▪ Properties for public use, Hotels, Offices, Schools, Commercial activities, Public entertainment, Prisons, Churches - 0.2 ▪ Others - 0.1
L_{o4}	Loss factor due to overvoltages: Unacceptable economic loss due to overvoltages (average value of possible loss / total value structure, contents & activities). <i>Annex C, Section C.5. (estimated values for different structures).</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Risk of explosion - 0.1 ▪ Hospitals, Hotels, Industrial properties, Offices, Commercial activities - 0.01 ▪ Museum, Properties for public use, Agricultural properties, Schools, Public entertainment, Prisons, Churches - 0.001 ▪ Others - 0.0001
L_{t4}	Loss factor for step and touch potentials: Unacceptable economic loss due to step and touch potential inside, and up to 3m outside, the structure. <i>Annex C, Section C.5.</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Agricultural properties with animals inside or outside the structure - 0.01 ▪ Agricultural properties with no animal shock risk – 0
R_{t4}	Tolerable risk: Probability of economic loss per year.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Depends on the structure owner's requirement. Range available is 0.1, 0.01, 0.001, 0.0001, 0.00001. ▪ Suggested default value if unknown - 0.001 (i.e. 1 in 1000 year probability of economic loss).

Tabla 13 Pérdidas económicas

3.4 RESULTADOS DEL ÁREA COLECTORA

3.4.1 ÁREA COLECTORA POR IMPACTOS DIRECTOS A LA ESTRUCTURA: A_d (M²)

$$A_d := L \cdot W + 6 \cdot H \cdot (L + W) + 9 \cdot \pi \cdot H^2$$

$$A_d = 72.238 \text{ m}^2$$

3.4.2 NÚMERO MEDIO DE IMPACTOS DIRECTOS A LA ESTRUCTURA POR AÑO: N_D (IMPACTOS/AÑO)

$$N_D := N_g \cdot A_d \cdot C_d$$

$$N_g := 0.1 \cdot T_d \cdot \text{km}^{-2}$$

$N_g = 2,5$ impactos / km² (densidad anual equivalente de rayos)

$T_d = 25$ días / año (número de días de tormenta)

$C_d = 1,0$ (situación respecto a los alrededores; estructuras aisladas)

$$N_d = 0,181 \text{ impactos / año}$$

3.4.3 ÁREA COLECTORA POR SOBRETENSIONES INDUCIDAS POR IMPACTOS INDIRECTOS: A_M (M²)

$$A_M := L \cdot W + 2 \cdot D_m \cdot (L + W) + \pi \cdot D_m^2 - A_d \cdot C_d$$

$D_m = 250$ m (distancia desde la estructura a la que un impacto a tierra produce un campo magnético lo suficientemente grande como para inducir un sobrevoltaje; distancia fija)

$$A_M = 429.237 \text{ m}^2$$

3.4.4 NÚMERO MEDIO DE IMPACTOS DIRECTOS A TIERRA O A OBJETOS CERCANOS A LA ESTRUCTURA QUE INDUCEN SOBRETENSIONES POR AÑO: N_M (IMPACTOS/AÑO)

$$N_M := N_g \cdot A_M$$

$$N_M = 1,073 \text{ impactos/año}$$

3.4.5 ÁREA COLECTORA DE LAS LÍNEAS AÉREAS A IMPACTOS DIRECTOS: A_{c1} (M²)

$$A_{c1} := 2 \cdot D_{c1} \cdot L_{c1}$$

$$D_{c1} := 3 \cdot H_{c1}$$

$$L_{c1} := L_1 - 3 \cdot H - 3 \cdot h_{a1}$$

$H_{c1} = 6$ m (altura de los conductores aéreos; distancia fija)

$L_1 = 1.000$ m (longitud de la línea aérea; 1.000 m para emplazamientos rurales)

$h_{a1} = 0$ m (dimensiones de la estructura adyacente; 0 m por simplificación)

$$A_{c1} = 35.568 \text{ m}^2$$

3.4.6 NÚMERO MEDIO DE IMPACTOS DIRECTOS A LÍNEAS AÉREAS POR AÑO: N_{L1} (IMPACTOS/AÑO)

$$N_{L1} := N_g \cdot A_{c1} \cdot C_{t1} \cdot C_d$$

$C_{t1} = 1$ (factor de corrección por transformador; factor fijo)

$$N_{L1} = 0,089 \text{ impactos / año}$$

3.4.7 ÁREA COLECTORA DE LÍNEA ELÉCTRICAS AÉREAS A IMPACTOS INDIRECTOS: A_{I1} (M²)

$$A_{I1} := 2 \cdot D_{I1} \cdot L_1$$

$D_{I1} = 500$ m (distancia desde la estructura a la línea aérea respecto a la que los efectos de impactos directos han de ser considerados; distancia fija)

$L_1 = 1.000$ m (longitud de la línea aérea; 1.000 m para emplazamientos rurales)

$$A_{I1} = 1.000.000 \text{ m}^2$$

3.4.8 NÚMERO MEDIO DE IMPACTOS A LA TIERRA CERCANA A LÍNEAS AÉREAS POR AÑO: N_{L1} (IMPACTOS/AÑO)

$$N_{I1} := N_g \cdot A_{I1} \cdot C_{t1} \cdot C_e$$

$C_{t1} = 1$ (factor de corrección por transformador; factor fijo)

$C_e = 1.000$ (factor ambiental; rural)

$N_{I1} = 2,500$ impactos / año

3.4.9 ÁREA COLECTORA DE LÍNEAS ENTERRADAS A IMPACTOS DIRECTOS: A_{c2} (M²)

$$A_{c2} := 2 \cdot D_{c2} \cdot L_{c2}$$

$$L_{c2} := L_2 - 3 \cdot H - 3 \cdot h_{a2}$$

$D_{c2} = 7.5$ m (distancia lateral de sobrevoltajes inducidos por la línea enterrada)

$L_2 = 1.000$ m (longitud de la línea enterrada; 1.000 m para emplazamientos rurales)

$h_{a2} = 0$ m (dimensiones de la estructura adyacente; 0 m por simplificación)

$A_{c2} = 14.820$ m²

3.4.10 NÚMERO MEDIO DE IMPACTOS DIRECTOS A LÍNEAS ENTERRADAS POR AÑO: N_{L2} (IMPACTOS/AÑO)

$$N_{L2} := N_g \cdot A_{c2} \cdot C_{t2} \cdot C_d$$

$C_{t2} = 1$ (factor de corrección por transformador; factor fijo)

$C_d = 1$ (situación respecto a los alrededores; estructuras similares alrededor)

$N_{L2} = 0,037$ impactos / año

3.4.11 ÁREA COLECTORA DE LÍNEAS ENTERRADAS A IMPACTOS INDIRECTOS: A_{I2} (M²)

$$A_{I2} := 2 \cdot D_{I2} \cdot L_2$$

$D_{I2} = 250$ m (distancia desde la estructura a la línea enterrada respecto a la que los efectos de impactos directos han de ser considerados; distancia fija)

$L_2 = 1.000$ m (longitud de la línea enterrada; 1.000 m para emplazamientos rurales)

$A_{I2} = 500.000$ m²

3.4.12 NÚMERO MEDIO DE IMPACTOS A LA TIERRA CERCANA A LÍNEAS ENTERRADAS POR AÑO: N_{I2} (IMPACTOS/AÑO)

$$N_{I2} := N_g \cdot A_{I2} \cdot C_{t2} \cdot C_e$$

$C_{t2} = 1$ (factor de corrección por transformador; factor fijo)

$C_e = 1.000$ (Factor ambiental; rural)

$N_{t2} = 1,250$ impactos / año

3.5 RIESGOS TIPO 1 – PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS

3.5.1 RIESGO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO PELIGROSAS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{A1}

$R_{A1} = 1,81 \cdot 10^{-7}$

3.5.2 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{B1}

$R_{B1} = 9,03 \cdot 10^{-7}$

3.5.3 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{C1}

$R_{C1} = 0$

3.5.4 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO INDIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{M1}

$R_{M1} = 0$

3.5.5 RIESGO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO PELIGROSAS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{U1}

$R_{U1} = 2,45 \cdot 10^{-7}$

3.5.6 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{V1}

$R_{V1} = 1,22 \cdot 10^{-6}$

3.5.7 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{W1}

$R_{W1} = 0$

3.5.8 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO INDIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{Z1}

$R_{Z1} = 0$

3.6 RIESGOS TIPO 2 – PÉRDIDAS DE SERVICIOS ESENCIALES

3.6.1 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{B2}

$R_{B2} = 0$

3.6.2 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{C2}

$R_{C2} = 0$

3.6.3 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO INDIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{M2}

$R_{M2} = 0$

3.6.4 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{V2}

$R_{V2} = 0$

3.6.5 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{W2}

$R_{W2} = 0$

3.6.6 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO INDIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{Z2}

$$R_{Z2} = 0$$

3.7 RIESGOS TIPO 3 – PÉRDIDAS DE PATRIMONIO CULTURAL

3.7.1 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{B3}

$$R_{B3} = 0$$

3.7.2 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{V3}

$$R_{V3} = 0$$

3.8 RIESGOS TIPO 4 – PÉRDIDAS ECONÓMICAS

3.8.1 RIESGO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO PELIGROSAS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{A4}

$$R_{A4} = 0$$

3.8.2 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{B4}

$$R_{B4} = 0$$

3.8.3 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{C4}

$$R_{C4} = 1,81 \cdot 10^{-5}$$

3.8.4 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO INDIRECTO EN LA ESTRUCTURA R_{M4}

$$R_{M4} = 1,07 \cdot 10^{-8}$$

3.8.5 RIESGO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO PELIGROSAS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO EN LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{U4}

$$R_{U4} = 0$$

3.8.6 RIESGO DE DESTRUCCIÓN DEBIDA A INCENDIO, EXPLOSIÓN, DAÑOS FÍSICOS O QUÍMICOS CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{V4}

$$R_{V4} = 0$$

3.8.7 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO DIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{W4}

$$R_{W4} = 2,45 \cdot 10^{-5}$$

3.8.8 RIESGO DE FALLO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS/ELECTRÓNICOS DEBIDA A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR UN IMPACTO INDIRECTO A LAS LÍNEAS DE SERVICIO R_{Z4}

$$R_{Z4} = 7,51 \cdot 10^{-4}$$

3.9 EVALUACIÓN DE LA NECESIDAD DE PROTECCIÓN

De la aplicación de la norma IEC 62305-2 utilizando el software IEC Risk Assessment Calculator: Version 3.0.3 se obtienen los siguientes valores:

RIESGO	CALCULADO	LÍMITE	CUMPLE
Riesgo de pérdidas de vidas humanas	$2,55 \cdot 10^{-6}$ (año ⁻¹)	10^{-5} (año ⁻¹)	SÍ
Riesgo de pérdidas de servicios públicos	0	10^{-3} (año ⁻¹)	SÍ
Riesgo de pérdidas de patrimonio cultural	0	10^{-3} (año ⁻¹)	SÍ
Riesgo de pérdidas económicas	$7,93 \cdot 10^{-4}$ (año ⁻¹)	10^{-3} (año ⁻¹)	SÍ

Tabla 14 Riesgos calculados

Por lo tanto no se considera necesaria la instalación de un sistema externo de protección contra tormentas eléctricas.

4 VERIFICACIÓN DE RIESGO DE TORMENTAS UTILIZANDO EL SOFTWARE DEHNSUPPORT TOOLBOX VERSION 3.260

4.1 INTRODUCCIÓN

Los paneles fotovoltaicos y las estructuras que los sustentan cubren áreas enormes en este tipo de plantas. Se considerará el área de mayor superficie de la planta en la que no exista separación de tres veces la altura de la estructura, en este caso la altura de la estructura fotovoltaica, como por ejemplo los caminos divisorios.

En el caso de la planta de PEÑA RUBIA el mayor área sería la situada en el centro de la mitad sur, abarcado parte de los subcampos PV-01 y PV-02, como puede verse en la siguiente imagen:

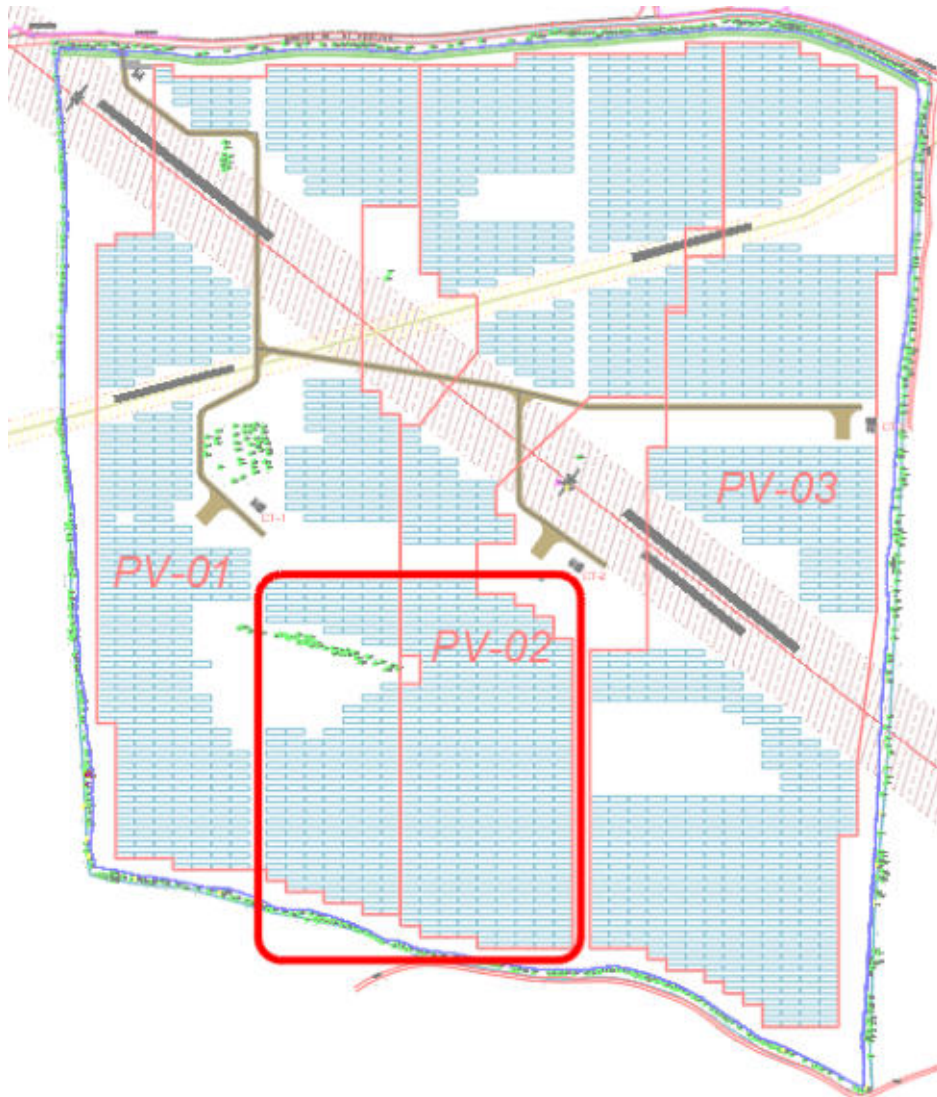


Imagen 3 Área de captación considerada

Dicha zona tiene un área de aproximadamente 5,78 hectáreas.

Es por ello que se considerará un área de captación de 245 x 245 metros (unas 6 hectáreas) y una altura de 4 metros para los cálculos a realizar según la norma IEC 62305-2 (2010-12) utilizando el software DEHNSupport Toolbox versión 3.260 basado en la citada norma.

4.2 RIESGOS TOLERABLES

Se consideran los siguientes valores de riesgos tolerables (RT) tomados de la norma IEC-62305-2:

- Pérdidas de vidas humanas: $R_1 = 10^{-5}$ (año⁻¹)
- Pérdidas de servicios públicos: $R_2 = 10^{-3}$ (año⁻¹)
- Pérdidas de patrimonio cultural: $R_3 = 10^{-3}$ (año⁻¹)
- Pérdidas económicas: $R_4 = 10^{-3}$ (año⁻¹)

4.3 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

4.3.1 DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA

- Longitud de la estructura: $L = 245$ m
- Anchura de la estructura: $W = 245$ m
- Altura: $H = 4$ m
- Punto más alto: $H_p = 6$ m

Se considera como estructura de cálculo el área ocupada por módulos detallada anteriormente. La altura máxima considerada es la de la estación meteorológica de la planta.

4.4 EVALUACIÓN DE LA NECESIDAD DE PROTECCIÓN

De la aplicación de la norma IEC 62305-2 (2010-12) utilizando el software DEHNSupport Toolbox versión 3.260 se obtienen los siguientes valores:

RIESGO	CALCULADO	LÍMITE	CUMPLE
Riesgo de pérdidas de vidas humanas	$1,90 \cdot 10^{-6}$ (año ⁻¹)	10^{-5} (año ⁻¹)	Sí
Riesgo de pérdidas de servicios públicos	0	10^{-3} (año ⁻¹)	Sí
Riesgo de pérdidas de patrimonio cultural	0	10^{-3} (año ⁻¹)	Sí
Riesgo de pérdidas económicas	$1,82 \cdot 10^{-4}$ (año ⁻¹)	10^{-3} (año ⁻¹)	Sí

Tabla 15 Riesgos calculados

Por lo tanto no se considera necesaria la instalación de un sistema externo de protección contra tormentas eléctricas.

5 CONCLUSIONES

La instalación de un sistema pararrayos de protección contra tormentas eléctricas no se justifica normalmente por una Planta fotovoltaica en sí misma, ya que el impacto directo de un rayo raramente afecta a más de unos pocos módulos, cuyo recambio es poco costoso comparado con la instalación de un sistema externo de protección contra tormentas eléctricas en plantas fotovoltaicas que ocupan superficies tan grandes.

No obstante, se tomarán las siguientes medidas contra el acoplamiento galvánico (sobretensiones que se acoplan directamente por impactos directos de rayos) y contra el acoplamiento inductivo (sobretensiones inducidas):

- La resistencia de puesta a tierra no será superior a 5Ω para que ante eventuales impactos directos de rayos, las corrientes generadas encuentren un camino a través de la propia red de masas y de la puesta a tierra de la planta fotovoltaica.
- Se conectarán todas las masas de la planta fotovoltaica a una única red de tierras equipotencial.
- Las líneas de tierra se dispondrán a lo largo de todas las zanjas de cables para evitar la creación de lazos de corriente y generación de sobretensiones.
- Los cables de fuerza control y comunicaciones al ir generalmente enterrados previenen impactos directos.
- Se procurará realizar el conexionado de los módulos evitando la creación de “loops” de cableado, utilizando alguna de las recomendaciones de la norma IEC 62548 punto 7.4.3.3, los cuales se muestran en las siguientes figuras. Adicionalmente los cables positivos y negativos se cruzarán de vez en cuando para anular las corrientes inducidas

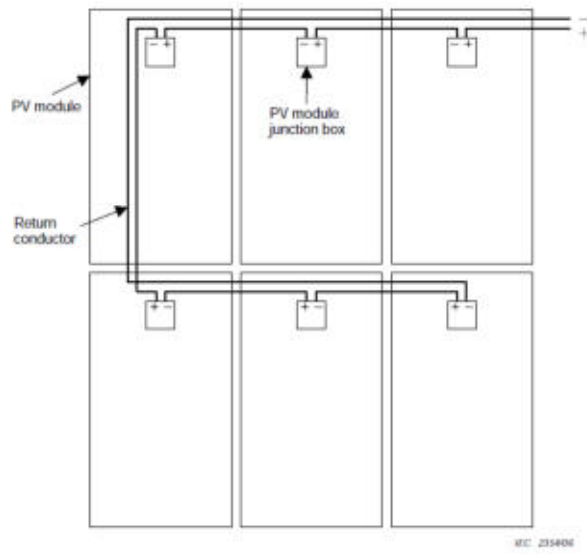


Imagen 4 Conexión de los módulos (ejemplo 1)

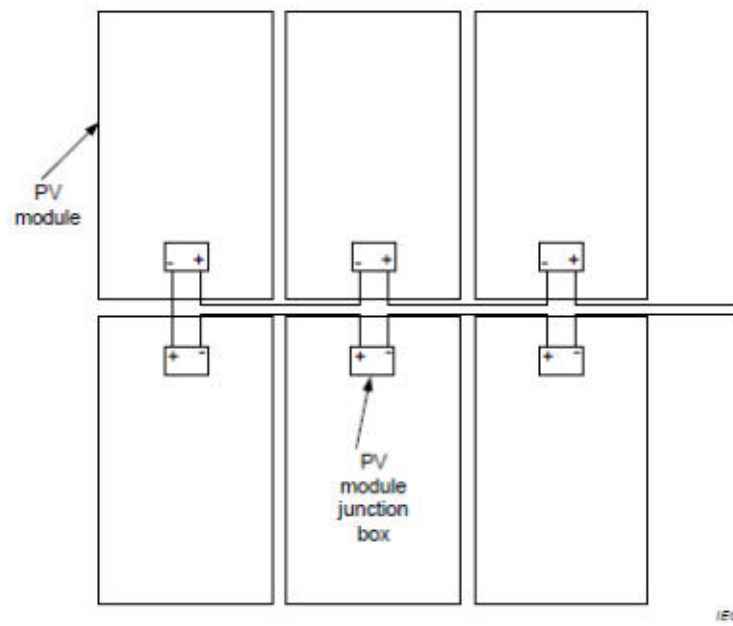


Imagen 5 Conexión de los módulos (ejemplo 2)

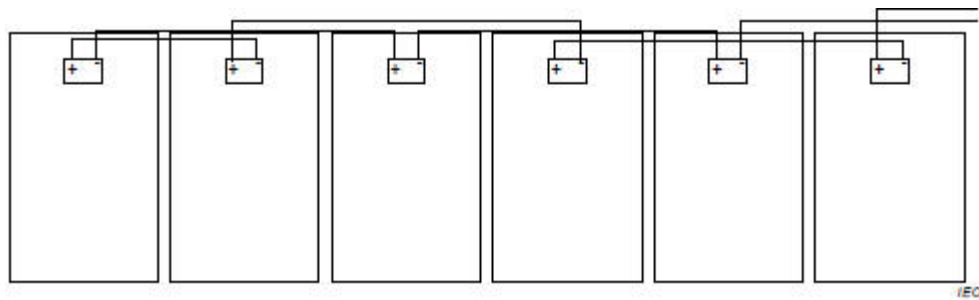


Imagen 6 Conexión de los módulos (ejemplo 3)

- Los inversores alojarán varistores descargadores de Tipo II tanto en la parte de CC como en la parte de CA.
- Preferiblemente, los descargadores de sobretensión deben ser tipo I+II para el resto del equipamiento. No obstante, pueden ser sustituidos por descargadores tipo III siempre que el fabricante garantice unos estándares de protección iguales o superiores a los requeridos.
- Los cuadros de baja tensión en CA alojarán varistores descargador de sobretensiones multipolar para protección de instalaciones de BT totalmente cableada compuesta por pieza de base y módulos de protección enchufable, alta capacidad de derivación mediante varistores de óxido de zinc/vía de chispas, posibilidad de coordinación energética con descargadores de corriente de rayo, gran seguridad de vigilancia gracias a su dispositivo termo-dinámico de separación y permite la conexión multifuncional mediante conductores y de regletas de peine.
- Las plantas solares están diseñadas para operar sin personal, lo que significa que solamente habrá personal en el campo en tareas programadas de mantenimiento y en caso de emergencias. Tareas que no deberán ser realizadas en caso de fuertes tormentas.
- Los edificios, estructuras y módulos fotovoltaicos no están sujetos a riesgo de explosiones. Solamente el riesgo de incendio ha de ser considerado y teniendo en cuenta que este es muy limitado en edificios prefabricados

ANEXO 1.

RESULTADOS DEL CÁLCULO REALIZADO CON EL SOFTWARE IEC RISK ASSESSMENT CALCULATOR VERSIÓN 3.0.3



NORME INTERNATIONALE INTERNATIONAL STANDARD

CEI
IEC

62305-2

Edition-1
2004-01

Project: IEC RISK PEÑA RUBIA

Structure's Attributes:

Length of structure (m): 245
Width of structure (m): 245
Height of roof plane (m)*: 4
Equivalent area (m2): 72.238 m2

Structure's Dimensions:

Location relative to surroundings: Isolated structure
Location density (service line density): Rural
Number thunderdays: 25 days/year
Equivalent annual flash density: 2,5 flashes/km2

Structure's Attributes:

Risk of fire or physical damage: Low
Structure screening effectiveness: Good
Internal wiring type: Unscreened

Protection Measures:

LPS type: No protection
Fire protection level: Manual systems
Surge protection: Service entrances only

Conductive Service Lines:

Power Line:

Type of service to the structure: Buried cable
Type of external cable: Unscreened
Presence of MV / LV transformer: Transformer

Other Overhead Services:

Number of conductive services: 1
Type of external cable: Unscreened

Other Underground Services:

Number of conductive services: 4
Type of external cable: Unscreened

Loss Categories:

Category 1 - Loss of Human Life:

Special hazards to life: No special hazards
Life loss due to fire: Other structures
Life loss due to overvoltages: No safety critical systems

Category 2 - Loss of Essential Services:

Services lost due to fire: No service exist
Services lost due to overvoltages: No service exist

Category 3 - Loss of Cultural Heritage:

Cultural heritage lost due to fire: No heritage value

Category 4 - Economic Loss:

Special economic hazards: No special hazards
Economic loss due to fire: Other structures
Economic loss due to overvoltage: Other structures
Step - touch potential loss factor: No shock risk
Tolerable risk of economic loss: 1 in 1,000 yrs

Calculated Risks:

	<i>Tolerable Risk Rt</i>	<i>Direct Strike Risk Rd</i>	<i>Indirect Strike Risk Ri</i>	<i>Calculated Risk R</i>
Loss of Human Life:	1,00E-05	1,08E-06	1,47E-06	2,55E-06
Loss of Essential Services:	1,00E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Loss of Cultural Heritage:	1,00E-03	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Economic Loss:	1,00E-03	1,81E-05	7,75E-04	7,93E-04



NORME INTERNATIONALE INTERNATIONAL STANDARD

CEI
IEC

62305-2

Edition-1
2004-01

Project: IEC RISK PEÑA RUBIA

Collection Area Results:

Ad - collection area of direct strikes to the structure	72.238 m2
Nd - average number of direct strikes to the structure per year	0,181 flashes/year
Am - collection area of structure influenced by induced overvoltages from indirect strikes	429.237 m2
Nm - average number of strikes direct to ground or to grounded objects near the structure inducing overvoltages	1,073 flashes/year
Ac1 - collection area of overhead line to direct strikes	35.568 m2
NL1 - average number of strikes direct to the overhead line per year which are potentially dangerous	0,089 flashes/year
A11 - collection area of overhead line to indirect strikes	1.000.000 m2
NI1 - average number of annual indirect strikes to ground near the overhead line which induce damaging overvoltages	2,500 flashes/year
Ac2 - collection area of underground line to direct strikes	14.820 m2
NL2 - average number of strikes direct to the underground line per year which are potentially dangerous	0,037 flashes/year
A12 - collection area of underground line to indirect strikes	500.000 m2
NI2 - average number of annual indirect strikes to ground near the underground line which induce damaging overvoltages	1,250 flashes/year

Category 1 - Loss of Human Life:

RA1 - risk of dangerous touch and step potentials inside and outside the structure from a direct strike to the structure	1,81E-07
RB1 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the structure	9,03E-07
RC1 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from a direct strike to the structure	0,00E+00
RM1 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from an indirect strike to the structure	0,00E+00
RU1 - risk of dangerous touch and step potentials inside and outside the structure from a direct strike to the service lines	2,45E-07
RV1 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the service lines	1,22E-06
RW1 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from a direct strike to the service lines	0,00E+00
RZ1 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from an indirect strike to the service lines	0,00E+00

Category 2 - Loss of Essential Services:

RB2 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the structure	0,00E+00
RC2 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from a direct strike to the structure	0,00E+00
RM2 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from an indirect strike to the structure	0,00E+00
RV2 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the service lines	0,00E+00
RW2 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from a direct strike to the service lines	0,00E+00
RZ2 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from an indirect strike to the service lines	0,00E+00

Category 3 - Loss of Cultural Heritage:

RB3 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the structure	0,00E+00
RV3 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the service lines	0,00E+00

Category 4 - Economic Loss:

RA4 - risk of dangerous touch and step potentials inside and outside the structure from a direct strike to the structure	0,00E+00
RB4 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the structure	0,00E+00
RC4 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from a direct strike to the structure	1,81E-05
RM4 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from an indirect strike to the structure	1,07E-08
RU4 - risk of dangerous touch and step potentials inside and outside the structure from a direct strike to the service lines	0,00E+00
RV4 - risk of destruction due to fire, explosion, mechanical, chemical damage from a direct strike to the service lines	0,00E+00
RW4 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from a direct strike to the service lines	2,45E-05
RZ4 - risk of electrical / electronic equipment failure due to overvoltage from an indirect strike to the service lines	7,51E-04

IEC Risk Assessment Calculator: Version 3.0.3

Database: Version 1.0.6

Copyright © 2003, IEC. All rights reserved.

The IEC lightning risk assessment calculator is intended to assist in the analysis of various criteria to determine the risk of loss due to lightning. It is not possible to cover each special design element that may render a structure more or less susceptible to lightning damage. In special cases, personal and economic factors may be very important and should be considered in addition to the assessment obtained by use of this tool. It is intended that this tool be used in conjunction with the written standard IEC62305-2.

ANEXO 2.

RESULTADOS DEL CÁLCULO REALIZADO CON EL SOFTWARE DEHNSUPPORT TOOLBOX VERSIÓN 3.260

Date: 22/10/2025

Project No.: 48AF

Lightning protection Risk management

Created according to international standard:
IEC 62305-2:2010-12

Considering the country-specific annexes for:
IEC 62305-2:2010-12

**Summary of measures for
reducing damage caused by lightning effects,
resulting from the risk management
concerning the following project:**

Project / object description:

PEÑA RUBIA

SPAIN

Customer / principal:

Risk assessment by:

Contents

- 1. Abbreviations**
- 2. Normative basics**
- 3. Risk and sources of damage**
- 4. Project data**
 - 4.1. Selection of risks to be considered
 - 4.2. Geographic and building parameters
 - 4.3. Division of the structure into lightning protection zones/zones
- 5. Supply lines**
- 6. Properties of the structure**
 - 6.1. Risk of fire
 - 6.2. Measures to reduce the consequences of a fire
 - 6.3. Special hazards in the building for persons
 - 6.4. External spatial shielding
- 7. Risk assessment**
 - 7.1. Risk R1, Human life
 - 7.2. Risk R2, Service to the public
 - 7.3. Risk R3, Cultural heritage
 - 7.4. Risk R4, Economic value
 - 7.4.1. Parameters for calculating the annual costs of protection measures
 - 7.4.2. Costs of the building
- 8. Selection of protection measures**
- 9. Legal obligation**
- 10. General information**
- 11. Definition**

1. Abbreviations

a	Amortisation rate
a_t	Amortisation period
c_a	Value of animals in a zone in currency
c_b	Value of a zone of the structure in currency
c_c	Value of the contents of a zone in currency
c_s	Value of the systems in a zone (including their activities) in currency
c_t	Total value of the structure in currency
$C_D;C_{DJ}$	Location factor
C_L	Annual costs of the total loss without protection measures
CPM	Annual costs of the selected protection measures
C_{RL}	Annual costs of the residual loss
EB	Lightning equipotential bonding
H	Height of the structure
HP	Highest point of the structure
i	Interest rate
K_{S1}	Factor relevant to the shielding effectiveness of a structure (external spatial shielding)
K_{S1W}	Mesh size of the shielding of a structure
K_{S2}	Factor relevant to the shielding effectiveness of a structure (external spatial shielding)
K_{S2W}	Mesh size of the shielding within a structure
L1	Loss of human life
L2	Loss of service to the public
L3	Loss of cultural heritage
L4	Loss of economic value
L	Length of the structure
LEMP	Lightning electromagnetic impulse
LP	Lightning protection (consisting of a lightning protection system (LPS) and LEMP protection measures)
LPL	Lightning protection level
LPS	Lightning protection system
LPZ	Lightning protection zone (zone where the lightning electromagnetic environment is defined)
m	Maintenance rates
N_D	Frequency of dangerous events caused by lightning strikes to a structure
N_G	Ground flash density
PB	Probability that a lightning strike to a structure causes physical damage
PEB	Lightning equipotential bonding
PSPD	Coordinated SPD system
R	Risk
R_1	Risk of loss of human life in a structure
R_2	Risk of loss of service to the public
R_3	Risk of loss of cultural heritage
R_4	Risk of loss of economical value in a structure
R_A	Risk component (injury to living beings - Lightning strike to the structure)
R_B	Risk component (physical damage to a structure - Lightning strike to the structure)
R_C	Risk component (failure of internal systems - Lightning strike to the structure)
R_M	Risk component (failure of internal systems - Lightning strike near the structure)

R_U	Risk component (injury to living beings - Lightning strike to a connected supply line)
R_V	Risk component (physical damage to a structure - Lightning strike to a connected supply line)
R_W	Risk component (failure of internal systems - Lightning strike to a connected supply line)
R_Z	Risk component (failure of internal systems - Lightning strike near the connected supply line)
R_T	Tolerable risk (maximum value of the risk which can be tolerated for the structure to be protected)
r_f	Reduction factor considering the fire risk in a structure
r_p	Reduction factor considering the measures to reduce the consequences of a fire
S_M	Annual savings
SPD	Surge protection device
SPM	LEMP protection measures (measures to reduce the risk of failure of electrical and electronic equipment due to LEMP)
t_{ex}	Duration of the presence of a dangerous explosive atmosphere
W	Width of the structure
Z	Zones of a structure

2. Normative basics

The IEC 62305 standard series consists of the following parts:

- IEC 62305-1:2010-12 - "Protection against lightning - Part 1: General principles"
- IEC 62305-2:2010-12 - "Protection against lightning - Part 2: Risk management"
- IEC 62305-3:2010-12 - "Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life hazard"
- IEC 62305-4:2010-12 - "Protection against lightning - Part 4: Electrical and electronic systems within structures"

3. Risk and sources of damage

In order to avoid damage resulting from a lightning strike, specific protection measures must be taken for the objects to be protected. The risk management described in the IEC 62305-2:2010-12 standard includes a risk analysis which allows to determine the lightning protection requirements of a structure. The aim of the risk management is to reduce the risk to an acceptable level by taking protection measures.

To determine the prevailing risk, the relevant object must be considered without any protection measures (actual condition). Risks that may be caused as a result of direct / indirect lightning strikes to the structure and supply lines are referred to as risk R . The risk defines the possible annual loss. Risks that must be assessed for a structure could be:

- Risk R_1 : risk of loss of human life;
- Risk R_2 : risk of loss of services to the public;
- Risk R_3 : risk of loss of cultural heritage;
- Risk R_4 : risk of loss of economic value;

All risks or the individual risks must be assessed depending on the type of consideration. Every risk is defined with a tolerable risk in form of a numerical value. To achieve a tolerable risk, technically and economically sound protection measures are defined e.g. external lightning protection measures according to IEC 62305-3:2010-12 and SPD measures according to IEC 62305-4:2010-12.

To be able to determine the risk focus more exactly, the risks are considered in detail. Every risk consists of a sum of risk components.

- $R_1 = R_A + R_B + R_C + R_M + R_U + R_V + R_W + R_Z$
- $R_2 = R_B + R_C + R_M + R_V + R_W + R_Z$
- $R_3 = R_B + R_V$
- $R_4 = R_A + R_B + R_C + R_M + R_U + R_V + R_W + R_Z$

Every risk component describes a certain danger and thus a possible loss. The loss resulting from lightning effects is defined as follows:

- L1 = Loss of human life
- L2 = Loss of service to the public
- L3 = Loss of cultural heritage
- L4 = Loss of economic value

The possible loss is assigned to the risk components as follows:

The risk components are differentiated according to the sources of damage.



Source of damage S1: Risk components based on lightning strikes to the structure

- R_A Component which refers to injury of living beings caused by an electric shock resulting from touch and step voltage within the structure and up to 3 m around the down conductors outside the structure. Type of damage L1 may occur for agricultural buildings and type of damage L4 with possible loss of animals.
- R_B Component which refers to physical damage caused by dangerous sparking within the structure resulting in fire and explosion. Even the environment can be at risk. All types of damage can occur (L1, L2, L3, L4).
- R_C Component which refers to the failure of internal systems caused by LEMP. Types of damage L2 and L4 can occur in all cases and type of damage L1 in case of structures with a risk of explosion and hospitals or other structures in which the failure of internal systems can be lead to loss of human life.

Source of damage S2: Risk components for a structure as a result of lightning strikes near the

structure

- R_M Component which refers to the failure of internal systems caused by LEMP. Types of damage L2 and L4 can occur in all cases and type of damage L1 in case of structures with a risk of explosion and hospitals or other structures in which the failure of internal systems can be lead to loss of human life.

Source of damage S3: Risk components for a structure as a result of lighting strikes to the incoming supply line

- R_U Component which refers to injury of living beings caused by an electric shock resulting from touch voltage within the structure. Type of damage L1 may occur for agriculture facilities and type of damage L4 with possible loss of animals.
- R_V Component which refers to physical damage caused by the lightning current injected into the structure by means of or along the supply line (fire or explosion due to dangerous sparking between the external installation and the metal parts, typically at the point where the supply line enters the structure). All types of damage (L1, L2, L3, L4) can occur.
- R_W Component which refers to the failure of internal systems caused by overvoltages injected into the structure by means of incoming supply lines. Types of damage L2 and L4 can occur in all cases and type of damage L1 in case of structures with a risk of explosion and hospitals or other structures in which the failure of internal systems can be lead to loss of human life.

Source of damage S4: Risk components for a structure as a result of lighting strikes near the incoming supply line

- R_Z Component which refers to the failure of internal systems caused by overvoltages injected into the structure by means of incoming supply lines. Types of damage L2 and L4 can occur in all cases and type of damage L1 in case of structures with a risk of explosion and hospitals or other structures in which the failure of internal systems can be lead to loss of human life.

The risk components allow to analyse the risks and measures to avoid possible loss can be taken.

The following risk analysis according to IEC 62305-2:2010-12 for the project PEÑA RUBIA - object Object shows the necessity of protection measures. The risk potential for the structure is determined and, if necessary, measures to reduce the risk have to be taken. The result of the risk analysis not only specifies the class of LPS, but also provides a complete protection concept including the necessary LEMP protection measures.

As a result, an economically reasonable selection of protection measures suitable for the properties and use of the structure is ensured.

4. Project data

4.1 Selection of risks to be considered

Due to the type and use of the structure, object Object, the following risks were selected and considered:

Risk R_1 : Risk of losses of human life; R_T : 1,00E-05

Risk R ₂ :	Risk of loss of service to the public;	R _T : 1,00E-03
Risk R ₃ :	Risk of loss of cultural heritage;	R _T : 1,00E-03
Risk R ₄ :	Risk of loss of economic value;	R _T : 1,00E-03

The tolerable risks R_T were defined by selecting the risks.

The standard specifies the tolerable risk for the risks R₁, R₂ and R₃. No tolerable risk is defined for risk R₄. To this end, it is considered whether the protection measures make economical sense with regard to the value of the structure.

The aim of a risk analysis is to reduce the risk to a acceptable level R_T by an economically sound selection of protection measures.

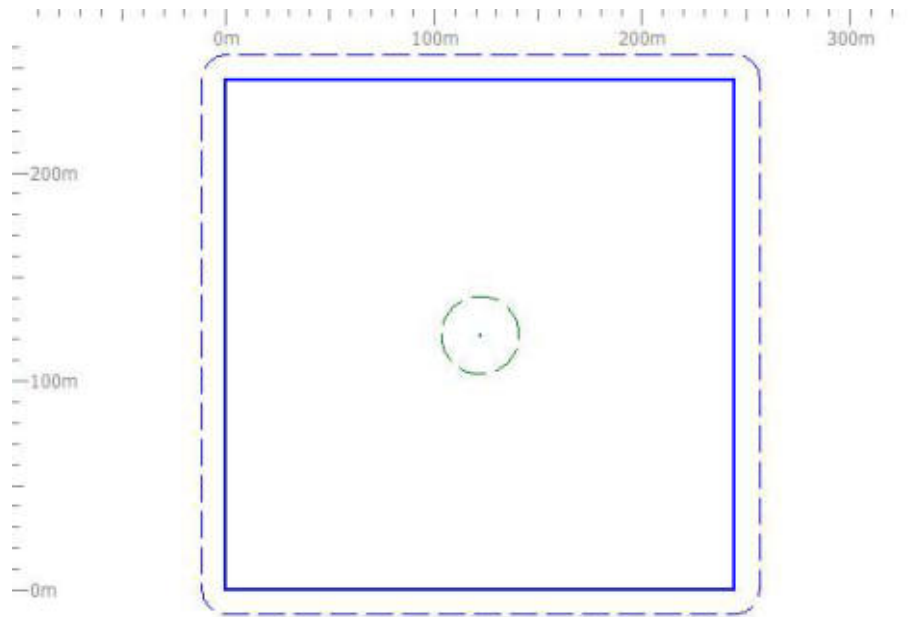
4.2 Geographic and building parameters

The ground flash density Ng is the basis for a risk analysis according to IEC 62305-2:2010-12. It defines the number of direct lightning strikes in 1 / year / km². A value of 2,50 lightning strikes / year / km² was determined for the location of the object Object by means of the ground flash density map. As a result, there is a calculated number of 25,00 of thunderstorm days per year for the location of the project.

The dimensions of the building are decisive for the risk of a direct strike. The collection areas for direct / indirect lightning strikes are determined based on these dimensions. The structure Object has the following dimensions:

L _b	Length:	245,00 m
W _b	Width:	245,00 m
H _b	Height:	4,00 m
H _{pb}	Highest point (if applicable):	6,00 m

This results in a calculated collection area for direct lightning strikes of 72.237,00 m² and for indirect lightning strikes (near the structure) of 1.275.398,00 m².



The environment surrounding the structure is an important factor for determining the number of direct / indirect lightning strikes. It was defined as follows for the building Object:

Relative location C_{db} : 1,00

If the ground flash density is referred to the size and the environment of the structure, a frequency of direct strikes N_d to the structure of 0,1806 strikes / year and indirect strikes near the structure of 3,1885 strikes / year is to be expected.

4.3 Division of the structure into lightning protection zones/zones

The structure Object was not divided into lightning protection zones / zones.

L1tz – Time during which persons are present in the zone.:

8.760 hours/year

L1nz – Number of persons in the zone:

0 persons

5. Supply lines

All incoming and outgoing supply lines of the structure to be considered must be taken into account in the risk analysis. Conductive pipes do not have to be considered if they are connected to the main earthing busbar of the structure. If this is not the case, the risk of incoming pipes should be considered in the risk analysis (observe that equipotential bonding is required!).

The following supply lines were considered for the structure Object in the risk analysis:

- Conductor 1
- Conductor 2
- Conductor 3
- Conductor 4
- Conductor 5

5.1 Conductor 1

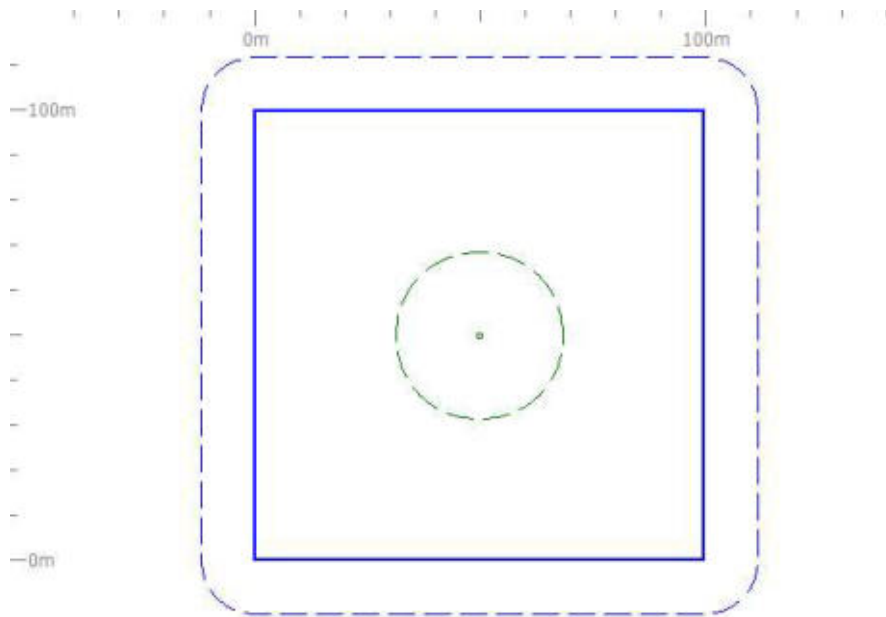
Installation factor:	Buried
Type of conductor:	Power supply line
Environment:	Rural
Connection of the conductor:	No special conditions
Transformer:	HV power supply line (with HV/LV transformer)
Conductor shielding:	External: Aerial or unshielded buried cable

The conductor length outside the structure up to the next node is 350,00 m.

A connected structure with the following dimensions is located at a distance of 350,00 m:

L_a	Length:	100,00 m
W_a	Width:	100,00 m
H_a	Height:	4,00 m
H_{pa}	Highest point (if applicable):	6,00 m

As a result, the calculated collection area for lightning strikes to the connected structure is 15.252,00 m².



Based on this, the following collection areas were determined for the supply line:

- Collection area for direct lightning strikes to the supply line: 14.000,00 m²
- Collection area for indirect lightning strikes near the supply line: 1.400.000,00 m²

The dielectric strength of the electrical equipment which is connected with the Conductor 1 is $U_w > 4.0$ kV

The conductors in the building are installed via Unshielded cable – routing precaution in order to avoid large loops.

5.2 Conductor 2

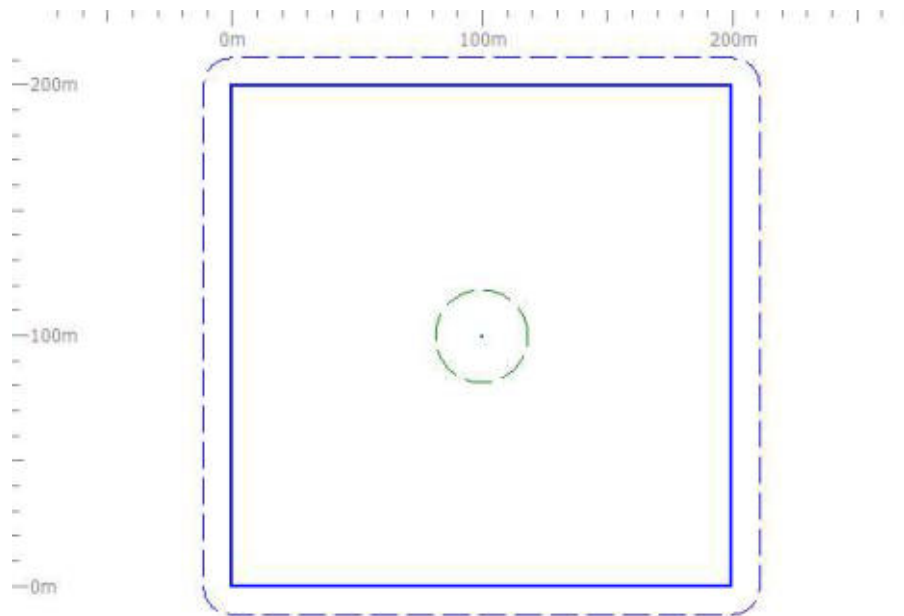
Installation factor:	Buried
Type of conductor:	Power supply line
Environment:	Rural
Connection of the conductor:	No special conditions
Transformer:	HV power supply line (with HV/LV transformer)
Conductor shielding:	External: Aerial or unshielded buried cable

The conductor length outside the structure up to the next node is 500,00 m.

A connected structure with the following dimensions is located at a distance of 500,00 m:

L_a	Length:	200,00 m
W_a	Width:	200,00 m
H_a	Height:	4,00 m
H_{pa}	Highest point (if applicable):	6,00 m

As a result, the calculated collection area for lightning strikes to the connected structure is 50.052,00 m².



Based on this, the following collection areas were determined for the supply line:

- Collection area for direct lightning strikes to the supply line: 20.000,00 m²

- Collection area for indirect lightning strikes near the supply line: 2.000.000,00 m²

The dielectric strength of the electrical equipment which is connected with the Conductor 2 is $U_w > 4.0$ kV

The conductors in the building are installed via Unshielded cable – routing precaution in order to avoid large loops.

5.3 Conductor 3

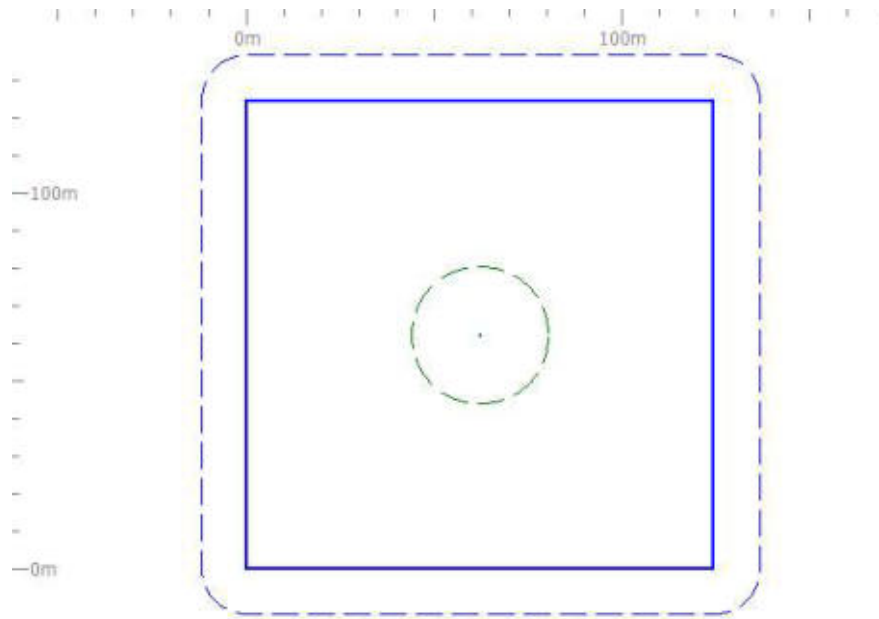
Installation factor:	Buried
Type of conductor:	Power supply line
Environment:	Rural
Connection of the conductor:	No special conditions
Transformer:	LV power supply, telecommunication or data line
Conductor shielding:	External: Aerial or unshielded buried cable

The conductor length outside the structure up to the next node is 150,00 m.

A connected structure with the following dimensions is located at a distance of 150,00 m:

L _a	Length:	125,00 m
W _a	Width:	125,00 m
H _a	Height:	4,00 m
H _{pa}	Highest point (if applicable):	6,00 m

As a result, the calculated collection area for lightning strikes to the connected structure is 22.077,00 m².



Based on this, the following collection areas were determined for the supply line:

- Collection area for direct lightning strikes to the supply line: 6.000,00 m²
- Collection area for indirect lightning strikes near the supply line: 600.000,00 m²

The dielectric strength of the electrical equipment which is connected with the Conductor 3 is $U_w \leq 1.0 \text{ kV}$

The conductors in the building are installed via Unshielded cable – routing precaution in order to avoid large loops.

5.4 Conductor 4

Installation factor:	Buried
Type of conductor:	Power supply line
Environment:	Rural
Connection of the conductor:	No special conditions
Transformer:	LV power supply, telecommunication or data line
Conductor shielding:	External: Aerial or unshielded buried cable

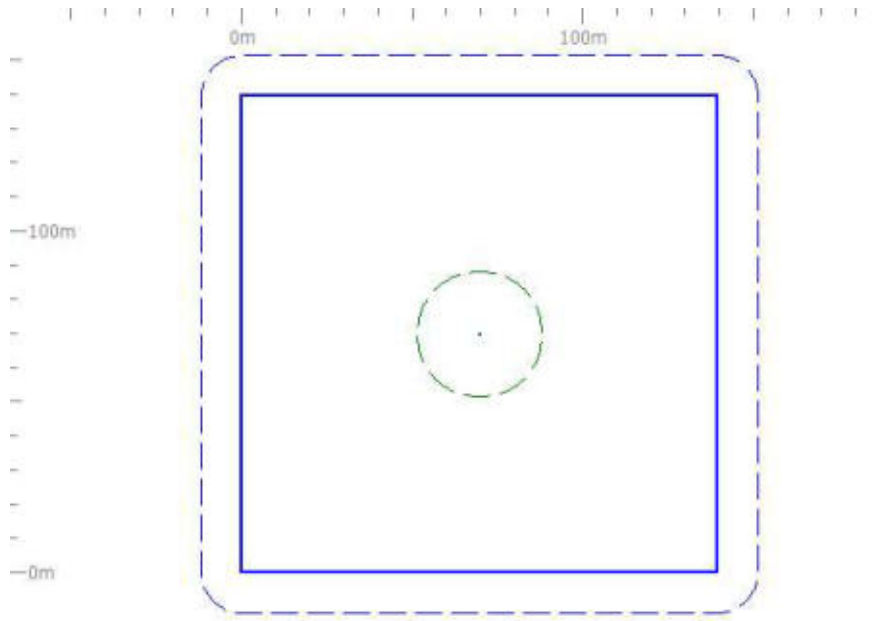
The conductor length outside the structure up to the next node is 370,00 m.

A connected structure with the following dimensions is located at a distance of 370,00 m:

L_a	Length:	140,00 m
W_a	Width:	140,00 m

H _a	Height:	4,00 m
H _{pa}	Highest point (if applicable):	6,00 m

As a result, the calculated collection area for lightning strikes to the connected structure is 26.772,00 m².



Based on this, the following collection areas were determined for the supply line:

- Collection area for direct lightning strikes to the supply line: 14.800,00 m²
- Collection area for indirect lightning strikes near the supply line: 1.480.000,00 m²

The dielectric strength of the electrical equipment which is connected with the Conductor 4 is $U_w \leq 1.0$ kV

The conductors in the building are installed via Unshielded cable – routing precaution in order to avoid large loops.

5.5 Conductor 5

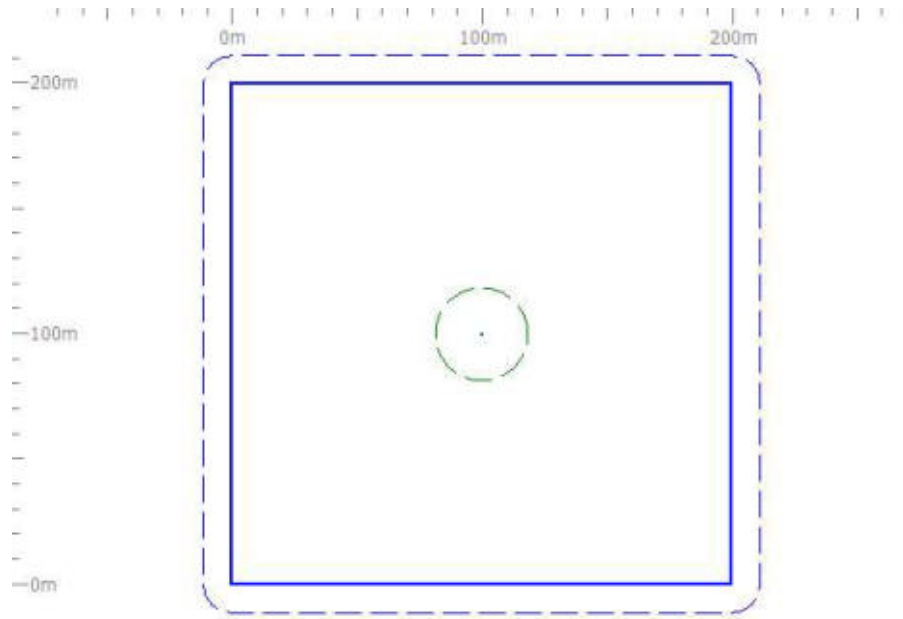
Installation factor:	Aerial
Type of conductor:	Power supply line
Environment:	Rural
Connection of the conductor:	No special conditions
Transformer:	LV power supply, telecommunication or data line
Conductor shielding:	External: Aerial or unshielded buried cable

The conductor length outside the structure up to the next node is 1.000,00 m.

A connected structure with the following dimensions is located at a distance of 1.000,00 m:

L_a	Length:	200,00 m
W_a	Width:	200,00 m
H_a	Height:	4,00 m
H_{pa}	Highest point (if applicable):	6,00 m

As a result, the calculated collection area for lightning strikes to the connected structure is 50.052,00 m².



Based on this, the following collection areas were determined for the supply line:

- Collection area for direct lightning strikes to the supply line: 40.000,00 m²
- Collection area for indirect lightning strikes near the supply line: 4.000.000,00 m²

The dielectric strength of the electrical equipment which is connected with the Conductor 5 is $U_w > 4.0$ kV

The conductors in the building are installed via Unshielded cable – no routing precaution in order to avoid loops.

6. Properties of the structure

6.1 Risk of fire

The risk of fire is one of the most important criteria for determining whether an LPS (lightning protection system) must be installed. The risk of fire is classified according to the specific fire load. The fire load should be determined by a fire safety expert or defined after consultation with the proprietor of the building and his / her insurance company. A distinction is made according to the following criteria:

- None
- Low (specific fire load in the building less than 400 MJ/m²)
- Ordinary (specific fire load in the building between 400 MJ/m² and 800 MJ/m²)
- High (specific fire load in the building greater than 800 MJ/m²)

- Explosion: zone 2 / 22
- Explosion: zone 1 / 21
- Explosion: zone 0 / 20

The risk of fire in a structure is an important factor for determining the required protection measures. The risk of fire for the structure Object was defined as follows:

- Low risk of fire

6.2 Measures to reduce the consequences of a fire

The following measures were selected to reduce the consequences of a fire:

- Fire extinguishers, manual fire alarm system, hydrants, fire-proof compartments, protected escape routes

6.3 Special hazards in the building for persons

Due to the number of persons, the possible risk of panic for the structure Object was defined as follows:

- No special hazard

6.4 External spatial shielding

Spatial shielding attenuates the magnetic field within a structure caused by lightning strikes to or near the object and reduces internal surges.

This can be achieved by an intermeshed equipotential bonding network in which all conductive parts of the structure and the internal systems are integrated. Consequently, the external / internal spatial shield is only a part of a shielded building structure. It must be observed that metal coverings and claddings are connected to one another and conductively to the equipotential bonding of the building. In this context, the relevant normative requirements must be observed.

Covering of the structure Object:

- No shielding

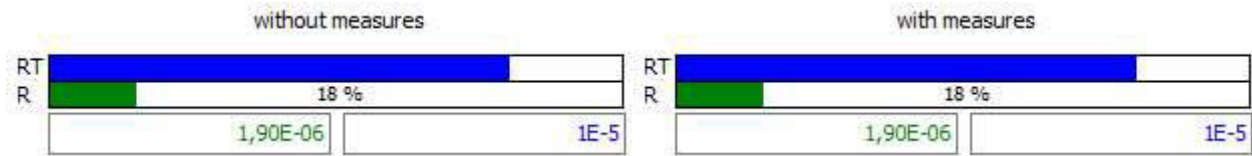
7. Risk assessment

As described in 4.1, the following risks according to 7.were assessed. The blue bar shows the tolerable risk value and the green / red bar shows the risk determined.

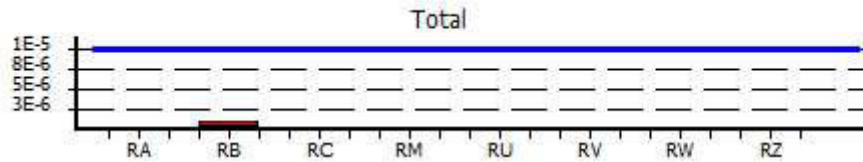
7.1 Risk R1, Human life

The following risk was determined for persons outside and inside the structure Object:

Tolerable risk R_T :	1,00E-05
Calculated risk R1 (unprotected):	1,90E-06
Calculated risk R1 (protected):	1,90E-06



The risk R1 consists of following risk components:



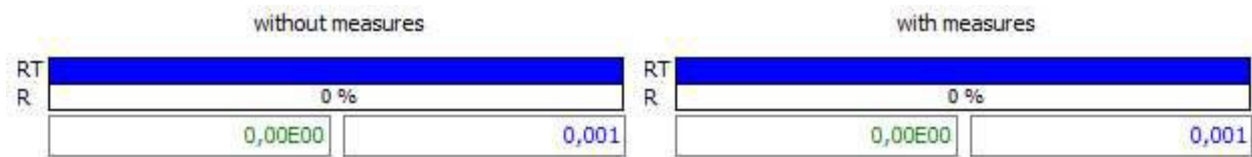
To reduce the risk, it is necessary to take measures as described in 8.

7.2 Risk R2, Service to the public

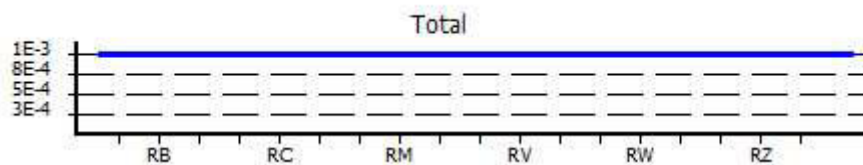
The risk R2, failure of services to the public, was determined for the structure Object as follows:

Tolerable risk R_T : 1,00E-03
 Calculated risk R2 (unprotected): 0,00E00

Calculated risk R2 (protected): 0,00E00



The risk R2 consists of following risk components:



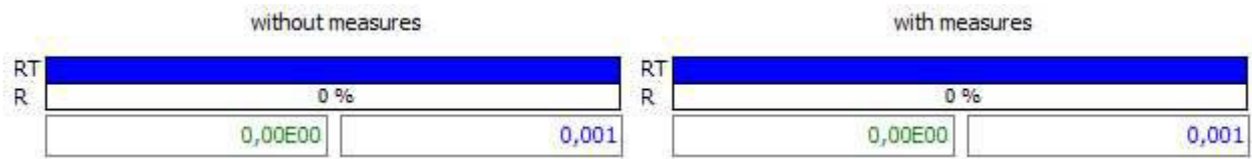
To reduce the risk, it is necessary to take measures as described in 8.

7.3 Risk R3, Cultural heritage

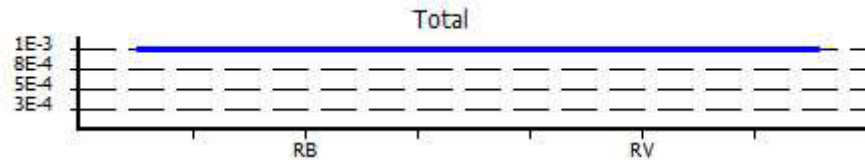
The risk R3, loss of cultural heritage, was determined for the structure Object as follows:

Tolerable risk R_T : 1,00E-03
 Calculated risk R3 (unprotected): 0,00E00

Calculated risk R3 (protected): 0,00E00



The risk R3 consists of following risk components:



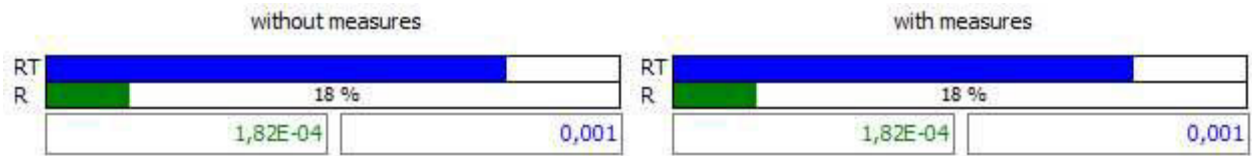
To reduce the risk, it is necessary to take measures as described in 8.

7.4 Risk R4, Economic value

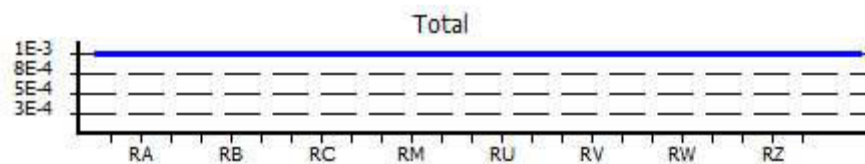
The risk R4 was determined for the structure Object as follows:

Tolerable risk R_T : 1,00E-03
 Calculated risk R4 (unprotected): 1,82E-04

Calculated risk R4 (protected): 1,82E-04



The risk R4 consists of following risk components:



To reduce the risk, it is necessary to take measures as described in 8.

A comparison of the risk R4 was made to consider the risk of economic loss

- Object (Actual state)
- Object (Target state)

The result of this consideration is whether the costs for the protection measures to be taken make economic sense with regard to the value of the structure.

7.4.1 Parameters for calculating the annual costs of protection measures

i - Interest rates::	4,00 %
a_t - Amortisation period:	25,00 Years
a - Amortisation rates:	4,00 %
m - Maintenance rates:	4,00 %

7.4.2 Costs of the building

L4ca – Value of animals in the zone:	0 USD
L4cb – Value of the zone:	0 USD
L4cc – Value of content in the zone:	1.000.000 USD
L4cs – Value of systems in the zone (including their activities):	1.000.000 USD
Total:	2.000.000 USD

One-time costs of protection measures: 0,00 USD

7.4.3 Assessment of risk R4

The costs of a total loss as a result of lightning effects without protection measures are:

C_L 364,03 USD/Year

The residual costs of loss as a result of lightning effects with protection measures are:

C_{RL} 364,03 USD/Year

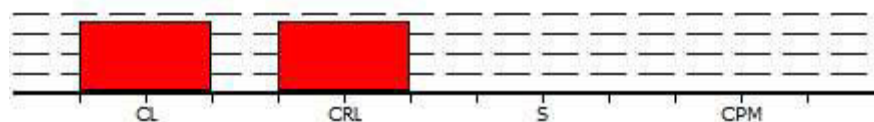
The annual costs of protection measures for an amortisation period of 25,00 years are:

C_{PM} 0,00 USD/Year

The annual savings resulting from protection measures are:

S_M 0,00 USD/Year

Therefore, the protection measures make economic sense.



8. Selection of protection measures

The risk was reduced to an acceptable level by selecting the following protection measures.

This selection of protection measures is part of the risk management for the object Object and is only valid in connection with this object.

Measures With protection/target state:

Area	Measures	Factor
------	----------	--------

9. Legal obligation

The risk analysis performed refers to the information provided by the operator and/or proprietor of the building or expert which has been assumed, assessed or defined on site. Please note that this information must be verified after assessment.

The procedure of the DEHNsupport software for calculating the risks is based on the IEC 62305-2:2010-12 standard.

Please note that all assumptions, documents, illustrations, drawings, dimensions, parameters and results are not legally binding for the person performing the risk analysis.

Place, date

Stamp, signature

10. General information

10.1 Components of the external lightning protection system

Lightning protection components used for the construction of the external lightning protection system must comply with the mechanical and electrical requirements defined in the IEC 62561-x standard series. This standard series is for example divided into following parts:

- | | |
|--------------------|--|
| - IEC 62561-1:2012 | Requirements for connection components |
| - IEC 62561-2:2012 | Requirements for conductors and earth electrodes |
| - IEC 62561-3:2012 | Requirements for isolating spark gaps |
| - IEC 62561-4:2010 | Requirements for conductor fasteners |
| - IEC 62561-5:2011 | Requirements for electrode inspection housings and earth electrode seals |

10.1.1 IEC 62561-1:2012 Requirements for connection components

The requirements for connection components such as clamps are defined in IEC 62561-1. For the installer of lightning protection systems this means that the connection components are to be selected for the load (H or N) to be expected at the place of installation. Therefore, a clamp for load H (100 kA) is to be used e.g. for an air-termination rod (100% lightning current) and a clamp for load N (50 kA) e.g. for a mesh or an earth entry (lightning current already distributed). The suitability for these applications must be proven by the manufacturer.

10.1.2 IEC 62561-2:2012 Requirements for conductors and earth electrodes

The IEC 62561-2 specifies concrete requirements for conductors, such as air-termination and down conductors as well as earth electrodes. These are defined as follows:

- Mechanical properties (minimum tensile strength and elongation),
- Electrical properties (maximum resistivity) and
- Corrosion protection properties (artificial aging).

The IEC 62561-2 standard also specifies the requirements for earth electrodes and earth rods. In this context, the material, geometry, minimum dimensions as well as the mechanical and electrical properties are important. These normative requirements are relevant product features, which must be documented in the manufacturers' documents and product datasheets.

10.1.3 IEC 62561-3:2012 Requirements for isolating spark gaps

Isolating spark gaps can be used to galvanically isolate an earth-termination system. IEC 62561-3 specifies that isolating spark gaps must be dimensioned in such a way that the components, if installed according to the manufacturer's instructions, are reliable, durable and safe for persons and nearby installations.

10.1.4 IEC 62561-4:2010 Requirements for conductor fasteners

The IEC 62561-4 standard specifies the requirements and tests for metal and non-metal conductor fasteners used with air-termination and down conductors.

10.1.5 IEC 62561-5:2011 Requirements for electrode inspection housings and earth electrode seals

All earth electrode inspection housings and earth electrode seals must be designed in such a way that they are reliable and safe for persons and the environment when used as intended. IEC 62561-5 specifies the requirements and tests for earth electrode inspection housings (e.g. pressure load) and for earth electrode seals (e.g. leak test).

11. Definition

Coordinated SPD system

SPDs properly selected, coordinated and installed to form a system intended to reduce failures of electrical and electronic systems.

Isolating interfaces

Devices which are capable of reducing conducted surges on lines entering the LPZ. These include isolation transformers with earthed screen between windings, metal-free fibre optic cables and opto-isolators. Insulation withstand characteristics of these devices are suitable for this application intrinsically or via SPD.

LEMP (lightning electromagnetic impulse)

All electromagnetic effects of lightning current via resistive, inductive and capacitive coupling, which create surges and electromagnetic fields.

LP (lightning protection)

Complete system for protection of structures against lightning, including their internal systems and contents, as well as persons, in general consisting of an LPS and SPM.

LPL (lightning protection level)

Number related to a set of lightning current parameters values relevant to the probability that the associated maximum and minimum design values will not be exceeded in naturally occurring lightning.

LPS (lightning protection system)

Complete system used to reduce physical damage due to lightning flashes to a structure.

EB (lightning equipotential bonding)

Bonding to LPS of separated metallic parts, by direct conductive connections or via surge protective devices, to reduce potential differences caused by lightning current.

SPD (surge protection device)

Device intended to limit transient overvoltages and divert surge currents; contains at least one non-linear component.

Node

Point on a line from which onward surge propagation can be assumed to be neglected. Examples of nodes are a point on a power line branch distribution at an HV / LV transformer or on a power substation, a telecommunication exchange or an equipment (e.g. multiplexer or xDSL equipment) on a telecommunication line.

Physical damage

Damage to a structure (or to its contents) due to mechanical, thermal, chemical or explosive effects of lightning.

Injury to living beings

Permanent injuries, including loss of life, to people or to animals by electric shock due to touch and step voltages caused by lightning.

Risk R

Value of probable average annual loss (humans and goods) due to lightning, relative to the total value (humans and goods) of the structure to be protected.

Zone of a structure ZS

Part of a structure with homogeneous characteristics where only one set of parameters is involved in assessment of a risk component.

LPZ (lightning protection zone)

Zone where the lightning electromagnetic environment is defined. The zone boundaries of an LPZ are not necessarily physical boundaries (e.g. walls, floor and ceiling).

Magnetic shield

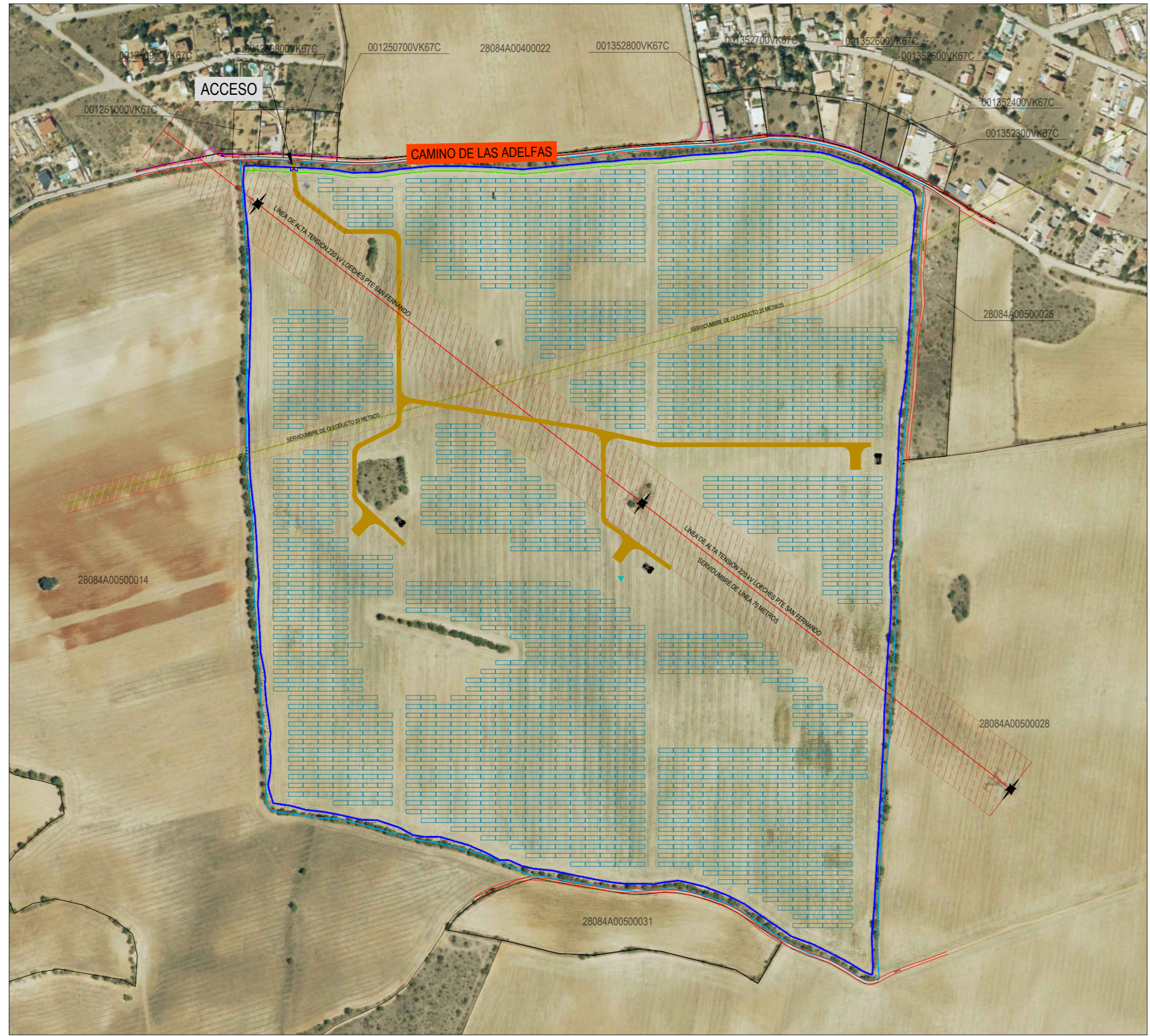
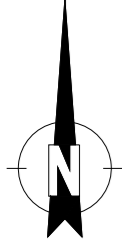
Closed, metallic, grid-like or continuous screen enveloping the structure to be protected, or part of it, used to reduce failures of electrical and electronic systems.

Lightning protective cable

Special cable with increased dielectric strength and whose metallic sheath is in continuous contact with the soil either directly or by use of conducting plastic covering.

Lightning protective cable duct

Cable duct of low resistivity in contact with the soil (concrete with interconnected structural steel reinforcements or metallic duct).



ESCALA 1:4000



UBICACIÓN DEL PROYECTO

SIN ESCALA



COORDENADAS TM ETRS89

COORDENADAS GEOGRÁFICAS:

ZONA 30T
461.703 m E
4.472.987 m N
(EPSG: 25830)

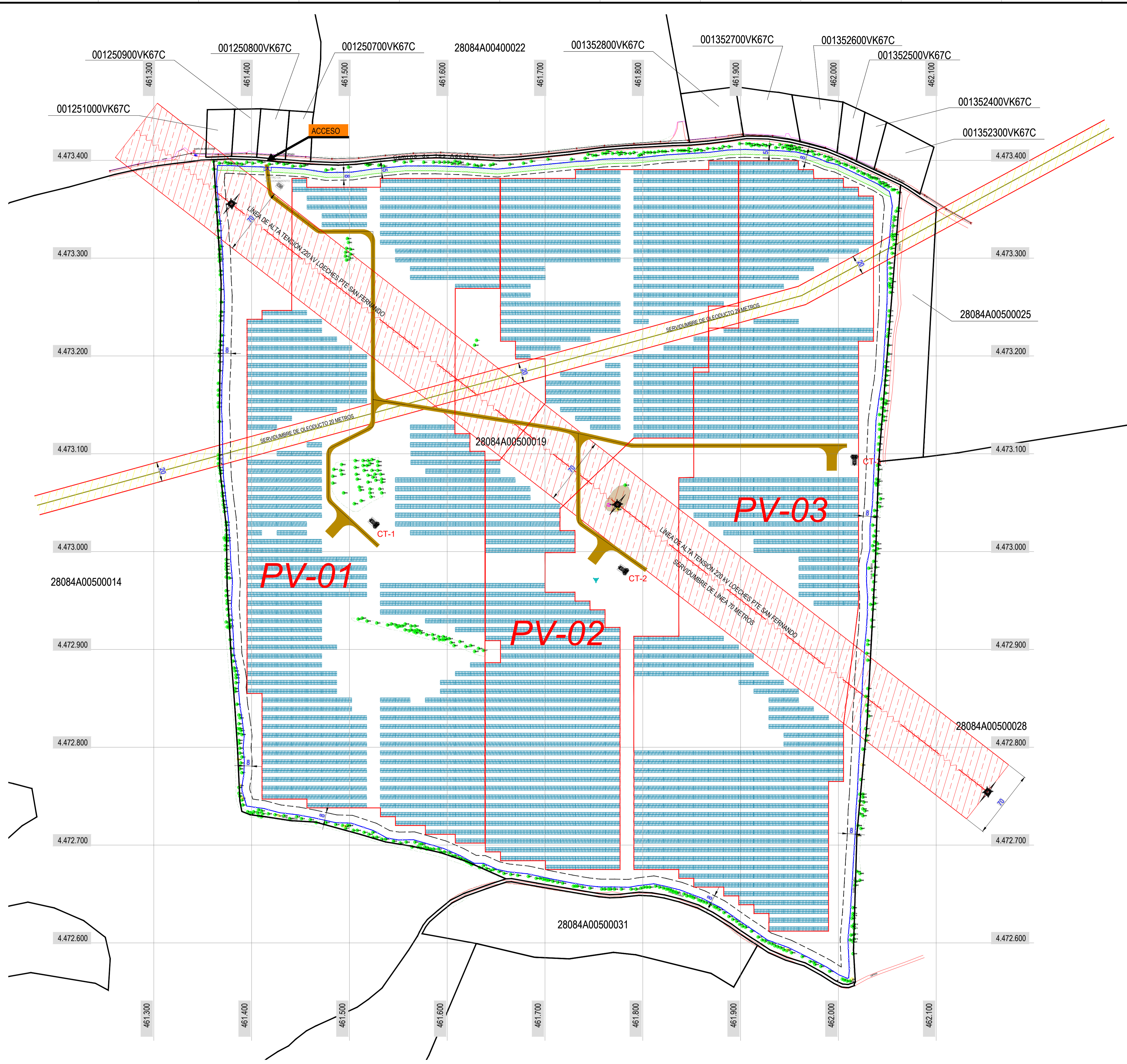
LATITUD: 40,406625° N
LONGITUD: -3,451339° O
ALTITUD: 657 m S.N.M.

SIN ESCALA

RELACIÓN DE REFERENCIAS CATASTRALES
Referencia catastral: 28084A005000190000SS
Localización: Polígono 5 Parcela 19
PEÑA RUBIA. MEJORADA DEL CAMPO (MADRID)

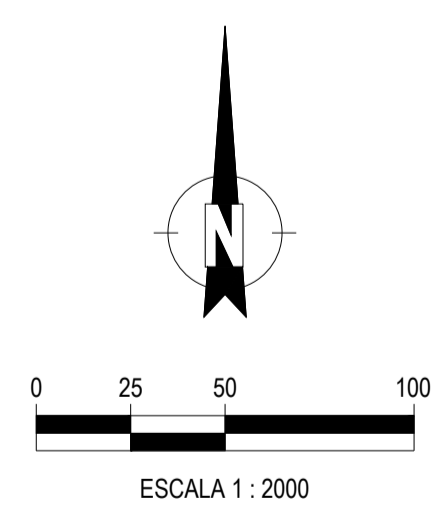
D						FECHA	ESCALA	VARIAS		INGENIERÍA DE DETALLE
C						NOV/25	DIBUJADO			
B						NOV/25	COMPROBADO		25,16 MWac	Proyecto Nº:
A						NOV/25	APROBADO		PEÑA RUBIA, MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE MADRID	Documento Nº:
EDIC.	FECHA	DIBUJADO	COMPROBADO	APROBADO	MODIFICACIÓN		Formato A2		LOCALIZACIÓN	CAD Nº: PR-PV-10GN2-0200

A
B
C
D
E
F
G
H



PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA	
Potencia Pico Total:	33,44692 MWp
Potencia total de inversores:	29,664 MVA @ 37°C
Potencia máxima en el punto de interconexión:	25,16 MWca
Relación CC/CA en el punto de interconexión:	1,33
Módulo fotovoltaico:	51.064 módulos JA SOLAR JAM72D42 655 LB 655 Wp (1500 Vdc) (1.964 strings de 26 módulos por string)
Inversor fotovoltaico:	90 inversores SUNGROW SG350HX 329,6 KVA @37°C
Estaciones transformadoras:	3 estaciones transformadoras MEINS SPS-10560-52 (30 inversores cada una) 10,56 MVA@30°C, 9,60 MVA@40°C, YN611d11
Estructura:	Estructura fija 2V13 Inclinación: 25° Acimut: 0° (sur) Pitch (distancia entre ejes): 9 m Estructuras 2V13 (1 string): 1964 UNIDADES
Subcampo PV-1:	<ul style="list-style-type: none"> 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 12 inversores con 24 strings por inversor 9 inversores con 22 strings por inversor 1 inversor con 21 strings por inversor 2 inversor con 20 strings por inversor 4 inversores con 19 strings por inversor 2 inversor con 17 strings por inversor 17.082 módulos de 655 Wp 11.188,71 kWp
Subcampo PV-2:	<ul style="list-style-type: none"> 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 2 inversores con 24 strings por inversor 10 inversores con 23 strings por inversor 4 inversores con 22 strings por inversor 8 inversores con 21 strings por inversor 1 inversor con 20 strings por inversor 5 inversores con 19 strings por inversor 16.874 módulos de 655 Wp 11.052,47 kWp
Subcampo PV-3:	<ul style="list-style-type: none"> 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 6 inversores con 24 strings por inversor 7 inversores con 23 strings por inversor 13 inversores con 21 strings por inversor 4 inversores con 20 strings por inversor 17.108 módulos de 655 Wp 11.205,74 kWp

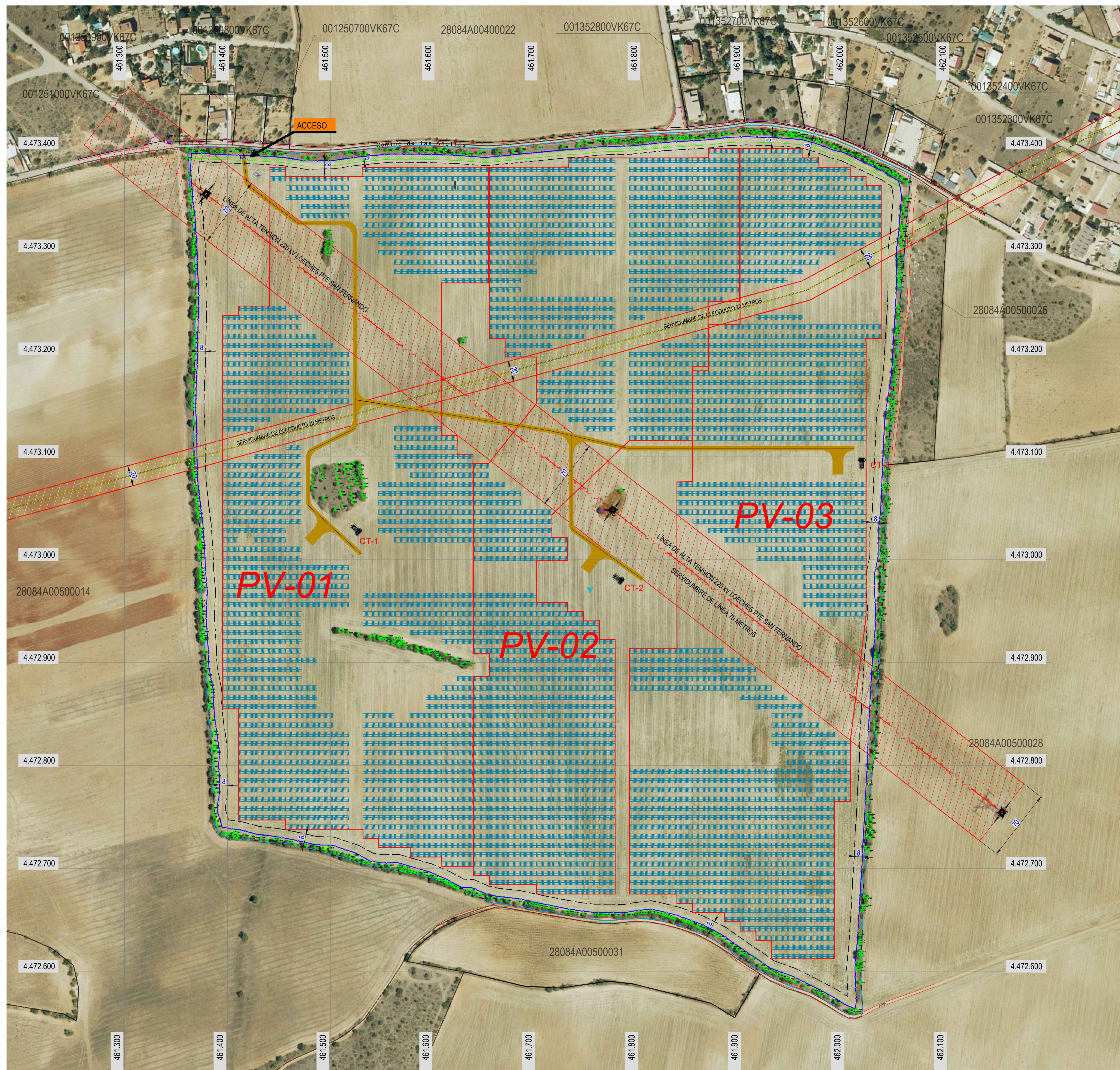
LEYENDA	
	LÍNEA ELÉCTRICA AEREA AT (servidumbre de 70 metros)
	TORRE DE ALTA TENSIÓN
	OLEODUCTO (servidumbre de 20 metros)
	PRUNUS DULCIS (ALMENDRO COMÚN)
	OLEA EUROPEA (OLIVO)
	FICUS CARICA (HIGUERA)
	ÁRBOLES - IDENTIFICADOR DE CADA EJEMPLAR
	LÍMITE DE PROYECTO
	VALLADO PERIMETRAL
	LÍMITE DE SUBCAMPO
	RETANQUEO DE 8 m A VALLADO PERIMETRAL
	LÍNEA DE ÁRBOLES A RESPETAR
	LÍMITE PARCELARIOS CATASTRO
	REFERENCIA CATASTRAL LÍMITE PARCELARIOS
	CAMINOS 4 m DE ANCHO
	ESTACIÓN METEOROLÓGICA (1 Uds.)
	ESTACIÓN TRANSFORMADORA
	CENTRO DE SECCIONAMIENTO
	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 2V 13 MÓDULOS (1 STRING)
	APANTALLAMIENTO VEGETAL



Coordenadas UTM, Sistema ETRS89, Zona 30T

IMPLANTACIÓN GENERAL SOBRE PLANO CATASTRAL

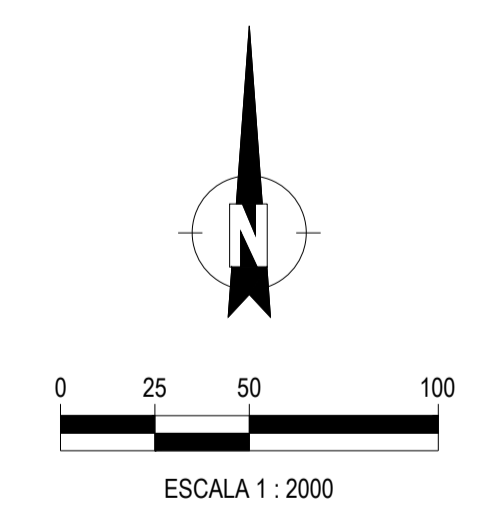
EDIC.	FECHA	DIBUJADO	COMPROBADO	APROBADO	MODIFICACIÓN	FECHA	ESCALA	1:2000	INGENIERÍA DE DETALLE
	NOV/25	DIBUJADO				NOV/25	25,16 MWca		Proyecto Nº:
	NOV/25	COMPROBADO				NOV/25	PEÑA RUBIA, MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE MADRID		Documento Nº:
	NOV/25	APROBADO					LAYOUT GENERAL		Página: 01 de 15
							Formato A1		CAD Nº: PR-PV-305N1-0100



PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA	
Potencia Pico Total:	33,44692 MWp
Potencia total de inversores:	29,664 MVA @ 37°C
Potencia máxima en el punto de interconexión:	25,16 MWca
Relación CC/CA en el punto de interconexión:	1,33
Módulo fotovoltaico:	51.064 módulos JA SOLAR JAM72D42 655 LB 655 Wp (1500 Vdc) (1.964 strings de 26 módulos por string)
Inversor fotovoltaico:	90 inversores SUNGROW SG350HX 329,6 KVA @37°C
Estaciones transformadoras:	3 estaciones transformadoras MEINS SPS-10560-52 (30 inversores cada una) 10,56 MVA@30°C, 9,60 MVA@40°C, YNd11d11
Estructura:	Estructura fija 2V13 Inclinación: 25° Acimut: 0° (sur) Pitch (distancia entre ejes): 9 m Estructuras 2V13 (1 string): 1964 UNIDADES
Subcampo PV-1:	<ul style="list-style-type: none"> - 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 - 12 inversores con 24 strings por inversor - 9 inversores con 22 strings por inversor - 1 inversor con 21 strings por inversor - 2 inversor con 20 strings por inversor - 4 inversores con 19 strings por inversor - 2 inversor con 17 strings por inversor - 17.082 módulos de 655 Wp - 11.188,71 kWp
Subcampo PV-2:	<ul style="list-style-type: none"> - 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 - 2 inversores con 24 strings por inversor - 10 inversores con 23 strings por inversor - 4 inversores con 22 strings por inversor - 8 inversores con 21 strings por inversor - 1 inversor con 20 strings por inversor - 5 inversores con 19 strings por inversor - 16.874 módulos de 655 Wp - 11.052,47 kWp
Subcampo PV-3:	<ul style="list-style-type: none"> - 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 - 6 inversores con 24 strings por inversor - 7 inversores con 23 strings por inversor - 13 inversores con 21 strings por inversor - 4 inversores con 20 strings por inversor - 17.108 módulos de 655 Wp - 11.205,74 kWp

LEYENDA

- LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA AT (servidumbre de 70 metros)
- TORRE DE ALTA TENSIÓN
- OLEODUCTO (servidumbre de 20 metros)
- PRUNUS DULCIS (ALMENDRO COMÚN)
- OLEA EUROPEA (OLIVO)
- FICUS CARICA (HIGUERA)
- ÁRBOLES - IDENTIFICADOR DE CADA EJEMPLAR
- LÍMITE DE PROYECTO
- VALLADO PERIMETRAL
- LÍMITE DE SUBCAMPO
- RETRANQUEO DE 8 m A VALLADO PERIMETRAL
- LÍNEA DE ÁRBOLES A RESPETAR
- CAMINOS 4 m DE ANCHO
- ESTACIÓN METEOROLÓGICA (1 Uds.)
- ESTACIÓN TRANSFORMADORA
- CENTRO DE SECCIONAMIENTO
- ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 2V 13 MÓDULOS (1 STRING)
- APANTALLAMIENTO VEGETAL



Coordenadas UTM, Sistema ETRS89, Zona 30T

IMPLANTACIÓN GENERAL SOBRE ORTOFOTO

EDIC.	FECHA	DIBUJADO	COMPROBADO	APROBADO	MODIFICACIÓN	FECHA	ESCALA	1:2000	INGENIERÍA DE DETALLE
						NOV/25	DIBUJADO		
						NOV/25	COMPROBADO		
						NOV/25	APROBADO		
							Formato A1		

LAYOUT GENERAL	Proyecto Nº: 25,16 MWca PEÑA RUBIA, MEJORADA DEL CAMPO, COMUNIDAD DE MADRID Documento Nº: Página: 02 de 15 CAD Nº: PR-PV-305N1-0100
----------------	---



PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA	
Potencia Pico Total:	33,44692 MWp
Potencia total de inversores:	29,664 MVA @ 37°C
Potencia máxima en el punto de interconexión:	25,16 MWca
Relación CC/CA en el punto de interconexión:	1,33
Módulo fotovoltaico:	51.064 módulos JA SOLAR JAM72D42 655 LB 655 Wp (1500 Vdc) (1.964 strings de 26 módulos por string)
Inversor fotovoltaico:	90 inversores SUNGROW SG350HX 329,6 KVA @37°C
Estaciones transformadoras:	3 estaciones transformadoras MEINS SPS-10560-52 (30 inversores cada una) 10,56 MVA@30°C, 9,60 MVA@40°C, YNd11d11
Estructura:	Estructura fija 2V13 Inclinación: 25° Acimut: 0° (sur) Pitch (distancia entre ejes): 9 m Estructuras 2V13 (1 string): 1964 UNIDADES
Subcampo PV-1:	<ul style="list-style-type: none"> - 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 - 12 inversores con 24 strings por inversor - 9 inversores con 22 strings por inversor - 1 inversor con 21 strings por inversor - 2 inversor con 20 strings por inversor - 4 inversores con 19 strings por inversor - 2 inversor con 17 strings por inversor - 17.082 módulos de 655 Wp - 11.188,71 kWp
Subcampo PV-2:	<ul style="list-style-type: none"> - 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 - 2 inversores con 24 strings por inversor - 10 inversores con 23 strings por inversor - 4 inversores con 22 strings por inversor - 8 inversores con 21 strings por inversor - 1 inversor con 20 strings por inversor - 5 inversores con 19 strings por inversor - 16.874 módulos de 655 Wp - 11.052,47 kWp
Subcampo PV-3:	<ul style="list-style-type: none"> - 1 x Centro de Transformación MEINS SPS-10560-52 - 6 inversores con 24 strings por inversor - 7 inversores con 23 strings por inversor - 13 inversores con 21 strings por inversor - 4 inversores con 20 strings por inversor - 17.108 módulos de 655 Wp - 11.205,74 kWp

LEYENDA	
	CURVAS DE NIVEL PRINCIPALES
	CURVAS DE NIVEL SECUNDARIAS
	LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA AT (servidumbre de 70 metros)
	TORRE DE ALTA TENSION
	OLEODUCTO (servidumbre de 20 metros)
	PRUNUS DULCIS (ALMENDRO COMÚN)
	OLEA EUROPEA (OLIVO)
	FICUS CARICA (HIGUERA)
	ÁRBOLES - IDENTIFICADOR DE CADA EJEMPLAR
	LÍMITE DE PROYECTO
	VALLADO PERIMETRAL
	RETANQUEO DE 8 m A VALLADO PERIMETRAL
	LÍNEA DE ÁRBOLES A RESPETAR
	CAMINOS 4 m DE ANCHO
	ESTACIÓN METEOROLÓGICA (1 Uds.)
	ESTACIÓN TRANSFORMADORA
	CENTRO DE SECCIONAMIENTO
	ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA 2V 13 MÓDULOS (1 STRING)
	APANTALLAMIENTO VEGETAL

Coordenadas UTM, Sistema ETRS89, Zona 30T

IMPLANTACIÓN GENERAL SOBRE LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

EDIC.	FECHA	DIBUJADO	COMPROBADO	APROBADO	MODIFICACIÓN	FECHA	ESCALA	1:2000	INGENIERÍA DE DETALLE
	NOV/25	DIBUJADO				NOV/25	1:2000		INGENIERÍA DE DETALLE
	NOV/25	COMPROBADO				NOV/25			Proyecto Nº:
	NOV/25	APROBADO				NOV/25			Documento Nº:
									Página: 03 de 15
									CAD Nº: PR-PV-305N1-0100