



LKS INGENIERIA, S.COOP.



1

Memoria

Aurreproiektua • Anteproyecto

**24 MWko EGUZKI INSTALAZIO FOTOVOLTAIKOA
ARASUR-en • INSTALACIÓN DE NUEVA PLANTA
FOTOVOLTAICA DE 24 MW EN ARASUR (RIBERA BAJA
– ALAVA)**

Sustatzailea • Promotor

Ekhin Energía, A.I.E.

Data • Fecha

2018ko abendua • diciembre de 2018

Egileak • Autores

**Hodei Arzak Urroz y Aintzane Marauri Álvarez / Alberto
Vazquez Mardones**

Industri Ingeniariak • Ingenieros Industriales / Ingeniero de
Camino Canales y Puertos

aurkibidea • índice

1	ANTECEDENTES	1
1.1	Promotor	1
1.2	Autores del proyecto	1
1.3	Objeto del proyecto	1
2	INTERÉS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNICIPIO DE RIBERA BAJA.....	1
2.1	Beneficios de la energía solar fotovoltaica.....	1
2.2	Situación de dependencia energética de la CAPV	2
2.3	Planteamiento estratégico de la instalación solar fotovoltaica propuesta	6
2.4	Ventajas de la implantación en Ribera Baja.....	7
3	EMPLAZAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO.....	9
3.1	Delimitación y características físicas	9
3.2	Topografía	9
3.3	Geología.....	10
3.4	Hidrología.....	10
3.5	Infraestructuras existentes	11
3.6	Reportaje fotográfico	13
4	PRINCIPALES CONDICIONANTES MEDIOAMBIENTALES Y SECTORIALES	16
4.1	Servidumbres de las infraestructuras de transportes.....	16
4.2	Contaminación acústica	18
4.3	Servidumbres aeronáuticas.....	19
5	JUSTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA	21
5.1	Normativa Urbanística.....	21
5.2	Normativa General De Aplicación	21
6	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	26
6.1	Datos generales de la parcela	26
6.2	Datos generales de la instalación.....	26
6.3	Características de la instalación.....	27
6.4	Cálculo de puesta a tierra.....	54
6.5	Implantación	56
6.6	Evacuación	56
6.7	Cálculo de producción eléctrica.....	65
7	DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS A EJECUTAR.....	76
7.1	Descripción de las obras de urbanización pública	76
7.2	Descripción de las obras de planta fotovoltaica.....	80
8	LISTADO DE PLANOS.....	87
9	RESUMEN DE PRESUPUESTO	89
10	ANEJO 1. CÁLCULOS	90

1 ANTECEDENTES

1.1 Promotor

La sociedad promotora de este proyecto es Ekhin Energía, A.I.E. con CIF-V01569664 y dirección a efectos de comunicación en Calle Albert Einstein, 46 Vitoria-Gasteiz 1510 Araba.

Esta sociedad está formada al 70% por LKS Energy Berri S.L.U. y un 30% por el Centro para el Ahorro y Desarrollo Energético y Minero S.A (CADEM).

Sus representantes legales son: Jon Perez Belascoechea con DNI 16.059.891-A por parte de LKS Energy Berri S.L.U. e Ismael Aranda Gómez con DNI 14.940.807-F por parte Centro para el Ahorro y Desarrollo Energético y Minero S.A. (CADEM).

1.2 Autores del proyecto

El presente proyecto para la obtención de la aprobación del proyecto lo redactan Hodei Arzak Urroz y Aintzane Marauri Álvarez, Ingenieros Industriales, con nº de colegiados 3.658 y 3.187, respectivamente, y Luis Alberto Vazquez Mardones, Ingeniero de Caminos Canales y Puertos en representación de LKS INGENIERIA, S. Coop. (Parque Empresarial Zuatzu, Edificio Ulia, Local 4,20.018 Donostia-San Sebastián Tlf: 902 03 04 88, Fax: 902 78 79 43), por encargo de Ekhin Energía, A.I.E.

1.3 Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es conseguir la aprobación del proyecto así como la Declaración de utilidad pública por parte del departamento de Industria del Gobierno Vasco.

Paralelamente se pretende inicial el trámite para la aprobación de la Evaluación de Impacto Ambiental simplificada.

2 INTERÉS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNICIPIO DE RIBERA BAJA

2.1 Beneficios de la energía solar fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas no producen ni ruidos, ni ningún tipo de molestia, ni impacto negativo medioambiental. Al contrario, con su instalación se evita el vertido a la atmósfera de los gases procedentes de la generación de energía eléctrica a través de otras fuentes contaminantes, con lo que se está contribuyendo de manera activa a la mejora del medio ambiente y al cumplimiento de compromisos internacionales como el Protocolo de Kyoto.

Este tipo de instalaciones contribuyen a crear un desarrollo sostenible en la medida en que genera energía de manera limpia y 100% renovable, además de, por su carácter distribuido, reducir las pérdidas que implica el transporte a largas distancias de la energía generada en las centrales convencionales.

El factor de emisión del mix eléctrico es el valor que expresa las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de la electricidad que se consume y, por tanto, es un indicador de las fuentes de energía utilizadas para producir dicha electricidad. Cuanto más bajo es el mix, mayor es la contribución de fuentes energéticas de origen renovable o bajas en carbono. La Garantía de Origen y Etiquetado de la Electricidad (GdO) es una acreditación expedida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que asegura que una cantidad determinada de energía eléctrica, medida en MWh, se ha obtenido a partir de fuentes renovables y cogeneración de alta eficiencia, en un periodo determinado.

El factor de emisión reconocido a las comercializadoras sin garantía de Origen de Electricidad en 2016 fue de:

- 0,36 kg de CO₂ por cada kWh producido: un total de 14.696 Ton/año.
- 0.75 mg de Residuos Radiactivos de Alta Actividad por cada kWh producido: un total de 30.618 gr/año.

2.2 Situación de dependencia energética de la CAPV

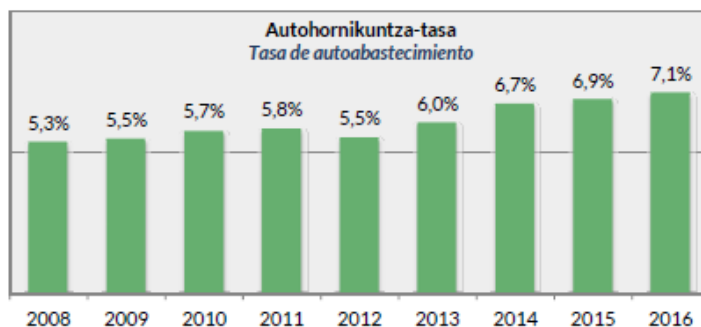
La demanda total de energía primaria o consumo interior bruto en Euskadi ha sido de 260.977 TJ, disminuyendo un 1% en 2016 después de aumentar 1,5% el año anterior.

El consumo final de energía, a su vez, ha descendido un 0,9% y sólo el sector del transporte ha aumentado su consumo. La producción de energía primaria, que corresponde a energías renovables en la actualidad, representa el 6,8% de la demanda energética

El mayor uso del gas natural como fuente de energía se realiza en la industria (47,7%) y en la generación eléctrica (35,6%), mientras que los derivados del petróleo se concentran en el transporte (86,7%) y la energía eléctrica en la industria (55,5%).

Por sectores, el mayor componente del consumo en la industria es el gas natural (46,7%) mientras que en el sector terciario es la electricidad (55,2%) y en el transporte los derivados del petróleo (95,7%).

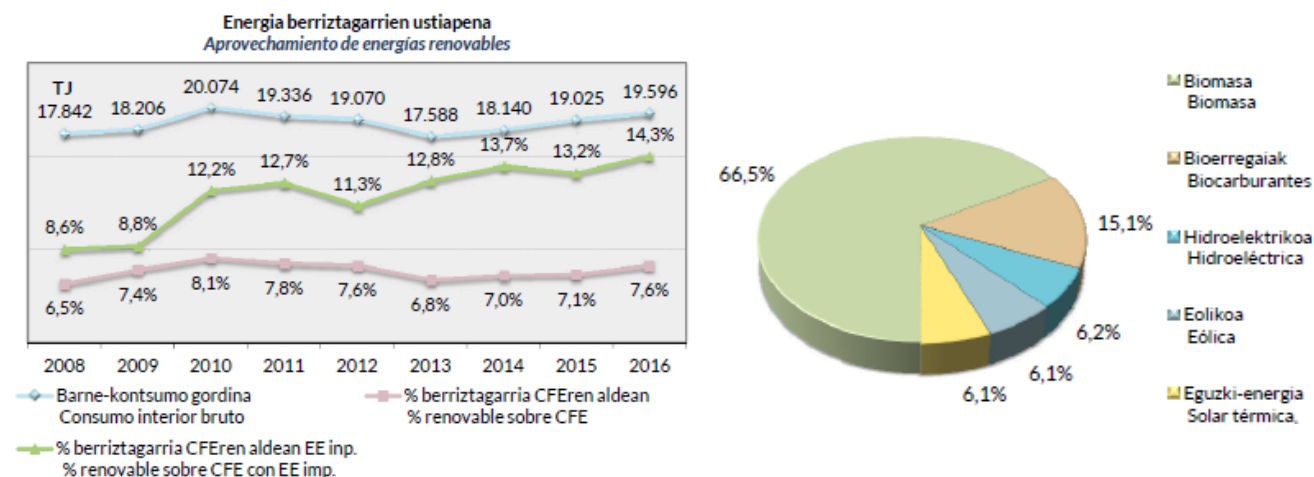
La intensidad energética final en Euskadi en 2016 es 13 puntos mejor que la del año 2008 en términos de energía consumida por unidad de PIB. Respecto al año 2015, la mejora es de 3 puntos gracias al crecimiento del 3% del PIB con un ligero descenso del consumo final de energía.



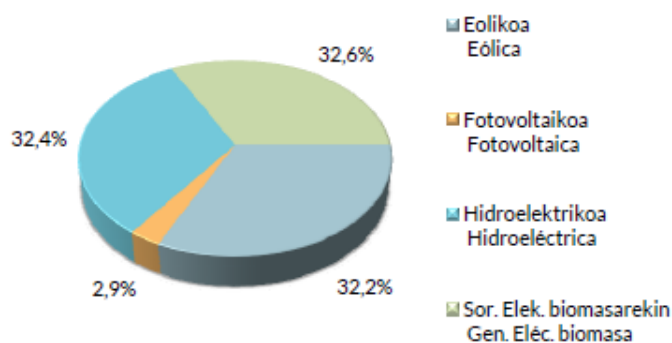
2.2.1 Aprovechamiento de energías renovables

El aprovechamiento de energía renovable en el año 2016 fue de 19.596 TJ, cantidad de la que la biomasa constituye un 66,5%, los biocarburantes el 15,1%, la hidroeléctrica un 6,2%, la eólica 6,1%, al igual que la energía solar térmica, aerotermia y geotermia.

La cuota de renovables en el consumo final de energía es del 14,3% (7,6% si no se tiene en cuenta el origen renovable de parte de la electricidad importada).

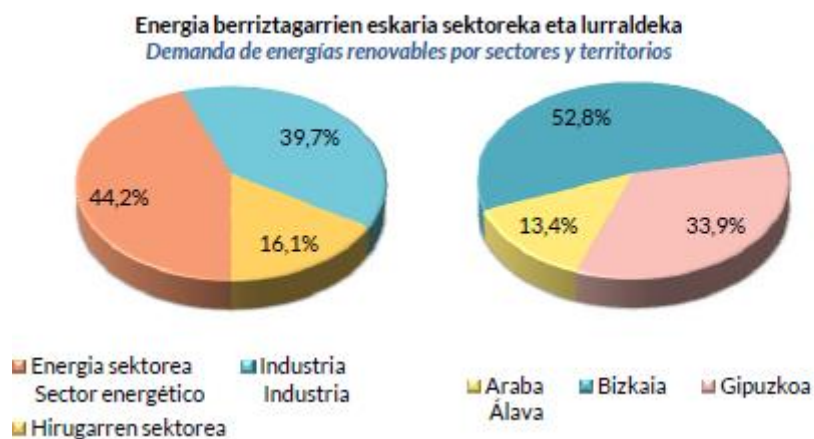


La generación eléctrica renovable en 2016 disminuyó un 7,9% y fue de 1.036 GWh, y su participación en la demanda eléctrica total es del 6,6%. La variación más importante ha sido el crecimiento del 5,2% de generación con biomasa.



2.2.2 Capacidad instalada y demanda de energías renovables

El consumo de uso final de energía renovable más importante corresponde al sector energético y la generación eléctrica, seguido de la industria, principalmente en el sector papero. La capacidad de generación hidroeléctrica y eólica se mantiene respectivamente en 173 MW y 153 MW. La capacidad solar fotovoltaica aumentó un 0,7% en 2016 y la superficie solar térmica en un 12,1%.

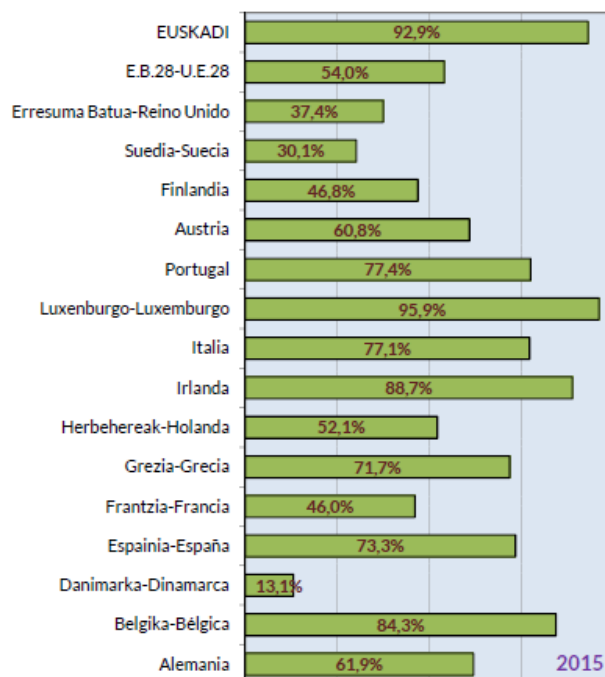


2.2.3 Abastecimiento de energía eléctrica

La demanda de energía eléctrica en Euskadi en 2016 fue de 15.696 GWh, con un descenso del 5% respecto al año anterior. La energía eléctrica representa el 24,4% del consumo final de energía. La producción eléctrica en Euskadi disminuyó un 8,9% en el año y cubrió el 36,1% de la demanda. El 63,9% restante corresponde a las importaciones de electricidad.

Unión europea

Producción primaria y consumo interior bruto per cápita; y dependencia energética exterior



2.2.4 Estrategia Energética Euskadi 2030

Las directrices de la política energética vasca vienen plasmadas desde sus inicios en los diversos documentos elaborados. Los objetivos marcados de la política energética a 2030 son los siguientes:

1. Alcanzar un ahorro de energía primaria de 1.250.000 tep año entre 2016-2030, lo que equivaldría al 17% de ahorro en 2030. Esto significa mantener en ese año el mismo nivel de demanda energética que en 2015, y mejorar la intensidad energética un 33% en el periodo.
2. Potenciar el uso de las energías renovables un 126% para alcanzar en el año 2030 los 966.000 tep de aprovechamiento, lo que significaría alcanzar una cuota de renovables en consumo final del 21%.
3. Promover un compromiso ejemplar de la administración pública vasca que permita reducir el consumo energético en sus instalaciones en un 25% en 10 años, que se implanten instalaciones de aprovechamiento de energías renovables en el 25% de sus edificios y que incorporen vehículos alternativos en el parque móvil y en las flotas de servicio público.
4. Reducir el consumo de petróleo en 790.000 tep el año 2030, es decir, un 26% respecto al escenario tendencial, incidiendo en su progresiva desvinculación en el sector transporte y la utilización de vehículos alternativos.
5. Aumentar la participación de la cogeneración y las renovables para generación eléctrica de forma que pasen conjuntamente del 20% en el año 2015 al 40% en el 2030.
6. Potenciar la competitividad de la red de empresas y agentes científico-tecnológicos vascos del sector energético a nivel global, impulsando 9 áreas prioritarias de investigación, desarrollo tecnológico e industrial en el campo energético, en línea con la estrategia RIS3 de especialización inteligente de Euskadi.

7. Contribuir a la mitigación del cambio climático mediante la reducción de 3 Mt de CO₂ debido a las medidas de política energética.

El proyecto de instalación solar fotovoltaica que se está impulsando en el municipio de Ribera Baja, contribuiría al cumplimiento parcial de los objetivos 2, 5, 6, 7 marcados en el Plan Euskadi 3E2030.

Adicionalmente, dada la capacidad que se pretende implementar en el proyecto, lograría cumplir los objetivos de capacidades instaladas de la tecnología fotovoltaica planteadas para 2020:

Capacidad instalada		2015	2020	2025	2030
Hidro	MW	173	175	177	183
Eólica	MW	153	167	463	783
Fotovoltaica	MW	25	55	108	293
Solar térmica	miles m ²	64	90	137	202
Biomasa	MW	71	69	106	111
Energía Marina	MW	0	10	20	60
Geointercambio	MWg	13	41	96	253
Energía Geotérmica	MW	0	0	4	10

2.3 Planteamiento estratégico de la instalación solar fotovoltaica propuesta

El objetivo de esta infraestructura sería la generación de energía renovable dentro del territorio de la CAPV, cuyo destino fundamental sería abastecer a las principales empresas industriales del territorio. Se ha estimado un objetivo de producción eléctrica de unos 24 MW.

La promoción de esta infraestructura recaerá en una Agrupación de Interés Económico denominada EKHIN Energía AIE, participada por LKS Energy Berri S.L.U. y el Centro para el Ahorro y Desarrollo Energético y Minero S.A (CADEM), sociedad dependiente del Ente Vasco de la Energía (EVE), que a su vez depende del Gobierno Vasco.

Según los acuerdos adoptados, EKHIN Energía, AIE adquirirá a la sociedad Araba Logística S.A. los suelos necesarios para la implantación de dicha infraestructura tras la culminación del proceso urbanístico necesario para adecuar la ordenación urbanística y la estructura de la propiedad y se encargará de la implantación y gestión de la infraestructura.

Esta instalación está orientada a la generación de energía para las principales empresas industriales de la CAPV, de forma que cada una de ellas sea propietaria de una parte de la producción eléctrica conseguida, al objeto de vincular la producción con el consumo energético de dichas empresas.

Estas empresas industriales entrarán a formar parte de la Agrupación de Interés Económico en la fase de construcción y operación de la infraestructura. A cada una de las empresas participantes les corresponderá un volumen de generación proporcional a su participación en EKHIN Energía AIE.

La instalación prevista estará diseñada para la producción de energía durante un periodo de unos 25 años. Pasado este tiempo, se podrá renovar la infraestructura utilizando materiales y tecnologías más avanzadas o proceder a su desmontaje devolviendo el terreno a su estado original.

La puesta en marcha de esta infraestructura responde a los siguientes objetivos estratégicos:

<i>Actuación</i>	<i>Objetivo estratégico</i>
Producción de energía mediante fuentes renovables	Mejora de la sostenibilidad global del modelo energético de la CAPV
Producción energética dentro de la CAPV	Contribuir a reducir la dependencia energética de la CAPV
Reducción del precio de la energía producida	Reducción de costes energéticos para la mejora de la competitividad de la industria vasca
Vinculación de las principales empresas industriales vascas a la energía producida	Reducción de costes energéticos para la mejora de la competitividad de la industria vasca

2.4 Ventajas de la implantación en Ribera Baja

La necesidad de ubicar las instalaciones fotovoltaicas en grandes superficies de terreno, sin sombra y con un tendido eléctrico próximo para evacuar la energía generada a la red, hace que el lugar más propicio para su instalación acabe siendo el suelo rural o no urbanizable. La totalidad de las instalaciones solares fotovoltaicas de unas ciertas dimensiones de las que tenemos constancia se implantan en esta categoría de suelo.

Más allá de la manera en que esto se regule desde el planeamiento urbanístico o desde la ordenación del territorio, la implantación de estas instalaciones en este tipo de suelo tiene carácter excepcional, toda vez que los usos ordinarios del suelo rústico son los propios de su naturaleza (agrícola, forestal, cinegético, etc.).

No obstante en el suelo no urbanizable sin una protección específica se vienen ejecutando, bajo determinadas condiciones, este tipo de instalaciones. La excepcionalidad de este tipo de instalaciones en el suelo no urbanizable, obligan a establecer a las diferentes normativas autonómicas condiciones específicas para este tipo de instalaciones en suelo no urbanizable, más allá de la tramitación de un plan especial en suelo no urbanizable como instrumento de regulación urbanística previo a la licencia municipal. Entre estas condiciones específicas están la "declaración de interés comunitario" (Comunidad Valenciana); la duración limitada de la autorización (desde los 10 años en Castilla-La Mancha a los 30 de la Comunidad Valenciana, prorrogables); la implantación de un canon o prestación compensatoria por este uso y aprovechamiento extraordinario del suelo rural; indivisibilidad de la finca afectada y vinculación a la instalación autorizada; garantizar la restauración de los terrenos y de su entorno inmediato una vez finalizada la vida útil de la instalación, etc., etc.

En el caso de la CAPV, quizás debido a lo inusual de este tipo de instalaciones, no existe una legislación autonómica específica al respecto.

En este contexto, la ubicación de la Fase 2 de la Plataforma Logística Arasur presenta múltiples ventajas que han llevado a apostar por dicha ubicación. Algunas de las más importantes serían las siguientes:

- Existencia de superficie suficiente para la implantación del proyecto, si bien la superficie disponible resulta un tanto justa para la producción energética prevista.
- Características topográficas del terreno favorables, tanto por las suaves pendientes, que favorece la implantación de paneles solares fotovoltaicos, como por la orientación sur mayoritaria que incrementa la captación solar y la producción de energía.
- Buenas condiciones de accesibilidad.
- Buenas condiciones de visibilidad para un proyecto que tiene vocación de tener un carácter de

experiencia piloto y de efecto demostrador.

- Suelo clasificado como urbanizable por el planeamiento urbanístico, lo que quiere decir que tiene vocación de acoger desarrollos urbanísticos, y evita clasificar más suelo virgen y la excepcionalidad de la implantación de estas instalaciones en suelo no urbanizable.
- Estructura de la propiedad concentrada.
- Suelo en manos de una sociedad público-privada, lo que facilita la consecución de acuerdos, más aun teniendo en cuenta la participación pública en ambas sociedades, tanto en la propietaria del suelo como en la promotora de la infraestructura.
- Condiciones adecuadas para la evacuación de la energía producida hacia la red de transporte eléctrico.

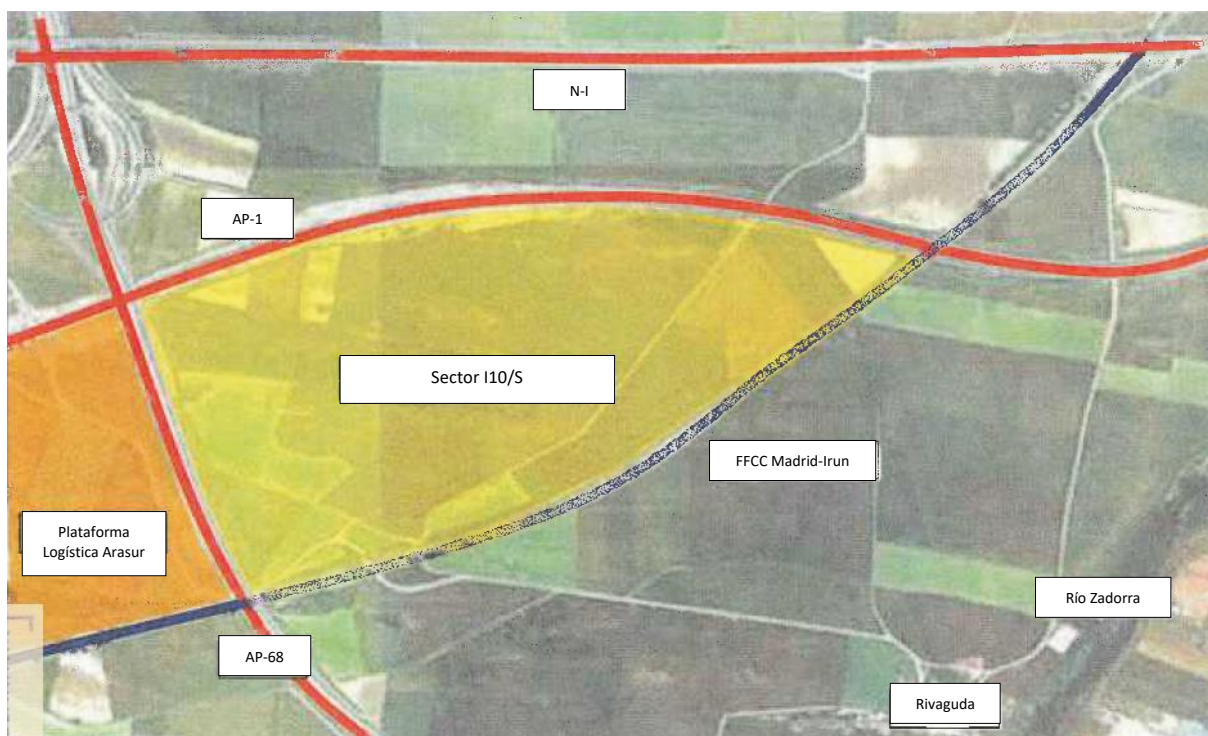
3 EMPLAZAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO

3.1 Delimitación y características físicas

El ámbito de actuación del presente documento está situado al sureste de Rivabellosa (Álava), concejo del municipio de Ribera Baja, que constituye el concejo más importante y la capital de dicho municipio.

Se trata de un ámbito con una superficie de 55,1 has. y forma sensiblemente triangular que se encuentra delimitado físicamente por diversas infraestructuras de comunicaciones:

- Al Norte por la autopista AP-1.
- Al Sur y el Este por la línea de ferrocarril Madrid-Irún.
- Al Oeste por la autopista AP-68.



Delimitación aproximada del ámbito

3.2 Topografía

Morfológicamente los terrenos cuentan con suaves pendientes.

Los terrenos situados en el sur, cercanos al FFCC, oscilan entre cotas de +485 y +490 y cuentan con un carácter ondulado con pendientes medias entre el 5% y el 10%. En esta zona existen dos depresiones del terreno: una en el cruce del ferrocarril con la AP-68, en el paraje conocido como El Corral, y otra hacia el este conocida como El Barranco.

La pendiente del terreno se incrementa en dirección norte donde las alturas varían entre los +500 y +515, llegando a la máxima cota de +525 en las proximidades de la AP-1.

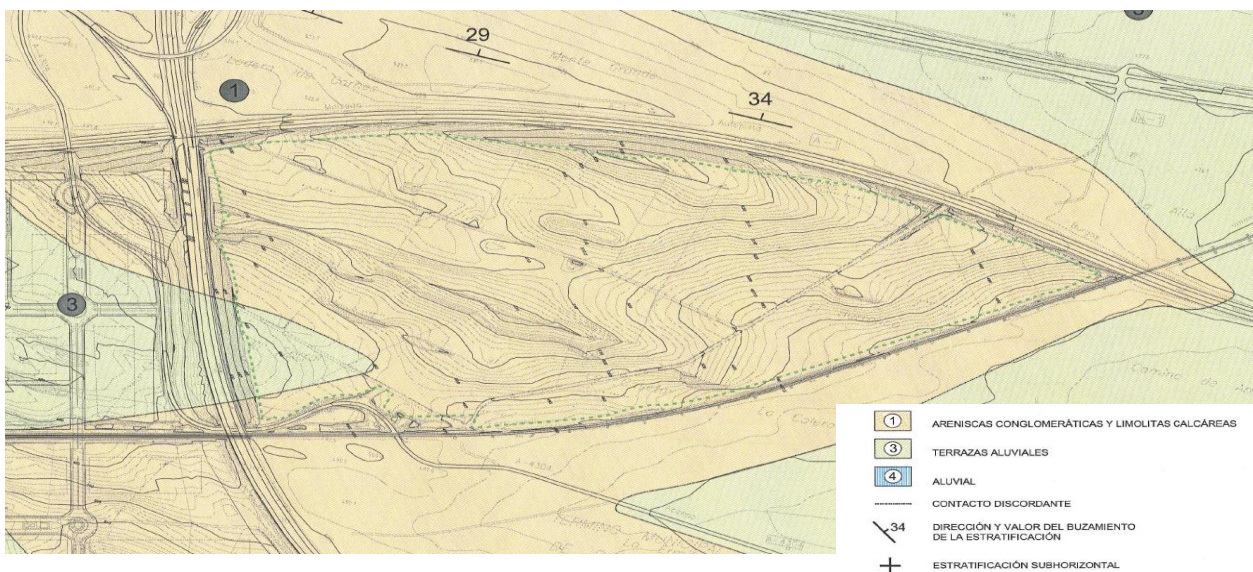
El plano de información PI.02 refleja el estado actual del ámbito y la topografía.

Un aspecto muy relevante para el presente proyecto es la pendiente y la orientación. El ámbito tiene una suave pendiente que favorece la implantación de los paneles fotovoltaicos. Buena parte del ámbito tiene orientación sur lo que supone una buena condición para el aprovechamiento de la energía solar mediante sistemas fotovoltaicos. La zona colindante con el ferrocarril tiene orientación sur, lo que la hace especialmente valiosa para ser objeto del máximo aprovechamiento. El plano de información PI.03 representa las pendientes existentes a través de las secciones transversales del terreno y el plano PI.04 refleja las pendientes existentes en el conjunto del sector y su orientación.

3.3 Geología

Existe un "Estudio Geológico-Geotécnico de la Plataforma Logística Arasur" realizado para el Proyecto de Urbanización de la 1ª Fase, y que engloba el ámbito de la 2ª Fase. Este estudio refleja las características del terreno y su comportamiento de cara a la cimentación (presión admisible y tipo de cimentación probable) y al movimiento de tierras (excavabilidad, estabilidad de taludes, empujes y aptitud para préstamos). El plano PI.06 refleja las características geológicas y geotécnicas del terreno.

En cualquier caso, la geotecnia no constituye un aspecto relevante para el presente proyecto, ya que el movimiento de tierras a realizar va a ser muy pequeño y las infraestructuras e instalaciones a implantar constituyen estructuras ligeras.



Geología y geotecnia

3.4 Hidrología

Según el PTS de ordenación de ríos y arroyos de la CAPV, la práctica totalidad del ámbito forma parte de la cuenca del río Zadorra, con excepción del ángulo noroeste del mismo que forma parte de la cuenca del río Bayas.

El cauce fluvial más próximo es el río Zadorra que discurre de norte a sur. Entre el cauce del río Zadorra y el límite sureste del ámbito que está marcado por la línea del ferrocarril Madrid-Irún, hay una distancia aproximada de entre 670 y 1.500 m. aproximadamente.

La cartografía del PTS y la cartografía de URA-Agencia Vasca del Agua, no reflejan ningún curso de agua en el ámbito. Tampoco está afectado por ningún riesgo de inundabilidad, ya que las áreas con riesgo de inundabilidad se limitan a las proximidades del río Zadorra.

Existe un camino agrícola que atraviesa el ámbito y que comunica la localidad de Rivaguda con la carretera N-I.

El ámbito cuenta en sus proximidades con las infraestructuras de servicio urbanas propias del desarrollo de la Fase 1 de la Plataforma Logística Arasur.

Al sur del ámbito discurre una línea de transporte eléctrico de 30 kV y un oleoducto.

3.6 Reportaje fotográfico







4 PRINCIPALES CONDICIONANTES MEDIOAMBIENTALES Y SECTORIALES

Si bien el documento de Estudio Ambiental Estratégico de la presente Modificación puntual de las NN.SS. analiza en detalle las afecciones medioambientales de dicha actuación, recogemos a continuación una síntesis de las determinaciones que más pueden condicionar la ordenación urbanística del ámbito o la tramitación del presente documento.

4.1 Servidumbres de las infraestructuras de transportes

Las infraestructuras de transportes constituyen uno de los principales condicionantes de la actuación propuesta. Los condicionantes principales son los siguientes:

Afecciones de carreteras

El ámbito está afectado por las autopistas AP-1 en el frente norte del ámbito y por la AP-68 en su parte oeste. En el extremo suroeste el ámbito linda con la carretera A-4304 a Rivaguda desde la que se plantea el acceso al sector.

Se resumen a continuación las afecciones derivadas de dichas carreteras, que se reflejan gráficamente en el plano PI.10 "Servidumbres generadas por las infraestructuras de comunicaciones".

Las autopistas AP-1 y AP-68 son de titularidad estatal. Las afecciones de dichas carreteras vienen derivadas de la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras (BOE nº 234, de 30 de septiembre de 2015), en la que se regulan las características y limitaciones de usos en cada una de las zonas definidas.

- Zona de dominio público (art. 29): Constituyen la zona de dominio público los terrenos ocupados por las propias carreteras del Estado, sus elementos funcionales y una franja de terreno a cada lado de la vía de 8 metros de anchura en autopistas y autovías medidos horizontalmente desde la arista exterior de la explanación y perpendicularmente a dicha arista.
- Zona de servidumbre (art. 31): La zona de servidumbre de las carreteras del Estado está constituida por dos franjas de terreno a ambos lados de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de dominio público y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación, a una distancia de 25 metros en autopistas y autovías, medidos horizontalmente desde las citadas aristas.
- Zona de afección (art. 32): La zona de afección de las carreteras del Estado está constituida por dos franjas de terreno a ambos lados de las mismas, delimitadas interiormente por la zona de servidumbre y exteriormente por dos líneas paralelas a las aristas exteriores de la explanación, a una distancia de 100 metros en autopistas y autovías, medidos horizontalmente desde las citadas aristas.
- Línea límite de edificación (art. 33): A ambos lados de las carreteras del Estado se establece la línea límite de edificación, que se sitúa a 50 metros en autopistas y autovías, medidos horizontal y perpendicularmente a partir de la arista exterior de la calzada más próxima. La arista exterior de la calzada es el borde exterior de la parte de la carretera destinada a la circulación de vehículos en general.
- En la zona de afección, cualquier tipo de obras e instalaciones fijas o provisionales, cambiar el uso o destino de las mismas y plantar o talar árboles, requerirá la previa autorización del Ministerio de Fomento, sin perjuicio de otras competencias concurrentes (art. 32.2).

En la zona de servidumbre no podrán realizarse obras, ni se permitirán más usos de aquellos que sean compatibles con la seguridad viaria y la adecuada explotación de la vía (art. 31.2). el Ministerio de Fomento podrá autorizar a terceros la utilización de la zona de servidumbre por razones de interés general o cuando lo requiera el mejor servicio de la carretera (art. 32.3).

Entre la carretera y la línea de edificación queda prohibido cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción, incluidas las que se desarrollen en el subsuelo, o cambio de uso, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las construcciones o instalaciones ya existentes (art. 33.1). El Ministerio de Fomento, previo informe no vinculante de las comunidades autónomas y entidades locales afectadas a emitir en un plazo no superior a dos meses, podrá, por razones geográficas o socioeconómicas, fijar una línea límite de edificación inferior a la establecida con carácter general, aplicable a determinadas carreteras estatales en zonas o tramos perfectamente delimitados (art. 33.3).

Tal como recoge el artículo 16.6. de la citada Ley, la presente Modificación de las NN.SS. deberá ser informada por el Ministerio de Fomento. El Ayuntamiento de Ribera Baja, órgano competente para la aprobación inicial del documento, deberá ponerlo en conocimiento del Ministerio de Fomento, antes de dicha aprobación inicial, para que emita un informe comprensivo de las consideraciones que estime convenientes para la protección del dominio público. Este informe será vinculante en lo que se refiere a las posibles afecciones a la Red de Carreteras del Estado. El Ministerio de Fomento dispone de un plazo de tres meses para emitir su informe y en el caso de que transcurra dicho plazo sin que el informe se haya evacuado, se entenderá que es conforme.

La carretera A-4304 es competencia de la Diputación Foral de Álava y forma parte de la red vecinal. Sus afecciones vienen derivadas de la Norma Foral 20/1990, de 25 de junio, de Carreteras del Territorio Histórico de Álava (BOTH A nº 78, de 9 de julio de 1990). Sus afecciones son las siguientes: dominio público: 3 m.; zona de servidumbre: 8 m.; zona de afección: 50 m.; Límite de la edificación: 25 m.

Afecciones del ferrocarril

El límite sur del ámbito está delimitado por el trazado del ferrocarril Madrid-Irun. El trazado ferroviario genera una serie de afecciones que están recogidas en la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del sector ferroviario (BOE nº 234, de 30 de septiembre de 2015).

Se resumen a continuación las afecciones derivadas de dicha línea ferroviaria, que se reflejan gráficamente en el plano PI.10 "Servidumbres generadas por las infraestructuras de comunicaciones".

- Zona de dominio público (art. 13): franja de 8 m. de anchura, medida en horizontal y perpendicularmente al eje de la misma, desde la arista exterior de la explanación.
- Zona de protección (art. 14): delimitada interiormente por la zona de dominio público y, exteriormente, por una línea paralela situada a 70 metros de la arista exterior de la explanación.
- Límite de edificación (art. 15): establecida a 50 m. de la arista exterior más próxima de la plataforma, medidos horizontalmente a partir de la mencionada arista.

Entre la plataforma del ferrocarril y la línea límite de edificación, queda prohibido cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las edificaciones existentes en el momento de entrada en vigor de esta ley.

El artículo 16 establece que para ejecutar, en las zonas de dominio público y de protección de la infraestructura ferroviaria, cualquier tipo de obras o instalaciones fijas o provisionales, cambiar el destino de las mismas o el tipo de actividad que se puede realizar en ellas y plantar o talar árboles, se

requerirá la previa autorización del administrador de infraestructuras ferroviarias. Lo dispuesto en este apartado se entiende sin perjuicio de las competencias de otras administraciones públicas.

Cuando resulte necesaria la ejecución de obras dentro de la zona establecida por la línea límite de la edificación en un punto o área concreta, los administradores generales de infraestructuras, previo informe de la Agencia Estatal de Seguridad Ferroviaria en el ámbito de sus competencias, podrán establecer la línea límite de edificación a una distancia inferior a la establecida con carácter general, previa solicitud del interesado y tramitación del correspondiente expediente administrativo, siempre y cuando ello no contravenga la ordenación urbanística y no cause perjuicio a la seguridad, regularidad, conservación y libre tránsito del ferrocarril, así como cuando no sea incompatible con la construcción de nuevas infraestructuras correspondientes a estudios informativos que continúen surtiendo efectos conforme a lo dispuesto en el apartado 8 del artículo 5 de esta ley (art. 15.4).

Tal como establece el artículo 7.2. de la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del sector ferroviario:

2. Asimismo, en los casos en que se acuerde la redacción, revisión o modificación de un instrumento de planeamiento urbanístico que afecte a líneas ferroviarias, a tramos de las mismas, a otros elementos de la infraestructura ferroviaria o a las zonas de servicio reguladas en el artículo 9, el órgano con facultades para acordar su aprobación inicial deberá enviar, con anterioridad a ésta, el contenido del proyecto al Ministerio de Fomento para que por éste se emita, en el plazo de dos meses computados desde la fecha de su recepción y con carácter vinculante en lo relativo a las materias de su competencia, un informe comprensivo de las observaciones que, en su caso, estime convenientes. Si transcurrido dicho plazo no se hubiera evacuado el informe citado por el referido Ministerio, se entenderá su conformidad con el proyecto urbanístico.

Por otro lado, se ha consultado el Estudio informativo de la línea de Alta Velocidad Burgos-Vitoria y el tramo Pancorbo-Vitoria discurre por el norte del núcleo de Rivabellosa, con un ramal de conexión con la línea ferroviaria Madrid-Hendaya en Miranda de Ebro. Ni el trazado principal, ni la conexión entre ambos trazados ferroviarios afecta a nuestro ámbito.

Camino agrícola

Existe un camino agrícola que atraviesa el ámbito y que comunica localidad de Rivaguda con la carretera N-I. El Plan Parcial vigente mantiene el tráfico agrícola y desvía el trazado del camino en paralelo al ferrocarril y a la parte este de la carretera AP-1, hasta cruzar bajo dicha carretera. El Proyecto de Reparcelación recoge una finca correspondiente a dicho camino con el Ayuntamiento de Ribera Baja como titular. De cara a la nueva ordenación, se mantiene la necesidad de mantener el tráfico agrícola.

4.2 Contaminación acústica

El presente ámbito tiene la consideración de futuro desarrollo según la definición recogida en el artículo 3.d) del Decreto 231/2012, de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco: cualquier actuación urbanística donde se prevea la realización de alguna obra o edificio que vaya a requerir de una licencia prevista en el apartado b) del artículo 207 de la Ley 2/2006.

Según el artículo 30.2 del citado Decreto, las entidades promotoras de un futuro desarrollo deberán efectuar un estudio de impacto acústico, regulado en el artículo 37 del citado Decreto. A tal efecto, se incluye un estudio de impacto acústico, como Anexo I a la presente Memoria.

4.3 Servidumbres aeronáuticas

El término municipal de Ribera Baja está afectado por las servidumbres aeronáuticas del Aeropuerto de Vitoria, siendo la última referencia normativa el Real Decreto 377/2011, de 11 de marzo por el que se actualizan las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Vitoria (BOE, nº 77, de 31 de marzo de 2011). Se encuentra situado en la zona de servidumbre de la operación de aeronaves.

El límite de aproximación de las aeronaves, en la zona más próxima a nuestro ámbito, se sitúa a la cota +1135 m. Sobre el núcleo urbano de Miranda de Ebro discurre otro límite de aproximación a la cota +1042 m. Al suroeste del núcleo urbano de Miranda de Ebro, discurre otro límite de aproximación a la cota +825 m.

La distancia en vertical entre nuestro ámbito y los citados límites de aproximación de aeronaves, es muy considerable, ya que el punto más alto del terreno actual es la cota +525 m. En cualquier caso, la presente Modificación de las NN.SS. requiere informe preceptivo de la Dirección de Aviación Civil.

Dado que el término municipal de Ribera Baja se encuentra afectado por las determinaciones del Plan Director del Aeropuerto de Vitoria (Real Decreto 377/2011, de 11 de marzo) es necesario que el ayuntamiento o administración pública competente solicite, de manera oficial, antes de la aprobación inicial o trámite equivalente a la Dirección General de Aviación Civil (Ministerio de Fomento) el correspondiente informe. Dicho informe tiene carácter vinculante y preceptivo y por lo tanto deberá ser expresamente favorable para la aprobación definitiva del planeamiento.

Según la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 2591/1998, de 4 de diciembre, sobre la Ordenación de los Aeropuertos de Interés General y su Zona de Servicio:

Disposición adicional segunda. Remisión al Ministerio de Fomento de los proyectos urbanísticos que afecten a la zona de servicio de aeropuertos de interés general.

1. Las Administraciones u organismos competentes para la tramitación del planeamiento territorial o urbanístico remitirán al Ministerio de Fomento, antes de su aprobación inicial o trámite equivalente, los proyectos de planes o instrumentos de ordenación urbanística o territorial, o de cualquier otra índole que ordenen físicamente el territorio, así como sus revisiones o modificaciones, siempre que incluyan dentro de su ámbito la zona de servicio aeroportuario o espacios sujetos a servidumbres aeronáuticas o acústicas establecidas o a establecer en virtud de la Ley de Navegación Aérea, al objeto de que emita informe con carácter preceptivo y vinculante en relación al ejercicio de las competencias exclusivas del Estado, en particular sobre la calificación de la zona de servicio aeroportuaria como sistema general y el tipo de afectación y los usos que se pretenden asignar a los espacios afectados por servidumbres aeronáuticas o acústicas.

En relación con las servidumbres aeronáuticas establecidas o a establecer en virtud de la Ley de Navegación Aérea, el informe se adecuará a las disposiciones previstas en el artículo 29 del Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de Servidumbres Aeronáuticas.

2. Los informes podrán ser objeto de consulta previa, al gestor de las instalaciones.

3. Los informes evacuados por la Dirección General de Aviación Civil son preceptivos y vinculantes en lo que se refiere al ejercicio de las competencias del Estado, y se emitirán en el plazo de seis meses a contar desde la recepción de la documentación requerida para su emisión, incluido, en su caso, el informe de la Comunidad Autónoma.

Transcurrido el plazo previsto en el párrafo anterior sin que se haya emitido el informe de la Dirección General de Aviación Civil, se entenderá que reviste carácter disconforme.

4. A falta de solicitud del informe preceptivo, así como en el supuesto de disconformidad, no se podrá aprobar definitivamente el instrumento de planificación territorial o urbanística en lo que afecte al ejercicio de las competencias estatales.

5 JUSTIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA

5.1 Normativa Urbanística

El ámbito cuenta con ordenación urbanística pormenorizada, establecida por el Plan Parcial del sector I10/S de la Plataforma Logística Arasur, promovido por la sociedad foral Álava Agencia de Desarrollo y fue aprobado definitivamente por la Orden Foral 655/2006, de 27 de julio (BOTH A, nº 102, de 6 de septiembre de 2006).

Este Plan Parcial ordena el ámbito para acoger usos logísticos e industriales, como ampliación de la Plataforma Logística Arasur.

Actualmente se está modificando el planeamiento urbanístico, a través de la Modificación puntual de las NN.SS. de Ribera Baja, relativa al sector I10/S, para la implantación de una instalación solar fotovoltaica.

Este documento ha sido aprobado inicialmente por el Ayuntamiento de Ribera Baja el 13 de septiembre de 2018 y sometido a información pública por plazo de 1 mes tras la publicación del anuncio (corrección de errores) en el BOTH A nº 114, de 3 de octubre de 2018. Está previsto que el Ayuntamiento proceda a su aprobación provisional en el pleno del 17 de enero de 2019.

5.2 Normativa General De Aplicación

Estándares técnicos de equipos principales

- Marcados CE
- Paneles: IEC61215, IEC 61730, IEC61701, IEC62716, IEC62804,
- Inversor: IEC 62109
- Equipamiento eléctrico: IEC61000
- Tracker: IEC62817, IEC62727
- Diseño e instalación IEC TS 62548
- Commisioning: IEC62446
- Monitorización: IEC61724

Las instalaciones generadoras de energía fotovoltaica cumplirán las siguientes reglamentaciones:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos

para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- 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.
- 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 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. (C.T.E.)
- RD 842/2002 por el que se aprueba el REBT Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- DECRETO 282/2002, de 3 de diciembre, por el que se regulan los procedimientos de autorización administrativa para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como de las acometidas, líneas directas e instalaciones de conexión de consumidores.

Como se trata de una instalación conectada a la red de distribución pública se deberá cumplir con la normativa específica de la compañía eléctrica local.

Normativa que aplica al sector fotovoltaico:

- UNE 206001:1997 EX. Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- UNE-EN 50380:2003. Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60891:1994. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino (Versión oficial EN 60891:1994).
- UNE-EN 60904-1:1994. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos (Versión oficial EN 60904-1:1993).
- UNE-EN 60904-2:1994. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia (Versión oficial EN 60904-2:1993).
- UNE-EN 60904-2/A1:1998. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE-EN 60904-3:1994. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de

referencia (Versión oficial EN 60904-3:1993).

- UNE-EN 60904-5:1996. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE-EN 60904-6:1997. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-6/A1:1998. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-7:1999. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacople espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE-EN 60904-8:1999. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
- UNE-EN 60904-10:1999. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- UNE-EN 61173:1998. Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía – Guía.
- UNE-EN 61194:1997. Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61215:1997. Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61277:2000. Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- UNE-EN 61345:1999. Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61646:1997. Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 61683:2001. Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61701:2000. Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61702:2000. Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acople directo.
- UNE-EN 61721:2000. Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico (FE) al daño por impacto accidental (resistencia al ensayo de impacto).
- UNE-EN 61724:2000. Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE-EN 61725:1998. Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- UNE-EN 61727:1996. Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

- UNE-EN 61829:2000. Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, sobre regulación de la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica (BOE 310 de 27-12-00).
- Reglamento sobre Condiciones y Garantías de Seguridad en Centrales, Subestaciones y Centros de Transformación (RD 3275/82, de 12-11-82, BOE núm. 288 de 01-12-82).
- Instrucciones Técnicas Complementarias del RAT (ITC MIE-RAT), establecidas por OM de 06-07-84, BOE núm. 183 de 01-08-84, y OM de 18-10-84, BOE núm. 256 de 25-10-84).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT). (Real Decreto 842/73 de 2 de Agosto, BOE nº 224 de 18 de Septiembre de 2002).
- Protecciones a instalar entre las redes de los diferentes suministros públicos que discurren por el subsuelo (Decreto 120/92 de 28 de Abril, DOGC 1606 de 12-06-92).
- Modificaciones parciales al Decreto 120/92 de 28 de Abril (Decreto 196/92 de 4 de Agosto, DOGC 1649 de 25-9-92).
- Procedimientos de control de la aplicación del Decreto 120/1992 de 28 de Abril, modificado parcialmente por el Decreto 196/1992, de 4 de Agosto (Orden de 5 de Julio de 1993, DOGC 1782 de 11-08-93).
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (LPRL), (Ley 31/1995, de 8 de Noviembre de 1995, BOE 10-11-1995).
- Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico (BOE 21-06-01).
- Orden TIC/341/2003 de 22 de Julio (DOGC 3937 de 31-07-03) por la cual se aprueba el procedimiento de control aplicable a las obras que afecten a la red de distribución eléctrica subterránea

Además:

- Código Técnico de la Edificación (CTE)
- Ley 6/2010 del 24 de marzo de 2010: Modificación del Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.
- Ley 21/2013 del 9 de diciembre: Evaluación Ambiental. Regula el contenido del estudio de impacto ambiental, la descripción del proyecto y del inventario ambiental, identificación y valoración de impactos, documentos de síntesis y procedimiento para la declaración.
- Ley 3/1998 de 27 de febrero Ley General de Protección del medio ambiente del País Vasco.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición
- Ley 37/2015 de Jefatura del Estado, del 29 de septiembre, por el que se regula la planificación, proyección, construcción, conservación, financiación, uso y explotación de las carreteras estatales. Actualiza las definiciones de las carreteras y formula una nueva clasificación y denominación de las mismas. Establece la necesaria coordinación con los

instrumentos del planeamiento urbanístico y con las actividades de esta clase que realizan otras administraciones públicas. Define y establece las zonas de dominio público, de servidumbre y de afección de las carreteras estatales.

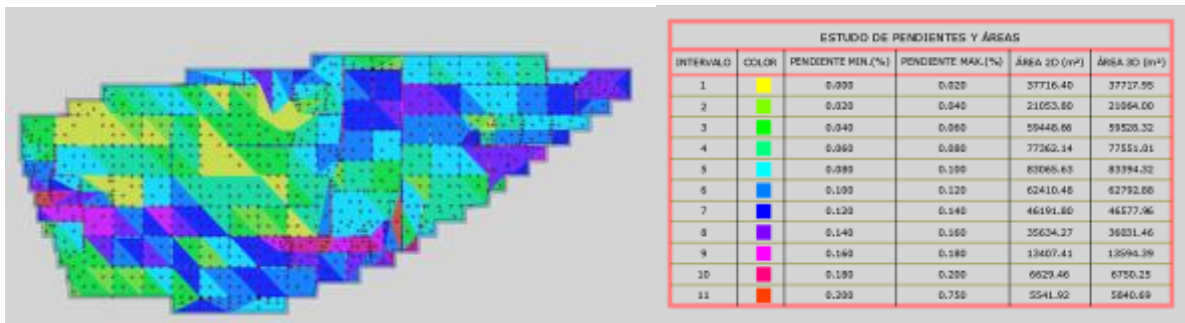
- Real Decreto 1812/1994, de 2 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Carreteras (BOE del 23).
- Decreto 231/2012, de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco

6 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

6.1 Datos generales de la parcela

Acceso: Acceso directo a la parcela desde la carretera A4304

Orografía: Se realizará un leve movimiento de tierras para adecuar la planimetría del terreno, obteniendo unas inclinaciones favorables para disponer de mayor ganancia respecto a la irradiación en plano horizontal



Afecciones:

- Vegetación:** compatible incluso de carácter positivo
- Paisaje:** se implantará una zona verde perimetral
- Aguas:** no discurre ningún cauce, río Zadorra >1 km
- Atmosfera:** Emplazamiento adecuado, baja magnitud
- Agricultura:** Al ser suelo industrial no afecta
- Fauna:** impacto de magnitud moderada

Informe ambiental estratégico favorable con medidas de mitigación moderadas obtenido a fecha de 04/09/2018.

6.2 Datos generales de la instalación

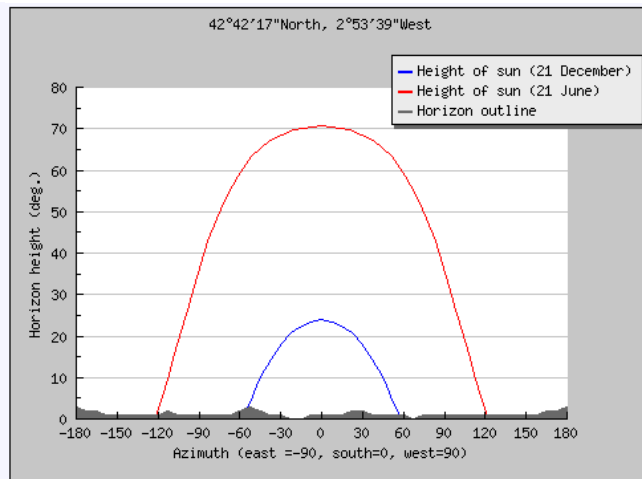
Proyecto:

- Potencia Pico** 24,00 MWp
- Potencia nominal** 20 MVA
- Superficie** 48 Has
- Heq** 1684 h (con promedio de 4 grados de inclinación)
- Consideración indisponibilidad 1%
- Consideración autoconsumo 0.2%

Generación neta 40.416 MVAh
Cantidad módulos 67.680 unidades (355 Wp por unidad)
Recurso: ver tablas

Month	H_h	H_{opt}	DNI	I_{opt}	D/G	T_D	T_{24h}	N_{DD}
Jan	1550	2470	1990	62	0.57	7.2	5.7	301
Feb	2320	3310	2620	55	0.52	6.7	5.0	261
Mar	3840	4820	3880	44	0.47	10.3	8.3	195
Apr	4650	5050	4020	28	0.47	13.2	11.2	146
May	5670	5600	4860	15	0.43	15.3	13.4	42
Jun	6460	6100	5720	9	0.39	19.1	17.1	6
Jul	6880	6640	6960	13	0.31	22.0	19.9	1
Aug	5890	6250	6090	25	0.33	22.9	20.5	2
Sep	4540	5540	4990	40	0.37	20.6	18.0	36
Oct	2990	4160	3450	52	0.46	16.8	14.4	129
Nov	1700	2560	1980	59	0.57	11.2	9.4	278
Dec	1380	2280	1860	64	0.58	7.8	5.9	320
Year	4000	4570	4050	34	0.42	14.4	12.4	1717

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)
 DNI : Direct normal irradiation (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)
 D/G : Ratio of diffuse to global irradiation (-)
 T_D : Average daytime temperature (°C)
 T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)
 N_{DD} : Number of heating degree-days (-)



6.3 Características de la instalación

El sol emite sobre la Tierra en tan solo una hora la misma cantidad de energía que consume toda la humanidad en un año. Esta es una fuente de energía no contaminante, renovable y gratuita.

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento y transformación de la energía luminosa que recibimos del sol en energía eléctrica, mediante células de Silicio, que al contacto con la luz, producen corriente eléctrica. A este fenómeno se le conoce como efecto fotovoltaico.

Dentro de las energías renovables, esta transformación directa de la energía solar en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico, constituye una solución de características especialmente interesantes, muy versátil, muy sencilla de operar y rápida de instalar. La electricidad se obtiene en cualquier parte del mundo sin necesidad de grandes infraestructuras, mediante la exposición al sol de una superficie que no se mueve ni cambia en ningún aspecto visible el entorno y, por tanto, que genera electricidad sin contaminación acústica ni medioambiental y que, además, es susceptible de ser integrada sobre fachadas, tejados y demás elementos arquitectónicos ya existentes.

La energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos será inyectada a la propia instalación y se compone de los siguientes elementos principales:

6.3.1 Panel fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1.000 W/m²

- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente)
- Valor espectral 1,5 AM

Las placas fotovoltaicas se dividen en:

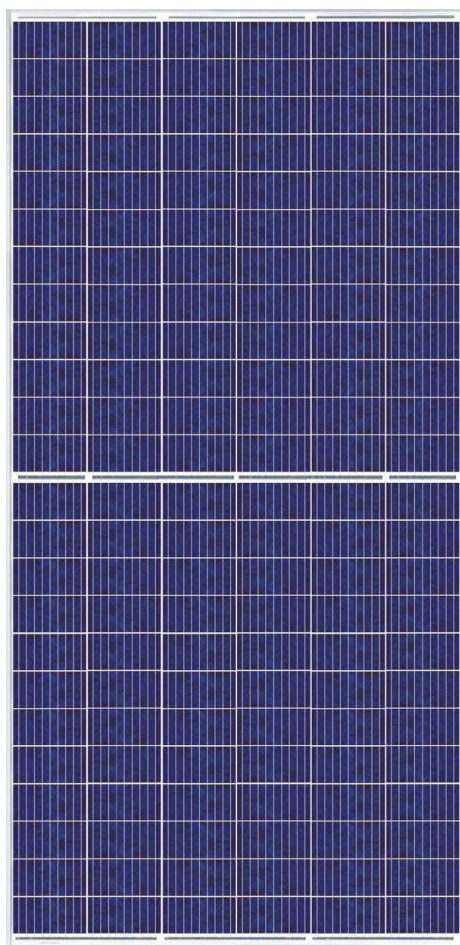
- Cristalinas:
 - Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
 - Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- Amorfos: Cuando el silicio no se ha cristalizado.

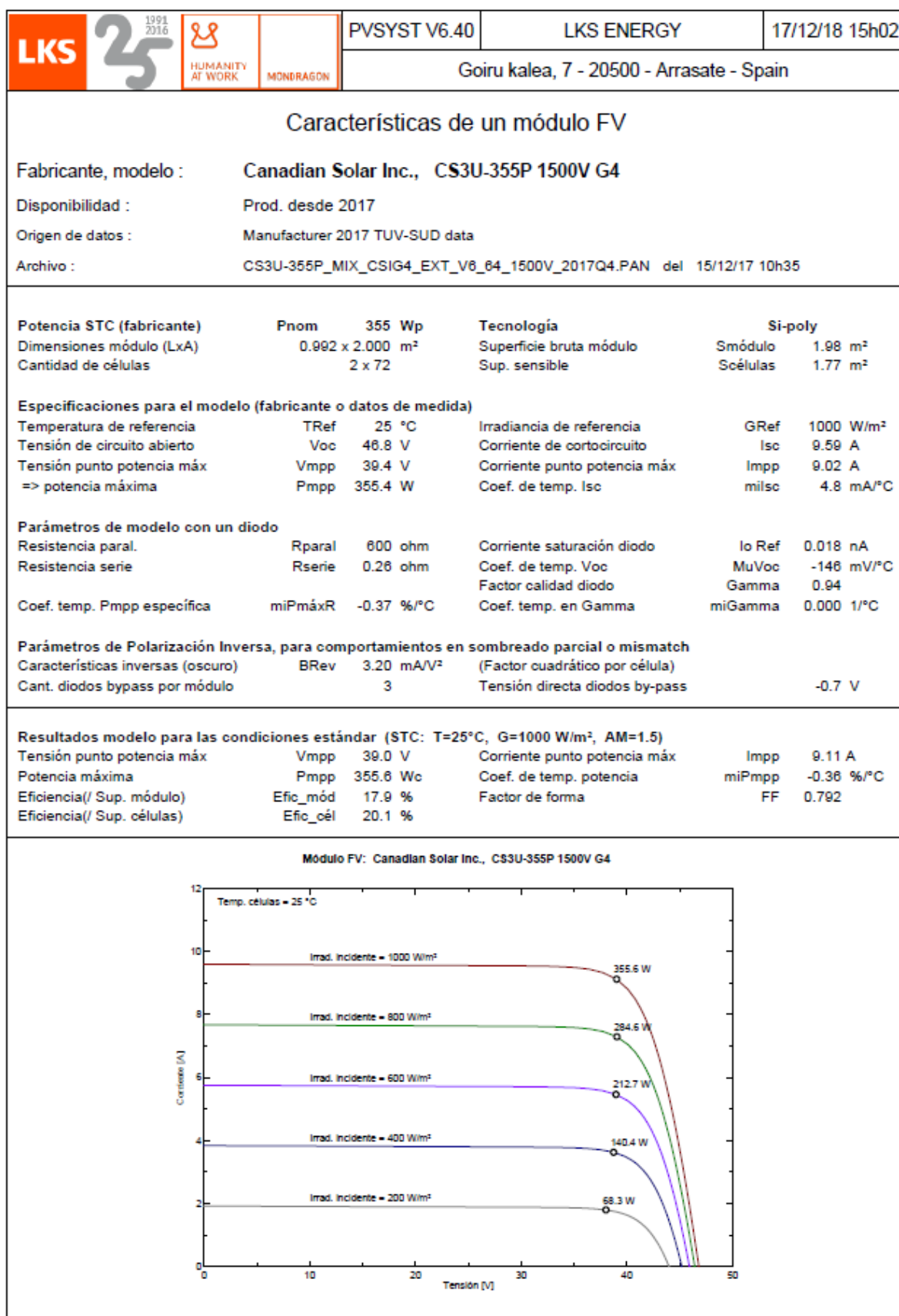
El tipo de panel seleccionado para esta instalación es de silicio policristalino, con unas dimensiones máximas de 2.000 x 992 x 40 y 355 Wp de potencia en condiciones STC.

El panel está compuesto por 6 series de 12 celdas con 3 diodos de Bypass. El cristal es de 3,2 mm con tratamiento en la superficie de antirreflejo mientras que la parte posterior es de doble capa de poliéster de alta resistencia. La estructura es de aluminio anodizado. Las cajas de conexión tienen un grado de protección IP67.

Sus características físicas son

- Dimensión (AxL) = 2000 x 992 x 40 mm
- Área: 1,98 m²





Se ha seleccionado un módulo de 355 Wp por considerar que representa un compromiso óptimo entre la minimización del número de módulos de la instalación (con los consiguientes ahorros en costes de montaje y cableado).

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones de la norma IEC 61215 para módulos de silicio cristalino, o IEC 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Para los aspectos relacionados con la seguridad eléctrica deberán cumplir la norma IEC 61730.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, potencia pico, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 10 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador. La estructura del generador se conectará a tierra.

La intensidad que circula para un grupo de módulos conectados en serie viene definida para la intensidad del módulo más desfavorable. De esta manera, a fin de maximizar la producción de la planta se conectarán en serie módulos que tengan condiciones de radiación lo más similares posibles.

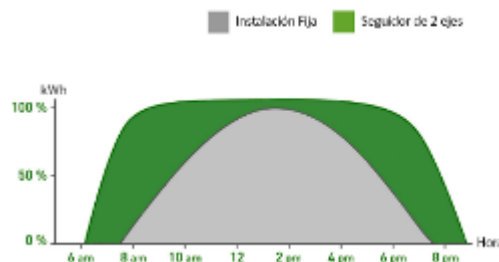
Los módulos serán Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

El número de paneles instalados es un total de 67.620 unidades.

6.3.2 Estructura de sujeción

La estructura fotovoltaica se apoya en el suelo mediante perfiles de acero galvanizado. El apoyo puede ser mediante hinca directa, pre-drilling o micropilotada con una profundidad máxima de 2 m. Sobre estos perfiles se fijan las mesas que servirán de sujeción a los módulos fotovoltaicos. La mesa tiene un eje de movimiento Norte-sur el cual permite obtener una ganancia complementaria mediante el seguimiento este-Oeste de los módulos fotovoltaicos pudiéndose instalar en cada una de las mesas hasta 30 módulos fotovoltaicos en serie.

La estructura se coloca por filas manteniendo una distancia entre cada una de las filas de 12 metros. Así mismo, entre cada fila se dispone de un pasillo de libre circulación de 8 metros. Todas las canalizaciones de conductores serán subterráneas para no impedir la circulación de personas y vehículos ligeros para la limpieza de paneles entre las filas de módulos. Cada ciertas unidades de mesas se implementarán caminos no asfaltados para facilitar el movimiento puntual de vehículos ligeros para labores de mantenimiento.



La estructura se implementa adaptándose a la orografía del terreno sin necesidad de realizar cimentaciones para que en el momento del desmantelamiento el terreno se conserve en su estado inicial.

El eje de movimiento se instala a una altura respecto al suelo de 2 metros. El ángulo de inclinación de los módulos es de $\pm 60^\circ$. La altura máxima que tendrán los módulos en el punto máximo de inclinación es de 3.5 metros.

Características Generales:

Tipo de tracker	1 eje horizontal, doble fila en vertical y 45 filas
Cantidad módulos	90 módulos de 72 células
Dimensión	45m x 4m (longitud x anchura)
Rango de seguimiento	hasta 120° ($\pm 60^\circ$)
Superficie	Hasta 180 m ² por tracker
Sujeción	Hincado directo y en algunos puntos un pre-taladrado
Adaptabilidad	Hasta 15% de inclinación
Estructura	Acero HDG de alta resistencia S275, S355 y ZM310. ISO 1461
Tratamiento	Clase 8.8. ZnNi + sello
Motor	Accionamiento en giro o actuador lineal
Configuración	2 módulos en vertical de 1500 V
Disponibilidad	>99.5%
Control	Tarjeta electrónica con microprocesador (IP65)
Algoritmo	Cálculo astronómico con backtracking (error $< 0.015^\circ$)
Control de viento	Control de viento a diferentes velocidades
Posición de defensa	Configurable

Comunicaciones	RS485/Ethernet/zigbee
Temperatura	-20°C / 50°C
Sensores	Inclinómetro analógico
Motor	Motor DC 0.15/0.1 kW
Alimentación	Monofásica 230 Vac – 50 Hz o autoalimentado

6.3.3 Inversores fotovoltaicos

Los inversores fotovoltaicos invierten la energía eléctrica en forma de corriente continua que proviene de los paneles a corriente alterna para adaptarlo a la señal de la red eléctrica.

Los inversores se pueden clasificar de diferentes formas. De acuerdo con el número de fases se pueden distinguir entre inversores monofásicos y trifásicos. Con respecto a la configuración del sistema, se suelen distinguir entre: inversores centrales, inversores en cadena (string) e inversores modulares (AC módulos). Asimismo, con respecto al número de etapas, se pueden distribuir entre los inversores de una etapa, de dos etapas y multietapas.





Los inversores que se instalarán en el proyecto son inversores centrales de conexión a red con una potencia de 2.50 kVA cada uno. Los inversores incorporan una serie de protecciones y lógicas de control que permiten generar una señal de calidad para la inyección de la energía generada a la red.

El Inversor Solar IFX6 para conexión a la red eléctrica es un equipo electrónico capaz de convertir la energía proveniente de un parque solar fotovoltaico e inyectarla en una red trifásica con una potencia nominal de acuerdo con el modelo.

El Inversor Solar de conexión a la red incorpora tecnologías innovadoras de conmutación (Space Vector Modulation, SVM), usando módulos inteligentes de potencia que convierten la energía CC del campo fotovoltaico en energía CA trifásica de la red eléctrica pública.

El sistema de conversión de energía se compone de un inversor trifásico de altas prestaciones, dispositivos para el aislamiento y protección de los sistemas conectados tanto de corriente continua como de corriente alterna, y un control para el correcto funcionamiento y máximo rendimiento de la instalación.

El equipo dispone de monitorización local así como de diversas posibilidades a nivel de comunicación local y remota que permiten la gestión y visualización a distancia del equipo mediante diferentes soportes y protocolos.

   	PVSYST V6.40	LKS ENERGY	17/12/18 16h31
	Goiru kalea, 7 - 20500 - Arrasate - Spain		

Características de un inversor de red

Fabricante, modelo : Jema, IFX6 -2550 TL.620 (Rev1)

Disponibilidad : Prod. desde 2017

Origen de datos : Manufacturer

Archivo : Jema_IFX6_2550TL_620 (Rev1).OND del 06/11/17 16h46

Características de entrada (lado generador FV)

Modo funcionamiento	MPPT			
Tensión MPP Mínima	Vmin	890 V	Potencia nominal FV	Pnom DC 2590 kW
Tensión MPP Máxima	Vmax	1250 V	Potencia máxima FV	Pmax DC 3190 kW
Tensión FV máx Absoluta	Vmax array	1500 V	Corriente máxima FV	Imax DC N/A A
Tensión Mínima para Pnom	Vmin PNom	890 V	Umbral Potencia	Pthresh. 12750 W
Comport. en Vmín/Vmáx	Limitación		Comportamiento en Pnom	Limitación

Características de salida (lado red CA)

Tensión de Red	Unom	620 V	Potencia nominal CA	Pnom AC 2550 kWac
Frecuencia de la red	Freq	50/60 Hz	Potencia máxima CA	Pmax AC 2850 kWac
		Trifásico	Corriente CA nominal	Inom AC 2375 A
Eficiencia máxima	Max Eff.	98.7 %	Corriente CA máxima	Imax AC 2655 A
Eficiencia media europea	Euro Eff.	98.4 %		

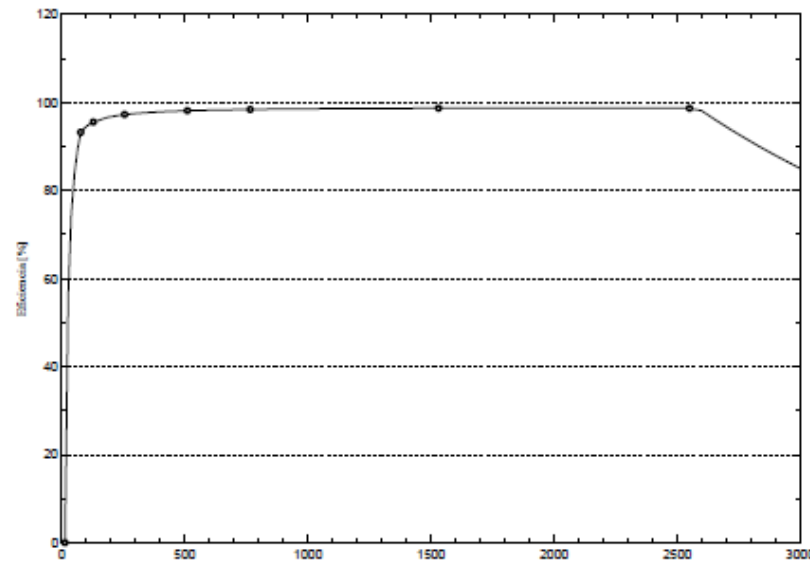
Notas y Características técnicas

Inversor con organización interna Amo/Escavo (3 unidades).
 Monitorización aislamiento generador, Inter. CC interno,
 Inter. CA interno, Ajusta desconexión de la tensión de salida,
 Protección ENS,

IP54

Dimensiones: Ancho 2875 mm
 Altura 2300 mm
 Fondo 1780 mm
 Peso 4500.00 kg

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada



Potencia de entrada (kW)	Eficiencia (%)
0	0
100	95
200	96
500	97
1000	98
1500	98.7
2000	98.7
2500	98.7
3000	85

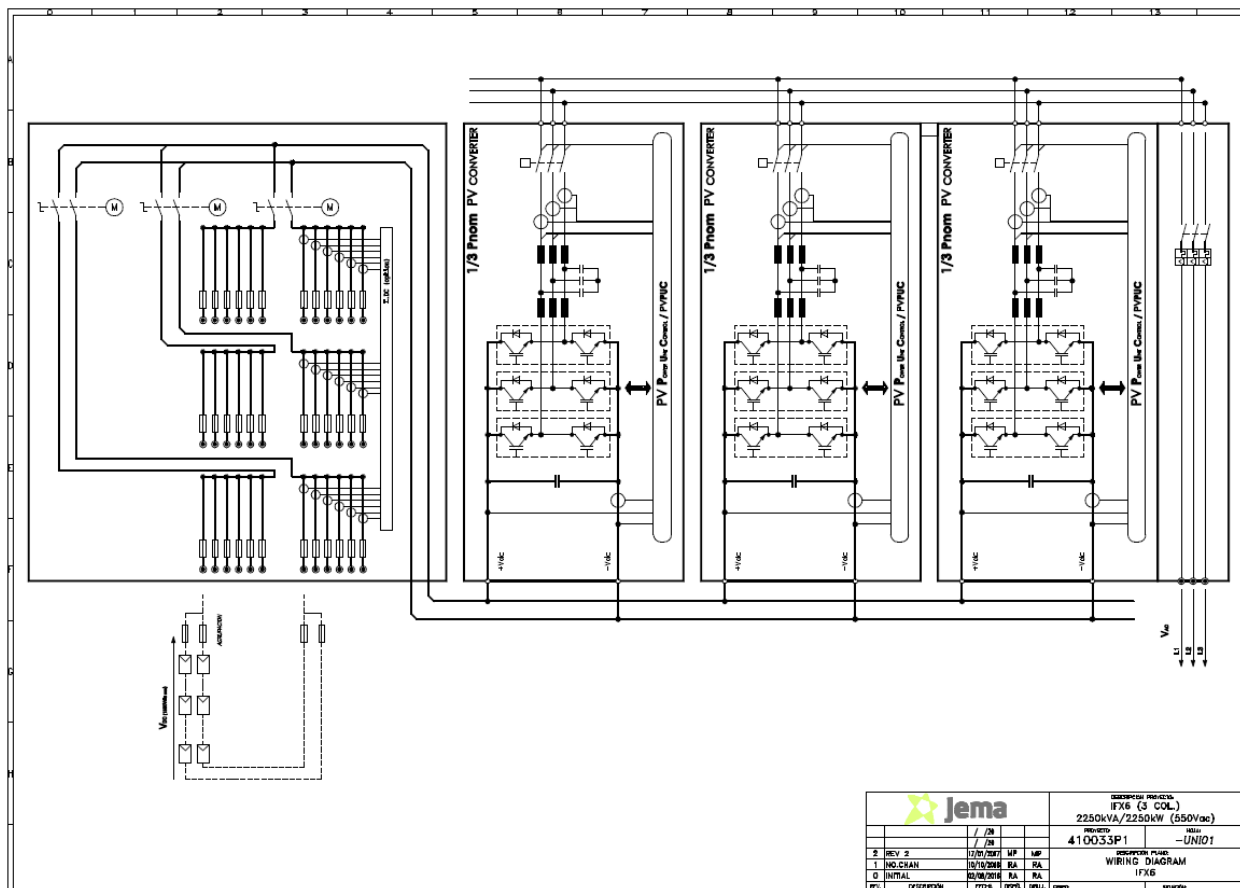
El inversor solar, en general, consta de los siguientes elementos:

Módulo Inversor: consiste en un Puente Inversor formado por IGBTs que convierten la tensión CC en CA.

Filtro Salida: Filtro LC para adecuar la tensión conmutada de salida del inversor y obtener reducidos valores de distorsión de corriente en la conexión con la red.

Unidad de Control: Basada en técnicas de multiprocesamiento monitoriza y gestiona el correcto funcionamiento del equipo. El software permite controlar a la totalidad del sistema y dispone de diversas funciones de protección y seguridad. También se centran aquí las tareas de optimización de la energía manejada (MPPT, modos de alto rendimiento,...).

El siguiente diagrama unifilar muestra el inversor IFX6 con tres columnas de potencia.



Los elementos más importantes, de izquierda a derecha, son:

Seccionador de conexión a campo: Conecta y desconecta al inversor de los campos fotovoltaicos. El seccionador debe de ser desconectado para asegurar la ausencia de energía CC en todos ellos.

Módulo Inversor: Está formado por tres Puentes Inversores de IGBT que convierten la tensión CC en CA.

Contactor de conexión a la Red: Para las maniobras automáticas de conexión / desconexión a la Red.

Interruptor Automático de Salida: Para protección y desconexión manual del equipo.

Transformador de Salida Externo: Internamente el Inversor no dispone de aislamiento galvánico a la salida. El transformador opcional proporciona aislamiento galvánico entre los paneles solares y la red (normalmente de media tensión) y adapta los niveles de tensión. Es necesario utilizar uno a la salida del inversor.

Unidad de Control: Basada en técnicas de multiprocesamiento, monitoriza y gestiona el correcto funcionamiento del equipo.

PLC-Pantalla: En combinación con la Unidad de Control, gestiona las comunicaciones y la visualización local del Inversor.

El armario del Inversor Solar de conexión a la red contiene el conjunto de elementos necesarios para el funcionamiento normal tales como: electrónica de potencia del puente inversor, componentes eléctricos y electromecánicos de control, fuentes de alimentación, sensores del equipo, unidad de control integrada del Inversor Solar, contactores de CA, etc.



La figura muestra al inversor IFX6 con tres columnas de potencia en el lado frontal y módulos CC y CA en el lado posterior.

CONEXIÓN DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA:

El módulo de conexión al campo fotovoltaico está compuesto de los siguientes elementos:

- Un seccionador motorizado de conexión/desconexión del campo fotovoltaico por columna de potencia. La imagen muestra al IFX6 con dos columnas de potencia y con dos seccionadores fotovoltaicos.
- Protección contra sobreintensidades (fusibles).
- Protección contra sobretensiones.

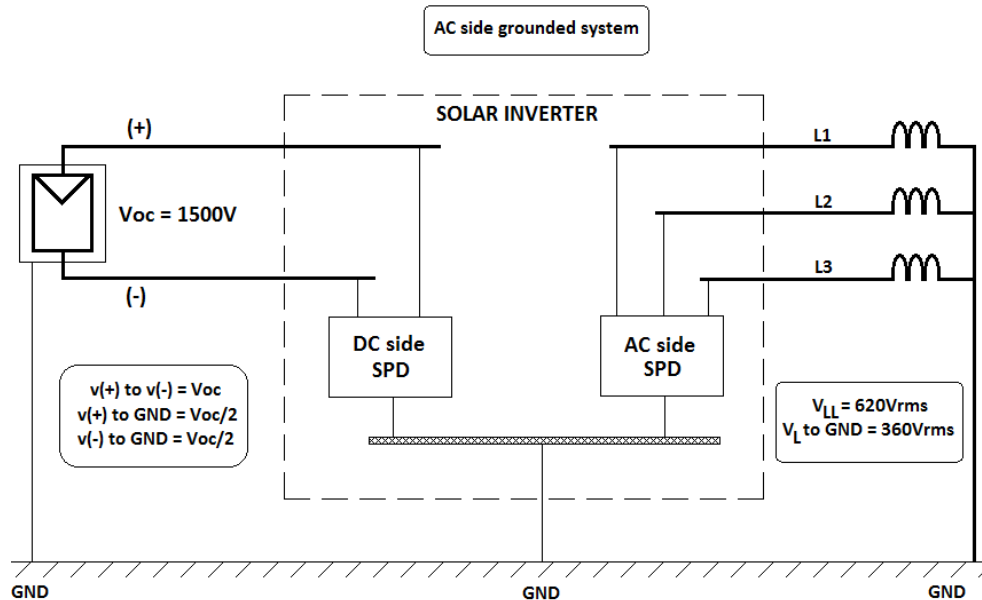
El software supervisa constantemente las condiciones del campo para realizar la conexión/desconexión de cada columna del inversor a la red. El inversor opera con un solo MPPT (modo de "alto rendimiento" o "maestro-esclavo").

Si la configuración del equipo es IT, éste cuenta con un detector de fugas a tierra que activará una alarma cuando se detecte la primera fuga y continuará generando potencia, y desconectando al inversor mediante una señal solo si se produce una segunda fuga.

Si se utiliza el inversor con paneles conectados a tierra, el equipo dispondrá de una protección de corriente máxima de fuga con la opción de añadir un medidor de dicha corriente de fuga que incorpore este dato al control del equipo.

- Sistema CC no conectado a tierra:

La configuración estándar es aquella en la que los polos negativo y positivo de los paneles están aislados de tierra. En esta configuración la tierra es el punto medio de la tensión continua de los paneles.



- Fusibles CC

La configuración estándar del inversor incluye dos fusibles en cada entrada, uno para la entrada positiva y otro para la negativa. Si los paneles están conectados a tierra el fusible en la entrada negativa desaparece.

Los fusibles utilizados en el IFX6 son los siguientes:

- PV-XXXX-3L-15
- PV-XXXX-2XL-15

en donde XXX define el valor en amperios. Este valor es variable y depende de la configuración del panel. A continuación se muestran los fusibles CC de entrada y sus valores nominales:

Catalogue numbers				
Bladed	Bolted	Fuse size	Current (amps)	Voltage (Vdc)
PV-125A-2XL-15	PV-125A-2XL-B-15	2	125	1500
PV-160A-2XL-15	PV-160A-2XL-B-15	2	160	1500
PV-200A-2XL-15	PV-200A-2XL-B-15	2	200	1500
PV-250A-2XL-15	PV-250A-2XL-B-15	2	250	1500
PV-250-3L-15	PV-250-3L-B-15	3	250	1500
PV-315A-3L-15	PV-315A-3L-B-15	3	315	1500
PV-355A-3L-15	PV-355A-3L-B-15	3	355	1500
PV-400A-3L-15	PV-400A-3L-B-15	3	400	1500

El valor en amperios varía entre 125A y 400A. Este amplio intervalo permite seleccionar el fusible ideal para cualquier configuración de los paneles.

- Supervision anti – isla

conexión y desconexión a la Red está formada por un interruptor general manual magneto-térmico y dos o tres contactores, uno por cada módulo de potencia.

La conexión/desconexión automática se lleva a cabo con los contactores, cuyo estado aparece claramente indicado en la pantalla gráfica del panel frontal del equipo.

La maniobra de cierre/apertura está gobernada por el control una vez que se establecen las condiciones normales de suministro de la red apropiadas para el campo fotovoltaico, aunque también se puede provocar manualmente la apertura del contactor (mediante la pantalla táctil situada en el panel frontal del armario).

El sistema de control monitoriza los estados de tensión y frecuencia de la Red, desconectando el inversor de la Red cuando estos parámetros estén fuera de los límites establecidos por la norma. El rearme del sistema y la conexión a la Red se realiza de forma automática cuando se restablecen las condiciones normales de suministro, con un tiempo de reconexión de 3 minutos (este valor es programable).

El control incluye un algoritmo de supervisión anti-isla que desconecta al inversor de la red si se produce un fallo en ésta.

- Interruptor de conexión

El Inversor Solar para conexión a red dispone de un interruptor de dos posiciones (encendido/apagado) accesible a través de la puerta (3F01). El interruptor de desconexión CA es el elemento de desconexión principal del Inversor.

En condiciones normales de funcionamiento, el interruptor de encendido/apagado está en posición ON. La desconexión de este interruptor corta la alimentación eléctrica al inversor.

Si el interruptor es puesto en posición OFF, comienza una desconexión controlada del inversor solar y se abren los contactores CA del equipo.

Los contactores CA solo pueden ser cerrados si el interruptor está en posición ON. El inversor solar para conexión a la red no puede ser rearmado hasta que en interruptor encendido/apagado vuelva a la posición ON.

CONEXIÓN A LA RED – SUPERVISIÓN ANTI-ISLA:

La conexión y desconexión a la Red está formada por un interruptor general manual magneto-térmico y dos o tres contactores, uno por cada módulo de potencia.

La conexión/desconexión automática se lleva a cabo con los contactores, cuyo estado aparece claramente indicado en la pantalla gráfica del panel frontal del equipo.

La maniobra de cierre/apertura está gobernada por el control una vez que se establecen las condiciones normales de suministro de la red apropiadas para el campo fotovoltaico, aunque también se puede provocar manualmente la apertura del contactor (mediante la pantalla táctil situada en el panel frontal del armario).

El sistema de control monitoriza los estados de tensión y frecuencia de la Red, desconectando el inversor de la Red cuando estos parámetros estén fuera de los límites establecidos por la norma. El rearme del sistema y la conexión a la Red se realiza de forma automática cuando se restablecen las condiciones normales de suministro, con un tiempo de reconexión de 3 minutos (este valor es programable).

El control incluye un algoritmo de supervisión anti-isla que desconecta al inversor de la red si se produce un fallo en ésta.



- Interruptor de conexión

El Inversor Solar para conexión a red dispone de un interruptor de dos posiciones (encendido/apagado) accesible a través de la puerta (3F01). El interruptor de desconexión CA es el elemento de desconexión principal del Inversor.

En condiciones normales de funcionamiento, el interruptor de encendido/apagado está en posición ON. La desconexión de este interruptor corta la alimentación eléctrica al inversor.

Si el interruptor es puesto en posición OFF, comienza una desconexión controlada del inversor solar y se abren los contactores CA del equipo.

Los contactores CA solo pueden ser cerrados si el interruptor está en posición ON. El inversor solar para conexión a la red no puede ser rearmado hasta que el interruptor encendido/apagado vuelva a la posición ON.



- Protección anti-isla:

El controlador DSP del inversor impide la formación de "islas" en las instalaciones fotovoltaicas. Mediante un avanzado algoritmo de control el sistema detecta los fallos de la red, aún en el caso de estar alimentando una carga de la misma potencia que el inversor y a una frecuencia de 50Hz (ó 60Hz).

Una vez detectada la "isla" el sistema se desconecta de la red y activa la correspondiente alarma. El estado de Alarma se mantendrá hasta que se restablezcan las condiciones normales de frecuencia y tensión de la red eléctrica durante un tiempo superior a 5 minutos, después de lo cual el equipo Inversor se rearma automáticamente.

- Control de aislamiento:

Para la supervisión de la pérdida de aislamiento en la instalación (paneles fotovoltaicos e instalación eléctrica hasta el equipo inversor) se utiliza un medidor de aislamiento, que envía continuamente mediante comunicaciones el valor de la pérdida de aislamiento.

El inversor dispone de dos niveles de señales dependiendo del valor del aislamiento. Con la primera señal (nivel 1) el inversor activa una alarma (de forma local y remota) pero sigue funcionando.

Si el nivel del fallo es mayor y alcanza el segundo nivel (resistencia de aislamiento extremadamente baja) el inversor activa una alarma (de forma local y remota, diferente a la anterior) y se inicia una parada controlada, permaneciendo en standby durante unos pocos minutos después de transcurridos los cuales vuelve a conectarse. Si la alarma se repite tres veces el inversor permanece en standby de forma indefinida (hasta que se produzca una intervención manual, bien local o bien remota).

El sistema utiliza una supervisión en tiempo real como método para comprobar el aislamiento. El equipo de supervisión genera una onda cuadrada de baja frecuencia que es introducida en la línea de fuerza del inversor. Esta señal es supervisada continuamente por el equipo de supervisión el cual mide la impedancia entre fases y tierra del inversor. Cuando el valor de dicha impedancia supera los valores anteriormente explicados, se activan las alarmas pertinentes y el inversor activa unas alarmas y/o se para.

- Dispositivo de corriente residual e interruptor de detección de fallos a tierra:

Si se utilizan paneles con un polo conectado a tierra se incorpora un Interruptor de Detección de Fallos a Tierra (GFDI) con fusibles de valor nominal apropiado para conectar el polo del panel a la tierra.

De forma opcional puede utilizarse un dispositivo de medida de fugas a tierra del tipo de corriente residual para medir dichas fugas en tiempo real.

Si el inversor IFX6 incorpora un sistema de supervisión de corriente continua, este sistema es un sistema específico de control de strings fotovoltaicas que mide la corriente continua de los paneles. Sus características hacen que sea la unidad ideal y más versátil para medir diferentes niveles de corriente dependiendo del sensor conectado a cada una de las entradas.

Adicionalmente la solución inversora se incorpora a un skid que consta de los siguientes elementos:

- Skid donde se ubican todos los elementos principales
- Trafo MT Outdoor en aceite de 5,6 MVA/34,5kV, 50 Hz.
- Inversores IFX6-2550
- Fusibles en ambos polos (+/-)(Opcional)
- Celdas de línea y protección de 36 KV de aislamiento, esquema 2L1P
- Cuadro SS.AA
- Trafo SSAA de 15 KVA.
- Elementos de seguridad según normativa
- Totalmente cableado entre BT y MT (Trafo outdoor).

Se observa en el plano AP-IEBT-04.1 y 04.2 los esquemas unifilares de los skids

En total se instalan 4 skids con dos inversores cada skid. Se unen eléctricamente con un conductor de MT dos skids y llegarían al centro de seccionamiento de abonado que se ubica a pie de parcela dos líneas de MT de 10 MW cada una.

6.3.4 Conductores

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de verificación térmica:

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no debe superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y es de 70º para cables con aislamiento termoplástico y 90ºC para cables con aislamientos termoestables.

La intensidad admisible o de calentamiento del conductor será inferior a lo establecido en el reglamento IEC502, teniendo en cuenta los factores de corrección según el tipo de instalación

$$I_c < I_z$$

Intensidad de cálculo en servicio monofásico:

$$I_c = \frac{P_c}{U_f \cdot \cos\varphi}$$

Intensidad de cálculo en servicio trifásico:

$$I_c = \frac{P_c}{\sqrt{3} \cdot U_f \cdot \cos\varphi}$$

Siendo:

I_c = Intensidad de cálculo del circuito (A)
 I_z = Intensidad máxima admisible del conductor, en condiciones de instalación (A)
 P_c = Potencia de cálculo (W)
 U_f = Tensión simple (V)
 U_l = Tensión compuesta (V)
 $\cos\varphi$ = Factor de potencia

En condiciones de servicio normales, cada módulo suministra una intensidad cercana a la de cortocircuito, de manera que la intensidad de servicio para el circuito de la cadena se supone igual a:

$$I_b < 1.25 \cdot I_{sc}$$

Siendo:

I_b = Intensidad de diseño (A)
 I_{sc} = Intensidad de cortocircuito del módulo FV en condiciones STC

Cuando la planta FV es de gran tamaño y se divide en subcampos, los cables que conectan los cuadros de distribución de los subcampos al inversor deben transportar una corriente de diseño igual a:

$$I_b < y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$$

Siendo:

y = número de cadenas del subcampo relativo al mismo cuadro de distribución

- Criterio de caída de Tensión:

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable y una caída de tensión o diferencial entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación, con objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

Como criterio de diseño los conductores tendrán una sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a los valores especificados a continuación, referidos a la tensión nominal continua del sistema:

CAIDA DE TENSION	
TRAMO	MAX.
Tramo CC	1.5%
Tramo CA	0.5%

Las formulas empleadas para el cálculo de la caída de tensión es el siguiente:

$$\Delta U = 2 \cdot L \cdot I_c \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Para receptores trifásicos la caída de tensión viene dada por:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I_c \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Siendo:

L = longitud cable (m)

X = Reactancia del cable (Ω/km), se considera despreciable hasta un valor del cable de 120 mm²

R = Resistencia del cable (Ω/km). Viene dad por:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

Siendo:

ρ = Resistividad del material en ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)

S = Sección (mm²)

Se comprueba la caída de tensión a la temperatura prevista de servicio del conductor, siendo esta de:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot \left(\frac{I_c}{I_z}\right)^2$$

Siendo:

T = Temperatura real estimada en el conductor (°C)

T_0 = Temperatura ambiente para el conductor (40°C para cables al aire y 25°C para cables enterrados)

T_{max} = Temperatura máxima admisible del conductor según su tipo de aislamiento (90°C para conductores con aislamientos termoestables y 70°C para conductores con aislamiento termoplástico)

Con ello la resistividad a la temperatura prevista de servicio del conductor es de:

$$\rho_T = \rho_{20} [1 + \alpha \cdot (T - 20)]$$

Para el cobre

$$\alpha = 0.00393^\circ\text{C}^{-1} \rho_{20^\circ\text{C}} = \frac{1}{56} \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

Para el aluminio

$$\alpha = 0.00403^\circ\text{C}^{-1} \rho_{20^\circ\text{C}} = \frac{1}{35} \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

Las fórmulas empleadas para el dimensionamiento de las secciones serán las siguientes:

En corriente continua:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{56 \times \Delta V} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Siendo:

S = sección (mm²)

L = longitud cable (m)

I = intensidad (A)

ΔV = caída de tensión máxima admisible

En corriente alterna en monofásica:

$$S = \frac{2 \times L \times I}{56 \times \Delta V} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Siendo:

S = sección (mm)
 L = longitud cable (m)
 I = intensidad (A)
 ΔV = caída de tensión máxima admisible

En corriente alterna en trifásica:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I}{56 \times \Delta V} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Siendo:

S = sección (mm)
 L = longitud cable (m)
 I = intensidad (A)
 ΔV = caída de tensión máxima admisible

- Criterio de intensidad de cortocircuito:

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 s) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y es de 160°C para cables con aislamiento termoplástico y de 250°C para cables de aislamiento termoestable.

Se calculan las intensidades de cortocircuito máximas y mínimas, tanto en cabecera "I_{ccc}" como en pie "I_{ccp}" de cada una de las líneas que componen la instalación eléctrica teniendo en cuenta que la máxima intensidad de cortocircuito se establece para un cortocircuito entre fases, y la mínima intensidad de cortocircuito para un cortocircuito fase-neutro.

Entre fases:

$$I_{cc} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot Z_t}$$

Fase y Neutro:

$$I_{cc} = \frac{U_l}{2 \cdot Z_t}$$

Siendo:

U_l = Tensión compuesta (V)
 U_f = Tensión simple (V)
 Z_t = Impedancia total en el punto de cortocircuito (Ω)
 I_{cc} = Intensidad de cortocircuito (kA)

La impedancia total en el punto de cortocircuito se obtiene a partir de la resistencia total y de la reactancia total de los elementos de la red aguas arriba del punto de cortocircuito:

$$Z_t = \sqrt{R_t^2 + X_t^2}$$

Siendo:

R_t = Resistencia total en el punto de cortocircuito (Ω)

X_t = Reactancia total en el punto de cortocircuito (Ω)

La impedancia total en cabecera se ha calculado teniendo en cuenta la ubicación del transformador y la acometida.

En el caso de a partir de un transformador se calcula la resistencia y reactancia del transformador aplicando la formulación siguiente:

$$R_{cc,T} = \frac{\varepsilon_{R_{cc,T}} \cdot U_l^2}{S_n}$$

$$X_{cc,T} = \frac{\varepsilon_{X_{cc,T}} \cdot U_l^2}{S_n}$$

Siendo:

$R_{cc,T}$ = Resistencia de cortocircuito del transformador ($m\Omega$)

$X_{cc,T}$ = Reactancia de cortocircuito del transformador ($m\Omega$)

$\varepsilon_{R_{cc,T}}$ = Tensión resistiva de cortocircuito del transformador

$\varepsilon_{X_{cc,T}}$ = Tensión reactiva de cortocircuito del transformador

S_n = Potencia aparente del transformador (kVA)

Los conductores de enlaces subterráneos deben soportar las condiciones ambientales y otras circunstancias inherentes a su uso, sin que se produzcan fugas de corriente eléctrica perjudiciales. Los conductores de acometida subterránea deben tener aislamiento adecuado para la tensión eléctrica aplicada y deberán cumplir con las normativas internacionales de fabricación de conductores para esta clase de aplicación.

Los conductores de la acometida subterránea deberán estar protegidos contra daños.

Los conductores tendrán las siguientes especificación en función del tramo que enlacen:

❖ **Línea general de alimentación MT:**

Es la parte de la instalación de red de distribución, que alimenta al centro de seccionamiento propio del proyecto ubicado a pie de parcela. Los conductores serán de aluminio.

Las principales características son:

- Tensión nominal: 18/30 kV
- Tensión más elevada: 36 kV
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo: 170 kV
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial: 70 kV

Se utilizarán únicamente cables de aislamiento de dieléctrico seco, según NI 56.43.01 de las características esenciales siguientes:

- Conductor : Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE 21-022
- Pantalla sobre el conductor : Capa de mezcla semiconductor aplicada por extrusión.
- Aislamiento : Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR)
- Pantalla sobre el aislamiento : Una capa de mezcla semiconductor pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre.

- Cubierta : Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes.
- Tipo seleccionado :

Tipo constructivo	Tensión Nominal kV	Sección Conductor mm ²	Sección pantalla mm ²
HEPRZ1	12/20	150	16
		240	16
		400	16
	18/30	150	25
		240	25
		400	25

El diseño y trazado se basará en las normas propias y particulares de la empresa suministradora COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA.

❖ Línea de cuadro y protección a inversor BT

Es la línea de enlace entre el cuadro de mando y protección y el inversor.

Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la norma UNE 20.460-5-523 y su anexo nacional.

Las instalaciones de las líneas se realizarán de acuerdo con las condiciones señaladas en la instrucción ITC-BT-19, ITC-BT-20 y ITC-BT-21

Los conductores empleados para estas líneas serán de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina para 1.000 V en servicio, libre de halógenos y corresponderán a la designación RZ1-K 0,6/1kV según UNE 21123. Se canalizarán sobre bandejas o tubos, atendiendo a la capacidad y coincidencia de los mismos.

❖ Línea de inversor a cuadro "stringbox" BT:

Las instalaciones de las líneas de CC se realizarán de acuerdo con las condiciones señaladas en la instrucción ITC-BT-19, ITC-BT-20 y ITC-BT-21.

Los conductores empleados para estas líneas serán de cobre con aislamiento de polietileno reticulado para 1.000 V en servicio y corresponderán a la designación ZZ-F 1/1,8 kV según UNE 21123. Se canalizarán sobre bandejas o tubos, atendiendo a la capacidad y coincidencia de trazado de los mismos.

Para el cálculo de la sección de estas líneas de CC deberá considerarse una caída de tensión máxima del 1,5 %, en todo el tramo de CC.

❖ Línea de módulos a cuadro "stringbox" BT:

Las conexiones eléctricas en corriente continua son el nexo de unión entre los módulos fotovoltaicos y los equipos para la protección, control y accionamiento de la señal, también denominados, inversores. Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la norma UNE 20.460-5-523 y su anexo nacional.

Las instalaciones de las líneas se realizarán de acuerdo con las condiciones señaladas en la instrucción ITC-BT-19, ITC-BT-20 y ITC-BT-21.

Los conductores empleados para estas líneas serán de cobre con aislamiento de polietileno reticulado para 1.800 V en servicio y corresponderán a la designación ZZ-F según UNE 21123. Se canalizarán sobre bandejas o tubos, atendiendo a la capacidad y coincidencia de trazado de los mismos.

Para el cálculo de la sección de estas líneas de CC deberá considerarse una caída de tensión máxima del 1,5 %, en todo el tramo de CC.

Las secciones en función de los criterios descritos serán los que se indican en los cuadros de cálculo que aparecen en el anejo 1 de esta memoria.

6.3.5 Canalizaciones

La selección del tipo de canalizaciones se realiza escogiendo, en función de las influencias externas, el que se considere más adecuado de entre los descritos entre conductores y cables en la norma UNE 20.460-5-52.

De forma genérica, se desarrolla a continuación los modelos de canalización:

- Desde cada positivo y negativo del módulos hasta el borde de las mesas los positivos y negativos de cada serie, siempre que proceda, se conducirán convenientemente embridados a las estructuras de sujeción de los módulos.
- Una vez llegue al borde de la estructura se instalarán dos tubos plásticos en las cuales se canalizarán los positivos, negativos de manera independiente
- Las tierras que salgan de cada fila de módulos de la cubierta se conectarán a una tierra común
- Desde las mesas hasta el stringbox los conductores discurrirán sobre una zanja directamente enterrados con una capa de arena
- Desde los stringbox hasta los inversores los conductores discurrirán mediante zanja directamente enterrada.
- Desde las salidas en MT de los skids hasta el centro de seccionamiento interno del parque los conductores discurrirán mediante zanja directamente enterrada.

6.3.5.1 Canalizaciones MT internas del proyecto

Los trazados internos del proyecto desde la salida de los skids hasta el centro de seccionamiento de abonado que queda a pie de parcela se instalarán directamente enterrados.

Estas canalizaciones de líneas subterráneas, tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) La canalización discurrirá por terrenos de dominio público bajo acera, no admitiéndose su instalación bajo la calzada excepto en los cruces, y evitando siempre los ángulos pronunciados.
- b) El radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo, 15 veces el diámetro. Los radios de curvatura en operaciones de tendido será superior a 20 veces su diámetro.
- c) Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial, procurando evitarlos, si es posible sin perjuicio del estudio económico de la instalación en proyecto, y si el terreno lo permite.

Los cables se alojarán en zanjas de 0,8 m de profundidad mínima y una anchura mínima de 0,35 m que, además de permitir las operaciones de apertura y tendido, cumple con las condiciones de paralelismo, cuando lo haya.

El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, y el tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm, de un espesor mínimo de 0,10 m, sobre la que se depositará el cable o cables a instalar. Encima irá otra capa de arena de idénticas características y con unos 0,10 m de espesor, y sobre ésta se instalará una protección mecánica a todo lo largo del trazado del cable, esta protección estará constituida por un tubo de plástico cuando exista 1 línea, y por un tubo y una placa cubrecables cuando el número de líneas sea mayor, las características de las placas cubrecables serán las establecidas en las NI 52.95.01.

A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación y con tierras de préstamo de, arena, todo-uno o zahorras, de 0,25 m de espesor, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes. Sobre esta capa de tierra, y a una distancia mínima del suelo de 0,10 m y 0,30 m de la parte superior del cable se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos, las características, color, etc., de esta cinta serán las establecidas en la NI 29.00.01.

El tubo de 160 mm \varnothing ó de 125 mm \varnothing que se instale como protección mecánica, incluirá en su interior , como mínimo, 4 monoductos de 40 mm \varnothing , según NI 52.95.03, para poder ser utilizado como conducto de cables de control y redes multimedia. Se dará continuidad en todo el recorrido de este tubo , al objeto de facilitar el tendido de los cables de control, incluido en las arquetas y calas de tiro si las hubiera y obras de mantenimiento, garantizándose su estanqueidad en todo el trazado .

A continuación se terminará de rellenar la zanja con tierra procedente de la excavación y con tierras de préstamo de, arena, todo-uno o zahorras, debiendo de utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos. Después se colocará una capa de tierra vegetal o un firme de hormigón de HM-12,5 de unos 0,12 m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

6.3.5.2 Canalizaciones MT externas del proyecto

Estarán constituidos por tubos plásticos, dispuestos sobre lecho de arena y debidamente enterrados en zanja. Las características de estos tubos serán las establecidas en la NI 52.95.03.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubulares. En los puntos donde estos se produzcan, se dispondrán preferentemente de calas de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar la manipulación.

La zanja tendrá una anchura mínima de 0,35 m para la colocación de dos tubos de 160 mm \varnothing aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar. En las líneas de 20 kV con cables de 400 mm² de sección y las líneas de 30 kV (150, 240 y 400 mm² de sección) se colocarán tubos de 200 mm \varnothing , y se instalarán las tres fases por un solo tubo.

Cuando se considere necesario instalar tubo para los cables de control, se instalará un tubo más, destinado a este fin. Se dará continuidad en todo su recorrido , al objeto de facilitar el tendido de los cables de control, incluido en las arquetas y calas de tiro si las hubiera.

Los tubos para cables eléctricos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos, dejando siempre en el nivel superior el tubo para los cables de control.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de arena con un espesor de 0.10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente.

La canalización deberá tener una señalización colocada de la misma forma que la indicada en el apartado anterior, para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

Y por último, se hace el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento, para este relleno se utilizará todo-uno, zahorra o arena. Después se colocará una capa de tierra vegetal o un firme de hormigón de HM-12,5 de unos 0,12 m de espesor y por último se repondrá el pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura.

6.3.5.3 Canalizaciones MT en galerías

Este tipo de canalización, los cables estarán colocados al aire libre sobre bandejas o palomillas separadas como máximo 0,60 m y al abrigo de los rayos solares.

Las galerías, preferentemente, se usarán solo para instalaciones eléctricas.

En la galería coexistirán las canalizaciones eléctricas y de agua pero en ningún caso una fuga de agua afectara a los demás servicios

Tendrá un diseño de doble cuerpo, en el que en un cuerpo se dispone una canalización de agua y tubos hormigonados para cables de comunicación, y en el otro cuerpo, estanco respecto al anterior cuando tiene colocada la tapa registrable, se disponen los cables de A.T., de B.T., de alumbrado público, semáforos, control y comunicación). Las condiciones de seguridad más destacables que deben cumplir este tipo de instalación son:

- estanqueidad de los cierres
- buena renovación de aire en el cuerpo ocupado por los cables eléctricos, para evitar acumulaciones de gas y condensación de humedades, y mejorar la disipación de calor.

Las galerías deberán estar bien ventiladas para evitar acumulaciones de gases, condensaciones de humedad y conseguir una buena disipación del calor. Deberán disponer, además, de un sistema de drenaje eficaz. Los cables de tensiones distintas deben de disponerse sobre soportes diferentes, al igual que los cables de telecomunicación. Los cables deberán estar señalizados e identificados en todo su recorrido. La fijación de los cables de energía eléctrica deberá realizarse de forma que se evite su desplazamiento al ser atravesados por las posibles corrientes de cortocircuito

6.3.5.4 Canalizaciones BT mediante canales protectores

Cuando se quiera hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión, puede permitirse asimismo, la utilización de bridas de conexión.

En las canales protectoras de grado de protección inferior a IP4X o clasificadas como "canales con tapa de acceso que puede abrirse sin herramientas", según la Norma UNE-EN 50085-1, sólo podrá utilizarse conductor aislado bajo cubierta estanca de tensión asignada mínima 300/500V.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente las líneas que conforman el generador fotovoltaico y sus correspondientes accesorios y refuerzos. Se efectúa la unión de las conducciones entre sí mediante accesorios adecuados a su clase y que asegura la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.

La instalación y puesta en obra de los tubos de protección deberá cumplir lo indicado a continuación y en su defecto lo prescrito en la norma UNE 20.460-5-523 y en las ITC-BT-19 e ITC-BT-20

6.3.5.5 Canalizaciones BT entubadas

Con el objeto de unificar criterios en las profundidades de las zanjas entre Reglamentos de baja tensión y Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias además de unificar criterios con relación a construcción de líneas subterráneas se establece un criterio único de profundidad, hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie, que no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada. Estarán constituidos por tubos plásticos, dispuestos sobre lecho de arena u hormigón según corresponda. Las características de estos tubos serán las establecidas en la NI 52.95.03.

Los cables se alojarán en zanjas de 0,85 m de profundidad mínima y tendrá una anchura que permitan las operaciones de apertura y tendido para la colocación de dos tubos de 160 mm Ø, aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con los correspondientes entibados u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales. Los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,05 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de arena con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación y tierras de préstamo, arena, todo-uno o zahorras, de unos 0,28 m de espesor, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes, sobre esta capa de tierra, se colocará una cinta o varias cintas de señalización (dependiendo del número de líneas), como advertencia de la presencia de cables eléctricos. Las características, color, etc., de la cinta serán las establecidas en la NI 29.00.01. Sobre la cinta de señalización se colocará una capa de tierra procedente de la excavación y tierras de préstamo, arena, todo-uno o zahorras, de unos 0,10 m de espesor.

Por último se colocará en unos 0,15 m de espesor un firme de hormigón no estructural HNE 15,0 y otra de 0,12m de espesor de reposición del pavimento a ser posible del mismo tipo y calidad del que existía antes de realizar la apertura en total, o una capa de 0,27m tierra en el caso de reposición de jardines. En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito. Se evitará en lo posible los cambios de dirección de los tubulares. En los puntos donde estos se produzcan, se dispondrán preferentemente de calas de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar la manipulación. Se instalará un multitubo, designado como MTT 4x40, y su correspondiente soporte, según NI 52.95.20, que se utilizará cuando sea necesario, como conducto para cables de control, red multimedia, etc. A este ducto se le dará continuidad en todo su recorrido, al objeto de facilitar el tendido de los cables de control y red multimedia incluido en las arquetas y calas de tiro si las hubiera. La guía de instalación del ducto y accesorios, se encuentra definida en el MT 2.33.14 "Guía de instalación de los cables óptico subterráneos", mientras que las características del ducto y sus accesorios se especifican en la NI 52.95.20 "Tubos de plástico y sus accesorios (exentos de halógenos) para canalizaciones de redes subterráneas de telecomunicaciones.

Se podrá admitir la instalación de cables directamente enterrados cumpliendo las características de seguridad y calidad mínimas requeridas.

6.3.6 Elementos de protección

Los aparatos de mando y maniobra (interruptores y conmutadores) serán de tipo cerrado y material aislante, cortarán la corriente máxima del circuito en que están colocados sin dar lugar a la formación de arcos perimetrales, y no podrán tomar una posición intermedia.

Deberán soportar la influencia de los agentes exteriores a los que estén sometidos, presentando el grado de protección que les corresponde de acuerdo con sus condiciones de instalación.

6.3.6.1 Fusibles

Los fusibles protegen a los conductores y módulos fotovoltaicos frente a sobrecargas, corrientes inversas y cortocircuitos.

Se comprueba que la protección frente a sobrecargas cumple que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_z$$

Siendo:

I_b = Intensidad que circula por el circuito (A)

I_n = Intensidad nominal del dispositivo de protección (A)

I_z = Intensidad máxima del conductor, en las condiciones de instalación (A)

I_2 = Intensidad de funcionamiento de la protección (A).

Frente a cortocircuitos se verifica que los fusibles cumplen que el poder de corte del fusible "Icu" es mayor que la intensidad de cortocircuito que puede presentarse

Cualquier intensidad de cortocircuito que puede presentarse se debe interrumpir en el tiempo inferior al que provocaría que el conductor alcanzase su temperatura límite (160°C para cables con aislamiento termoplástico y 250°C para cables con aislamiento termoestable), comprobándose que:

$$I_{bcc,5s} > I_f$$

$$I_{cc} > I_f$$

Siendo:

I_{cc} = Intensidad de cortocircuito en la línea que protege el fusible (A)

I_f = Intensidad de fusión del fusible en 5 segundos (A)

$I_{cc,5sc}$ = Intensidad de cortocircuito en el cable durante el tiempo máximo de 5 segundos (A) se calcula mediante la expresión

$$I_{cc} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}}$$

Siendo:

S = Sección del conductor (mm²)

t = tiempo de duración del cortocircuito (s)

k = constante que depende del material y aislamiento del conductor

	PVC	XLPE
Cu	115	143
Al	76	94

La longitud máxima de cable protegida por un fusible frente a cortocircuitos se calcula como sigue:

$$L_{max} = \frac{U_f}{I_f \cdot \sqrt{(R_f + R_n)^2 + (X_f + X_n)^2}}$$

Siendo:

R_f = Resistencia conductor de fase (Ω/km)
 R_n = Resistencia conductor de neutro (Ω/km)
 X_f = Reactancia conductor de fase (Ω/km)
 X_n = Reactancia conductor de neutro (Ω/km)

6.3.6.2 Interruptores Automáticos

Al igual que los fusibles los interruptores automáticos protegen frente a sobrecargas y cortocircuitos

Se comprueba que la protección frente a sobrecargas cumple que:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_z \leq 1.45 \cdot I_n$$

Siendo:

I_b = Intensidad que circula por el circuito (A)
 I_z = Intensidad de funcionamiento de la protección. En este caso se toma igual a 1.45 veces la intensidad nominal del interruptor automático

Frente a cortocircuito se verifica que los interruptores automáticos cumplen que:

El poder de corte del interruptor automático " I_{cu} " es mayor que la máxima intensidad de cortocircuito que puede presentarse en cabecera del circuito.

La intensidad de cortocircuito mínima en pie de circuito es superior a la intensidad de regulación del disparo electromagnético " I_{mag} " del interruptor automático según su tipo de curva.

	I_{mag}
Curva B	5 I_n
Curva C	10 I_n
Curva D	20 I_n

El tiempo de actuación del interruptor automático es inferior al que provocaría daños en el conductor por alcanzarse en el mismo la temperatura máxima admisible según su tipo de aislamiento. Para ello, se comparan los valores de energía específica pasante (I^2t) durante la duración del cortocircuito, expresado en A^2S , que permite pasar el interruptor, y la que admite el conductor.

Para esta última comprobación se calcula el tiempo máximo en el que debería actuar la protección en caso de producirse el cortocircuito, tanto para la intensidad de cortocircuito máxima en cabecera de línea como para la intensidad de cortocircuito mínima en pie de línea, según la reflexión ya reflejada anteriormente:

$$t = \frac{k^2 \cdot S^2}{I_{cc}^2}$$

Los interruptores automáticos cortan en un tiempo inferior a 0,1 s, según la norma IEC 60898, por lo que si el tiempo anteriormente calculado estuviera por encima de dicho valor, el disparo del interruptor automático quedaría garantizado para cualquier intensidad de cortocircuito que se produjera a la largo del cable. En casi contrario, se comprueba la curva I^2t del interruptor, de manera que el valor de la energía específica pasante del interruptor sea inferior a la energía específica pasante admisible por el cable.

$$I^2 \cdot t_{\text{interruptor}} \leq I^2 \cdot t_{\text{cable}}$$

$$I^2 \cdot t_{\text{cable}} \leq k^2 \cdot S^2$$

6.3.6.3 Limitadores de sobretensión

Las instalaciones se deben proteger contra sobretensiones transitorias siempre que la instalación no esté alimentada por una red de distribución subterránea en su totalidad, es decir, toda la instalación que sea alimentada por algún tramo de línea de distribución aérea sin pantalla metálica unida a tierra en sus extremos deberá protegerse contra sobretensiones.

Los limitadores de sobretensión serán de clase C (tipo II) en los cuadros.

6.3.6.4 Cajas de protección

❖ Stringbox cuadro 1er nivel

El String Box es un aparato que permite conectar en paralelo las cadenas de un campo fotovoltaico y, al mismo tiempo, protegerlas a través de un fusible destinado a tal fin. El stringbox incorpora un sofisticado sistema de control que permite conocer el estado de cada uno de los canales de medida.

Las características principales del String Box son:

- Armario poliéster 600x800x300 IP-66 ARED-68
- Placa montaje poliéster 800x600
- Interruptor 315 A 2P 1500Vdc DC21
- Mando directo T-1 160/400^a 1500 Vdc
- 32 conjuntos base PML 10/14x85+fus gPV 10x85 15 A 1500Vdc
- Descargador tipo II 1500V
- Borna de toma de tierra UT-35-PE
- Puentes de conexión tipo peine unipolar 1500 V 10 mm²
- 8 Bornes aislados 6...25 mm² entrada lateral
- Dispositivo compensador de presión DA-284 1200 l/h IP-66
- 8 Tope Clipfix-35
- 4 Racor RGp PG-48
- Tuerca de poliamida PG-48
- Prensaestopas poliamida + tuerca M25 IP67

Cantidad total de Stringboxes 128 unidades

❖ Cuadro de protección (CA)

Los dispositivos generales de mando y protección se situarán lo más cerca posible de la salida del inversor.

La altura a la cual se situarán los dispositivos generales, medida a nivel del suelo, estará comprendida entre 1,4 y 2m

En su interior, irán alojados las protecciones con las dimensiones necesarias para alojar todos los elementos necesarios.

Las envolventes del cuadro se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439-3, con un grado de protección mínimo IP30 según UNE 20.324 e IK7 según UNE-EN 50.102. Se dimensionará el cuadro en el espacio y elementos básicos para ampliar su capacidad en un 30% de la inicialmente prevista.

Los dispositivos de mando y protección serán:

- Cuadro de protección CA:
 - Interruptor automático de la interconexión omnipolar, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica.
- Cuadro de medida y protección:

- Relé diferencial rearmable, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte alterna de la instalación de acuerdo con el RBT (ITC-BT-24) .
- Interruptor automático de la interconexión omnipolar, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica.
- Seccionador manual para apertura del circuito de medida para revisar, mantener o realizar la pertinente lectura del contador.

6.4 Cálculo de puesta a tierra

Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección, por una parte del circuito eléctrico o por una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. Mediante la instalación de toma tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La puesta a tierra se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tal que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra este conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera al largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica queda asegurada con independencia de las condiciones distinguidas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que puedan afectar a otras partes metálicas.
-

En este caso, los módulos fotovoltaicos y sus correspondientes accesorios de sujeción, se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas electroestáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. El valor que se considera admisible para el cuerpo humano es de 50 V.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establecen los siguientes valores de resistencia de paso a tierra máxima para el caso de instalación de equipos independientes, 2 a 5 Ω y para el caso de edificios: 10 Ω .

Partes de la instalación de puesta a tierra:

- El terreno: Absorbe las descargas.

- Tomas de tierra: Elementos de unión entre terreno y circuito. Están formadas por electrodos embebidos en el terreno que se unen, mediante una línea de enlace con tierra a los puntos de puesta a tierra (situados normalmente en arquetas).
- Línea principal de tierra: Une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de las distintas masas metálicas, en este caso, la estructura metálica de cada uno de los subcampos, así como los marcos de protección de los paneles.
- Derivaciones de las líneas principales de tierra: Uniones entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- Conductores de protección: Unión entre las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, a fin de proteger contra los contactos indirectos.
- Pararrayos.

Los conductores que constituyan las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre. El recorrido de los conductores será lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y desgaste mecánico.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctrica continua en la que no podrán incluirse ni masa ni elementos metálicos, cualesquiera que sean estos. Las conexiones a masa y a elementos metálicos se efectuarán por derivaciones del circuito principal. Estos conductores tendrán un contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas y masas como en el electrodo. A estos efectos se dispondrá que las conexiones de los conductores se efectúen con todo cuidado, por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando una buena superficie de contacto de forma que la conexión sea efectiva, por medio de tornillos, elementos de compresión o remaches.

Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión, tales como: estaño, plata, etc.

La puesta a tierra de los elementos que constituyen la instalación eléctrica partirá del cuadro general. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente inversor).

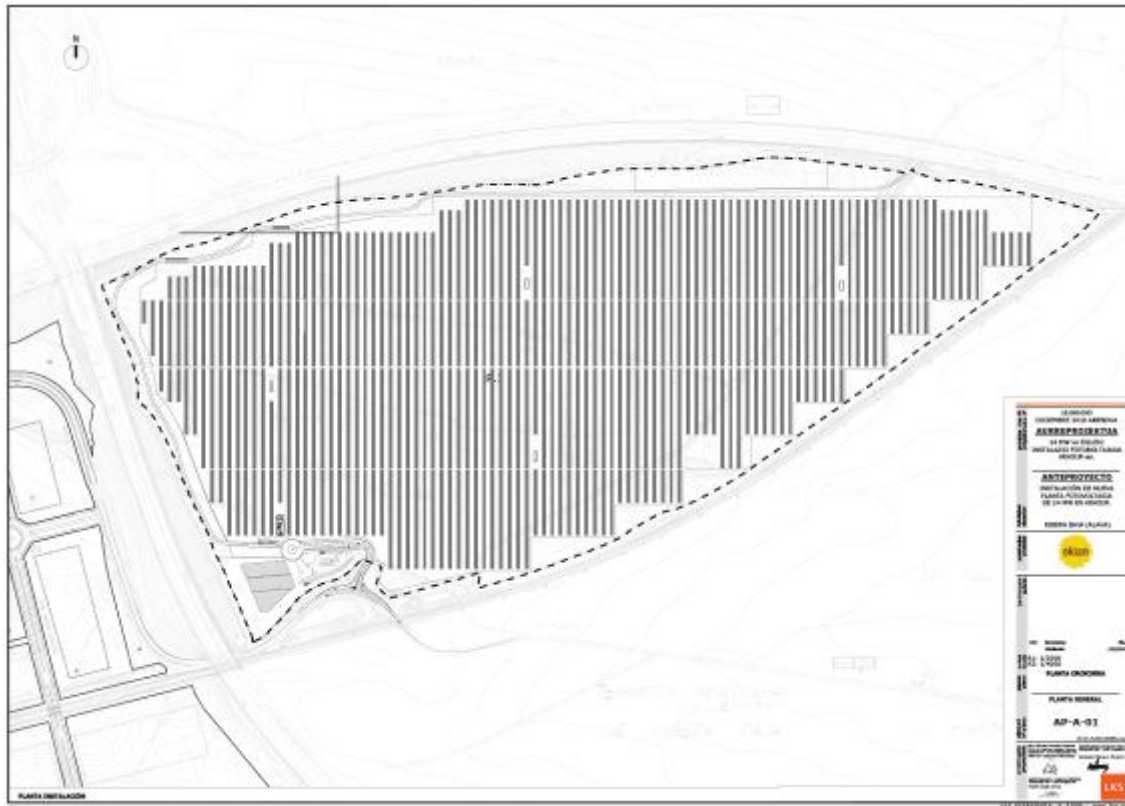
Normativa IEC 60364 y Especificaciones Técnicas (Puesta a tierra)

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 2, o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma IEC 60364.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección Sp (mm ²)
$S \leq 16$	$Sp = S$
$16 \leq S \leq 35$	$Sp = 16$
$S > 35$	$Sp = S/2$

Para asegurar el buen funcionamiento del interruptor diferencial de la parte de corriente alterna, no se debe poner a tierra el neutro de la parte alterna del convertidor, y sí el neutro de la parte de baja del transformador de la red.

6.5 Implantación



6.6 Evacuación

La instalación prevista requiere su conexión a la red eléctrica para la evacuación de la energía producida. La misma conexión a la red permite también el abastecimiento eléctrico necesario para el funcionamiento de la misma. La conexión se realizará mediante dos circuitos independientes con una capacidad nominal de 10 MW (12 MWp) cada una y se conectarán en dos puntos de la red de distribución independientes. No obstante las dos conexiones se realizarán en el mismo centro de seccionamiento de nueva construcción.

Se admiten dos posibles configuraciones para el devanado de alta del transformador de acoplamiento de la instalación generadora a la red de MT, AT y MAT, triángulo o estrella con aislamiento pleno del neutro y accesible, aplicando una de las dos, según el esquema de conexión de la instalación generadora a la red. Como criterio general, la instalación generadora no aportará corriente de neutro ante faltas a tierra en la red y para ello los neutros de los transformadores, lado LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA, no se conectarán a tierra. En la conexión a ST en entrada/salida, el devanado de alta del transformador de acoplamiento a red será estrella con aislamiento pleno del neutro y accesible. Su puesta a tierra será decisión de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA. El accionamiento del seccionador de puesta a tierra de la instalación generadora situado en el lado de la línea de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA, estará bloqueado mediante un candado normalizado por LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA con su correspondiente señalización para advertir de esta situación. El objetivo es evitar accidentalmente la puesta a tierra de la línea por parte de la instalación generadora.

Adicionalmente, para cubrir riesgos de daños en el generador, deberán utilizarse generadores con

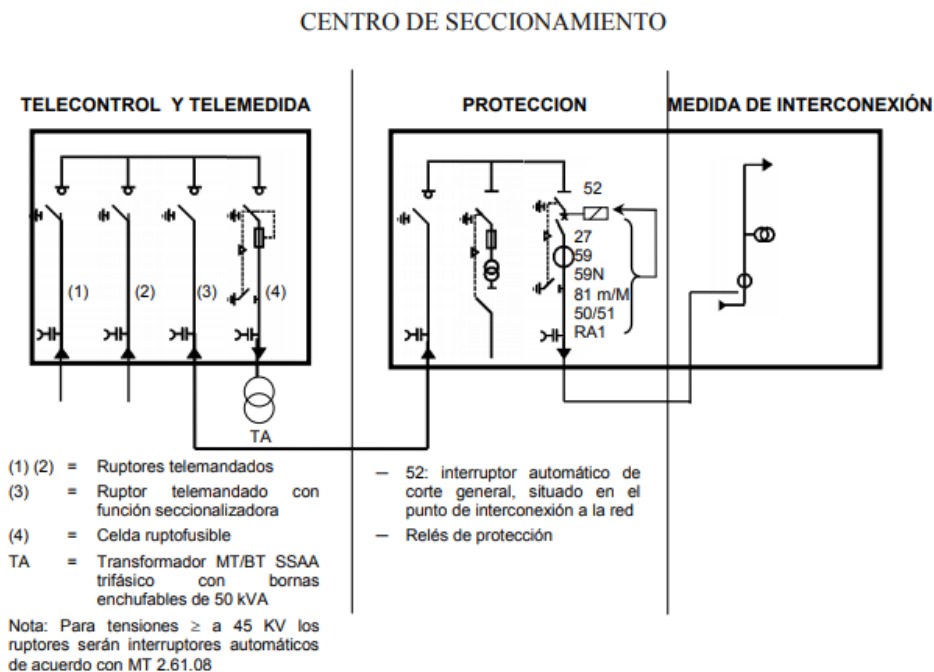
capacidad de soportar una reconexión fuera de sincronismo.

6.6.1 Esquema de conexión

La conexión se realizará en la sala denominada centro de seccionamiento de nueva construcción de compañía donde se enlazarán las dos líneas de evacuación provenientes del C.S interna del proyectode abonado de nueva construcción que se instalará a pié de parcela.

La potencia de la instalación generadora se calculará de acuerdo al artículo 3 del RD 413/2014.

En particular, el citado artículo establece que en el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia a considerar es la potencia máxima de los módulos. En las instalaciones acogidas al RD 413/2014, los sistemas de Telecontrol, Telemedida en tiempo real y Protecciones se ubicaran de acuerdo con los siguientes esquemas, según el modo de conexión a la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA



El sistema de Telecontrol y Telemedida se instalará en el Centro de Seccionamiento, donde las posiciones (1), (2) y (3) serán ruptores telemandados. La posición de salida (3) a instalación de cliente, deberá estar dotada con función seccionalizadora.

6.6.2 Protección, medida y control conexión

6.6.2.1 Generalidades

Las instalaciones generadoras conectadas a niveles superiores a 1 kV a la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA, deberán cumplir con los criterios establecidos por el artículo 4.7 de la ITCRAT 09 del Reglamento de Alta Tensión, referente a las protecciones de generadores conectados a la red de distribución, que prevé la aplicación de normativa específica. Dicha Instrucción Técnica Complementaria, incluye protecciones en el punto de conexión a alta tensión, adicionales a las protecciones de baja tensión.

Se entiende que para equipos que incorporen protecciones o sistema de conmutación no convencionales (de acuerdo a la definición de la GUÍA-BT-40), la verificación de las condiciones de protección y conmutación se realizará mediante informe de laboratorio acreditado, de los aspectos de:

- Características funcionales aplicables
- Protección contra posibles fallos eléctricos o electrónicos
- Protección contra los fenómenos de perturbación electromagnética
- Protección contra los fallos y/o errores en el software del equipo.

Como ejemplos de protecciones que deben considerarse para la verificación están:

- a) Sincronización entre múltiples fuentes de corriente alterna.
- b) Paradas de operación de emergencia (incluyendo secuencia de parada)
- c) Sistema de conmutación (conexión / desconexión entre fuentes) y enclavamientos de seguridad (rango válido de tensión y frecuencia).
- d) Funciones de dispositivos de corriente residual para protección de la propia instalación generadora
- e) Protección de sobrecorriente para protección de la propia instalación generadora. En lo relativo al precintado se debe entender que se refiere a la imposibilidad de modificación de los parámetros de protección, bien mediante la inaccesibilidad del software que la ejecuta, o la imposibilidad de acceso a los elementos de regulación electrónica incorporados en el equipo generador por parte del instalador u operador de la instalación. La lista de características a ser evaluadas y acreditadas mediante informe de laboratorio.

Cuando la protección se realice mediante relés no integrados en el equipo generador, estarán agrupados en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación que permitirá el precintado de los elementos de ajuste de los relés.

Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso.

Los circuitos de disparo de los relés actuarán directamente sobre el interruptor de interconexión de la instalación generadora sin pasar a través de relés o elementos auxiliares o en su caso, sobre el interruptor del generador dependiendo del régimen de funcionamiento de la planta generadora. Asimismo, es necesario que las instalaciones generadoras estén dotadas de acceso permanente al personal de mantenimiento de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA y/o sistemas Telecontrol, Telemedida en tiempo real y Protección.

En particular, a las instalaciones acogidas al RD 413/2014 les es de aplicación las condiciones descritas en la ITC-RAT 09, por lo que habrán de disponer de un sistema de Telecontrol y Telemedida en tiempo real y protecciones en el punto de interconexión.

A continuación se define la función de cada uno de estos sistemas y su ubicación de acuerdo con el tipo de conexión a red.

6.6.2.2 Telecontrol

La función del sistema de Telecontrol es actuar sobre el sistema (dispositivo, elemento) de conexión de la instalación generadora con la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA para permitir su desconexión remota en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden.

El sistema de telecontrol se ubicará en el punto de conexión con la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA, mediante un centro de seccionamiento u OCR. Dicho sistema de telecontrol cumplirá con los criterios técnicos definidos en la normativa interna de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA (en

función de la solución adoptada, NI 74.53.01, NI 50.42.11 y NI 50.42.03), así como las normas y especificaciones técnicas asociadas a ellas.

6.6.2.3 Telemedida

Con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico, se enviarán medidas en tiempo real a los centros de control de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA, independientemente del envío de medidas que como productor deba enviar al Operador del Sistema (Red Eléctrica de España).

El sistema de telemedida en tiempo real se ubicará en el punto de conexión con la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA, a través de la remota de telecontrol descrita en el punto 7.2 y recogerá las tensiones y corrientes del punto de conexión a la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA.

6.6.2.4 Protecciones

Todas las instalaciones generadoras estarán dotadas de un sistema de protección y un interruptor automático para permitir su desconexión en caso de una falta en la red o en la instalación generadora.

A continuación se describen las características de estas protecciones:

- Un relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M) conectado entre fases ajustado a 51 Hz y 48 Hz con una temporización que, salvo requerimiento por escrito del Operador del Sistema, será de 0,2 y de 3 segundos respectivamente.
- Un relé de máxima tensión (59) conectado entre fases. Ajustado a 1,10 de la tensión media entre fases con una temporización de 0,6 segundos
- Un relé trifásico de mínima tensión (27) o Con carácter general, se ajustará a 0,85 Un con una temporización de 0,6 segundos. o Aquellas instalaciones obligadas al cumplimiento de requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión (por ejemplo PO 12.3) se ajustará a 0,85 Un con una temporización de 1,5 segundos.
- Un relé de máxima tensión homopolar (59N) conectado en triangulo abierto Ajustado a 20 voltios para T/t con secundario en triangulo abierto de tensión nominal 110/3 con una temporización en 0,6 segundos.
- Protección de sobreintensidad.
- Teledisparo

En aquellos casos en que sea de aplicación el RD 413/2014, en prevención de la apertura del interruptor automático de la empresa titular de la red en el punto de conexión, así como en cualquier situación en la que la generación pueda quedar funcionando en isla, se podrá instalar por parte del generador un sistema de teledisparo automático que desconecte la central o centrales generadoras con objeto de evitar posibles daños personales o sobre las cargas.

En cumplimiento de la legislación, dicho teledisparo debe disparar el interruptor de corte general de la instalación generadora, en caso de apertura de cualquier elemento de corte en carga de la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA que pueda dejar la instalación generadora funcionando en isla con cargas ajenas a dicha instalación.

En el caso de la instalación de un teledisparo se solicitará a LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA la especificación técnica del equipo de teledisparo y su sistema de comunicaciones. El sistema enviará al Centro de Control de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA la siguiente información:

- Orden de conexión/desconexión del teledisparo
- Fallo de comunicaciones y fallo de quipo
- Estado del teledisparo (conectado/desconectado)

No obstante, se podrá prescindir del sistema de teledisparo en la instalación generadora cuando el productor considere que se cumplen las dos condiciones siguientes:

1. Que la instalación generadora puede admitir un reenganche sin ningún tipo de condición desde la red de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA.
2. Que los sistemas de telecontrol y telemedida en tiempo real y el resto de sistema de protecciones descrito en este apartado constituyen el otro medio mencionado en el RD 413/2014 para la desconexión de la central generadora, garantizando que la instalación no se pueda quedar conectada en isla con elementos de la red de distribución

El productor al renunciar al sistema de teledisparo asume cualquier responsabilidad en caso de daños en sus instalaciones o de terceros, condición que será incluida expresamente en el Contrato Técnico a celebrar entre el productor e LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA.

Para tensiones ≤ 66 kV los relés de protección voltimétricos (27,59, 59N y 81) dispondrán de control por watch-dog y la activación del mismo provocará disparo y enclavamiento del interruptor de interconexión."

Para conexiones a red de instalaciones generadoras no contempladas en los manuales técnicos de la compañía distribuidora, o cuando sea necesario instalar nuevas protecciones eléctricas en las instalaciones de la compañía distribuidora, dichas protecciones serán de acuerdo con las homologadas por la compañía eléctrica.

Los tipos están definidos en función del nivel de tensión y esquema de conexión a red. Los costes de estas protecciones y actuaciones en la Red de La compañía distribuidora Distribución Eléctrica serán con cargo a la instalación generadora

6.6.2.5 Reposición automática

Como opción, el interruptor automático podrá estar dotado de un automatismo que permitirá su reposición de forma automática si su apertura se ha producido por actuación de las protecciones voltimétricas (27, 59, 59N, 81m/M) instaladas en el punto de interconexión con la red.

El automatismo permitirá el cierre si se cumplen las siguientes condiciones:

- Presencia de tensión de red, estable como mínimo durante 3 minutos (función identificada como 27X en los esquemas de los anexos II y III).
- No existe actuación de las protecciones de sobreintensidad 50/51
- En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

El automatismo bloqueará el cierre por actuación de las protecciones de sobreintensidad (50/51) asociadas al interruptor y solo se podrá desbloquear en local, después de identificar el origen de la actuación de esta protección y la eliminación de la causa del disparo.

Si la apertura del interruptor se produce manualmente por personal de la instalación generadora, el automatismo quedará deshabilitado.

6.6.2.6 Alimentación del sistema de protecciones

Con el fin de garantizar la fiabilidad de la tensión de alimentación del sistema de protecciones, se instalará un dispositivo que garantice la energía de reserva para la actuación de las protecciones y disparo de interruptor en el caso de fallo de la alimentación principal (una bobina de vigilancia de la tensión auxiliar de continua que provocará su disparo por fallo de la alimentación de Vcc).

En las instalaciones donde exista redundancia completa (doble batería, doble anillo de distribución de c.c. y doble bobina de disparo de interruptor) no es necesaria la bobina de vigilancia de la tensión auxiliar de continua.

6.6.2.7 Perturbaciones

De acuerdo al artículo 110 "Perturbaciones provocadas e inducidas por instalaciones receptoras" del RD 1955/2000, los usuarios de la red deberán adoptar las medidas necesarias para que las perturbaciones emitidas por sus instalaciones estén dentro de los límites establecidos en el artículo 104, lo que implica en cumplimiento de los límites de perturbaciones contenidos en la norma UNE EN 50160. Asimismo, las instalaciones están obligadas al cumplir con la Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética, de acuerdo al RD 1580/2006.

Adicionalmente, las instalaciones de baja tensión deben cumplir con lo prescrito en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que en su ITC-BT-40, capítulo 6, establece tasas máximas de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: 4/n
- Armónicos de orden 3: 5
- Armónicos de orden impar (≥ 5) 25/n

Tal y como indica la GUÍA-BT-40, los anteriores límites de distorsión en tensión son adicionales a los necesarios para el cumplimiento de la Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética establecidos en las normas:

- UNE-EN 61000-3-2. Límites para las emisiones de corriente armónica. Equipos con corriente de entrada ≤ 16 A por fase
- UNE-EN 61000-3-12. Límites para las corriente armónicas producidas por los equipos conectados a las redes públicas de baja tensión con corriente de entrada >16 A y ≤ 75 A. por fase

Dichas normas establecen límites de la corriente emitida por los equipos, mientras que los límites del presente capítulo se refieren a la tensión.

Adicionalmente también son aplicables las normas siguientes:

- UNE-EN 61000-6-3. Norma de emisión para entorno residencial, comercial e industria ligera.
- UNE-EN 61000-6-4. Norma de emisión para entorno industrial.

Con el objetivo de cumplir estos requisitos la GUÍA-BT-40 establece dos ensayos en su capítulo 6, que deberán ser debidamente certificados:

- Inyección de corriente continua a la red. Se deberá garantizar que la corriente continua inyectada por los generadores conectados a la red de BT de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA no supere el 0,5 % de la corriente nominal.

- Generación de sobretensiones, en el que se establecen dos grupos de generadores:

- Grupo 1: son los generadores de las instalaciones de tipo C1 (instalaciones conectadas a redes de BT).
- **Grupo 2: son los generadores para instalaciones de tipo C2 (instalaciones conectadas a redes de AT).**

El generador no debe generar sobretensiones en su conexión de alterna, cumpliendo con los límites establecidos en las tablas siguientes.

En el presente proyecto serán de aplicación los valores admisibles de la sobretensión instantánea (% Un pico) del grupo 2

Duración, t, de la sobretensión (s)	Valor admisible de la sobretensión instantánea (% Un pico)
0,0002	280
0,0006	218
0,002	178
0,006	145
0,02	129
0,06	120
0,2	120
0,6	120

Sobretensiones máximas admisibles para generadores del grupo 1.

Duración, t, de la sobretensión	Valor admisible de la sobretensión instantánea (% Un pico)
$0 < t < 1 \text{ ms}$	200
$1 \text{ ms} \leq t < 3 \text{ ms}$	140
$3 \text{ ms} \leq t < 500 \text{ ms}$	120
$t \geq 500 \text{ ms}$	110

Sobretensiones máximas admisibles para generadores del grupo 2

Además de lo anterior, se cumplirá que:

- El incremento de la tensión provocado por el funcionamiento de los generadores no superará el 2.5%.
- El desequilibrio máximo entre fases será de 5 kW
- Las instalaciones deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia que se indica en el anexo III. Dicho rango podrá ser modificado, con carácter anual, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, a propuesta del operador del sistema debiendo encontrarse, en todo caso, entre los valores extremos de factor de potencia: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. El citado rango podrá ser diferente en función de las zonas geográficas, de acuerdo con las necesidades del sistema. Dicha resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado»

6.6.2.8 Transformador de protección y medida:

Los siguientes transformadores serán de aplicación para instalaciones generadoras conectadas en la red de MT, AT y MAT. En aquellos casos en los que se instalen transformadores de medida no contemplados en las normas, deberán remitir la autorización de uso y los protocolos de verificación de los propios transformadores al encargado de Medida.

- Transformador de tensión:

Se instalarán los juegos de tres transformadores inductivos monofásicos, conectados entre fase-tierra, que resulten necesarios de acuerdo con el esquema utilizado. Dichos transformadores de tensión cumplirán con lo especificado en las normas de la compañía distribuidora de transformadores de medida. Para celdas con envolvente metálica y aislamiento en SF6 se adaptarán a lo descrito en la norma de la compañía distribuidora.

Los devanados que aparecen en los esquemas conectados a equipos denominados Medida, se utilizarán exclusivamente para alimentar el equipo de medida de facturación.

Las características de los mismos serán:

- Tensión primaria de acuerdo con la tensión de la red y con la norma NI 72.54.01 en vigor. Para instalaciones con tensiones de funcionamiento mayores a 72,5 kV se ajustarán según la NI 72.54.02 y NI 72.56.01
 - Tensión secundaria: $110:\sqrt{3}$ V para protección, $110:\sqrt{3}$ V para medida y $110:3$ V para el triángulo abierto (tanto para alimentar al relé de tensión homopolar, 59N, como para la resistencia de protección contra sobretensiones por ferorresonancia, recomendable en instalaciones que se pueden quedar en isla).
 - Clase de Precisión: 0,2 (productores del Tipo I) ó $\leq 0,5$ (productores del Tipo II y III) para medida de facturación, 0,5 para medida local y la requerida por LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA, 0,5 para protección y 3P para ferorresonancia.
 - Potencia de Precisión: según NI 72.54.01 para medida y protección, debiendo ajustarse el consumo de los secundarios (para el caso de la medida) según lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y sus ITCs (Instrucciones Técnicas Complementarias) correspondientes en vigor.
 - Los transformadores quedarán conectados a tierra cumpliendo las prescripciones reglamentarias.
- Transformadores de intensidad:

Se instalarán los juegos de tres transformadores de intensidad que resulten necesarios de acuerdo con el esquema utilizado. Dichos transformadores de intensidad cumplirán con lo especificado en las normas NI (72.50.01-02, 72.54.01-02 y 72.56.01) de transformadores de medida. Para celdas con envolvente metálica y aislamiento en SF6 se adaptarán a lo descrito en la NI 50.42.02.

Las características de estos transformadores serán las siguientes:

- Intensidad primaria en función de la máxima intensidad intercambiada y requisitos de protección, así como con la norma NI 72.50.01 en vigor, para instalaciones con tensiones de funcionamiento mayores a 72,5 kV se ajustarán según la NI 72.50.02.

- Intensidad secundaria: 1 A ó 5 A para devanado de protección, 5 A para devanado de medida de facturación y 1 A ó 5 A para medida local y la requerida por la compañía distribuidora
- El secundario del transformador de medida al que se conecten los contadores será de clase de precisión: 0,2s (productores del Tipo I) o $\leq 0,5s$ (productores del Tipo II y III), en caso de existir otros devanados no dedicados a la medida, se deberá justificar mediante ensayos que la precisión para la medida es adecuada para el rango de cargas instaladas en los otros secundarios.
- La clase de precisión para el devanado de protección será de 5P20
- Potencia nominal: para medida y protección se ajustarán según las NI indicadas, debiendo ajustarse el consumo de los secundarios según lo dispuesto en el Reglamento de Puntos de Medida y sus ITCs correspondientes en vigor.
- Los secundarios de los transformadores de intensidad quedarán conectados a tierra cumpliendo las prescripciones reglamentarias.

6.6.2.9 Equipos de medida en la frontera del sistema eléctrico

Los puntos de conexión de los generadores con la Red de Distribuidora se consideran puntos frontera del Sistema Eléctrico, por lo que deberán cumplir con lo dispuesto en el R.D.1110/2007 "Reglamento unificado de puntos de medida" y con sus ITCs correspondientes.

El Reglamento citado, en su Artículo 3 define al Responsable del punto de medida, como: El titular del punto de medida y de las instalaciones de energía donde se ubica dicho punto de medida. Tiene la obligación de mantener y conservar en perfecto estado de funcionamiento los equipos e instalaciones de medida.

6.6.2.10 Enclavamientos

Para instalaciones de generación conectas en niveles de tensión superior a 1 kV, con el fin de garantizar la seguridad de personas y equipos, se han de prever los enclavamientos oportunos para evitar operaciones erróneas.

- Enclavamiento de energización de línea

Tiene por objeto evitar que la instalación generadora energice la línea de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA pudiendo provocar un accidente en las instalaciones de LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA o en clientes conectados a la línea. Para ello se enclavará el cierre del interruptor de interconexión hasta que los relés de mínima tensión (27) hayan detectado presencia de tensión en línea y esta circunstancia se haya mantenido durante 3 minutos consecutivos. Igualmente no se permite el cierre manual-mecánico del interruptor de corte general.

Si la instalación generadora tuviera varios generadores, la reconexión de los mismos se hará escalonadamente con intervalos no inferiores a diez segundos.

- Enclavamiento de sincronismo:

Tiene por objeto evitar que se produzca un acoplamiento fuera de sincronismo entre la red y el generador, provocando una falta en la red y posibles daños al generador.

En el caso de generadores síncronos se dispondrá de un sistema de comprobación de sincronismo (25) en el interruptor utilizado para la conexión a red del generador (puede ser el interruptor de interconexión en instalaciones con capacidad de funcionamiento en isla o el interruptor de generación en aquellas que no puedan hacerlo), el cual permitirá el acoplamiento a la red solamente cuando se cumplan las condiciones de sincronismo.

Estos enclavamientos aplicarán a todos los puntos de interconexión de la instalación generadora en la red eléctrica.

- Vigilancia de tensión de alimentación del sistema de protecciones

Las instalaciones de generación conectadas a niveles de tensión superiores a 1 kV, dispondrán de un sistema de vigilancia para evitar que las protecciones queden inoperativas por falta de tensión auxiliar de alimentación (prealarma y disparo).

Los aparatos de medida con posibilidades de manipulación estarán dotados de los elementos necesarios para su precintado.

6.7 Cálculo de producción eléctrica

6.7.1 Recurso Climático

Para el cálculo de radiación del emplazamiento se ha utilizado la fuente de pvgis. PVGIS se ha desarrollado durante más de 10 años en el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, en el sitio del CCI en Ispra, Italia. El enfoque de PVGIS es la investigación en evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV) y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento fotovoltaico

La aplicación web PVGIS ha sufrido varios cambios a lo largo de los años, siendo la versión actual PVGIS 5. Cada nueva versión de PVGIS ha ampliado las capacidades del sistema y ha ampliado la extensión geográfica de los datos que utilizamos.

6.7.2 Cálculo de rendimientos

A continuación se detallan las siguientes pérdidas existentes en el sistema generador fotovoltaico:

- Pérdidas de sombreado (déficit de irradiancia y efecto eléctrico):

Se incluyen en la definición oficial de relaciones públicas establecida por el CCI / Ispra, así como la pérdida de IAM. No está claro si la pérdida por sombras de horizonte no está incluida en el PR.

- Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM):

Es un efecto óptico (pérdida de reflexión) correspondiente al debilitamiento de la irradiación que realmente alcanza la superficie de las células fotovoltaicas, con respecto a la irradiación bajo incidencia normal debido a las reflexiones que aumentan con el ángulo de incidencia.

En principio, este fenómeno obedece a las leyes de Fresnel relativas a la transmisión y las reflexiones en la interfase de dos materiales transparentes de diferentes índices de refracción.

Estas leyes permiten calcular la luz efectivamente alcanzando la superficie de la célula por debajo de la capa protectora (normalmente vidrio), pero implican cálculos de múltiples reflexiones en el vidrio y complejos en los revestimientos antirreflectantes.

En la práctica, a menudo se aborda utilizando una parametrización llamada "ASHRAE" (como se ha convertido en un estándar en esta norma americana), dependiendo de un solo parámetro b_0 :

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos i} - 1 \right)$$

Siendo:

i = ángulo de incidencia en el plano

Para los módulos solares térmicos de un solo acristalamiento, el valor generalmente aceptado para b_0 es del orden de 0,1. Pero en un módulo fotovoltaico, la interfaz inferior, en contacto con la célula, presenta un índice de refracción alto y nuestras medidas específicas en los módulos cristalinos reales indican realmente un valor de $b_0 = 0,05$.

- Pérdida de Irradiación:

La eficiencia nominal se especifica para el STC (1000 W / m²), pero disminuye con la irradiancia según el modelo estándar PV.

La evaluación de las "Pérdidas" de una matriz fotovoltaica (como para la definición de la relación de rendimiento normalizado) toma como punto de partida la energía que se produciría si el sistema funcionaba siempre en condiciones de STC (1000 W / m², 25°C, AM 1,5).

La pérdida debida a la temperatura de funcionamiento (en lugar de 25 ° C STC) es bien conocida y referenciada por todos.

En la pérdida debido al nivel de irradiación, la eficiencia disminuye para las irradiancias más bajas. Por lo tanto, esta pérdida de irradiancia es una consecuencia del comportamiento intrínseco de los módulos fotovoltaicos, descrito por el modelo de "un diodo".

En el modelo de un diodo, la eficiencia en niveles bajos depende de dos parámetros:

- El comportamiento exponencial R_{shunt} : cuando la irradiancia disminuye, el R_{shunt} aumenta exponencialmente (y por lo tanto la pérdida correspondiente disminuye). Cuanto más bajo sea el R_{shunt} en STC, más pérdidas serán recuperadas por este proceso y, por lo tanto, la mayor eficiencia de "baja irradiación".
- La resistencia R_{serie} va con el cuadrado de la corriente, aumentando con el poder. Si el R_{serie} es alto, las pérdidas son mayores en STC (o, recíprocamente, la eficiencia aumentará a niveles de irradiación bajos).

Por lo tanto, los módulos "malos" (R_{shunt} bajo, R_{serie} alto) tienen los mejores resultados en condiciones de baja irradiación (con respecto a la especificación STC).

Esto se puede entender fácilmente desde un punto de vista opuesto: cuando se empieza con una irradiancia baja de un módulo dado (por ejemplo, 200 W / m²), la eficiencia a irradiancias más altas es penalizada por estas pérdidas, resultando en malas condiciones de STC. Pero en la realidad hay que comparar el valor STC

Esto es lo que explica (junto con el coeficiente de temperatura) por qué los módulos amorfos muestran una mejor productividad [kWh / kWp] que los cristalinos en los climas de Europa media.

- Comportamiento térmico del conjunto fotovoltaico:

Las condiciones estándar de la prueba se especifican para una temperatura de la célula de 25 ° C, pero los módulos están trabajando generalmente en temperaturas mucho más altas. La pérdida térmica se calcula siguiendo el modelo de un diodo. Para células de silicio cristalino, la pérdida es de aproximadamente -0,4% / ° C a MPP. Para condiciones de funcionamiento de

voltaje fijo, la temperatura afecta principalmente a la tensión de la curva I / V, y las pérdidas efectivas dependen fuertemente de la sobretensión del conjunto con respecto a la tensión de funcionamiento.

El comportamiento térmico del campo - que influye fuertemente en las prestaciones eléctricas - se determina por un balance energético entre la temperatura ambiente y el calentamiento de la celda debido a la irradiación incidente:

$$U (T_{cell} - T_{amb}) = \alpha G_{inc}(1 - E_{ffic})$$

Siendo:

α = coeficiente de absorción de la irradiación solar

E_{ffic} = eficiencia del módulos solar

G_{inc} = irradiación en plano inclinado

U = factor de comportamiento térmico

T_{cell} = temperatura de funcionamiento de la célula

T_{amb} = temperatura ambiente

El valor usual del coeficiente de Absorción α es 0.9.

Cuando es posible, la eficiencia del PV se calcula según las condiciones de funcionamiento del módulo.

El comportamiento térmico se caracteriza por un factor de pérdida térmica U , que puede dividirse en un componente constante U_c y un factor proporcional a la velocidad del viento U_v :

$$U = U_c + U_v \cdot v$$

Siendo:

U = factor de pérdida térmica

U_c = componente constante del factor de pérdida térmica

U_v = factor proporcional a la velocidad del viento

v = velocidad del viento en (m/s)

Estos factores dependen del modo de montaje de los módulos (cobertizos, techos, fachadas, etc...).

Para la libre circulación, este coeficiente se refiere a ambas caras, es decir, el doble del área del módulo. Si la parte posterior de los módulos está más o menos aislada térmicamente, esto debería reducirse, teóricamente, hasta la mitad del valor (es decir, el lado posterior ya no participa en la convección térmica y la transferencia de radiación).

La determinación de los parámetros U_c y U_v es de hecho una gran pregunta. Tenemos algunos datos medidos confiables para arrays montados libres, pero hay una falta severa de información cuando los módulos se integran. ¿Qué valor debe elegirse de acuerdo con los tamaños del conducto de aire bajo los módulos y la longitud de la trayectoria del aire?

Dada la baja la capacidad calorífica del aire. Incluso con grandes respiraderos de aire, el aire que fluye bajo los módulos puede alcanzar rápidamente el equilibrio con la temperatura de los módulos en el extremo del conducto, lo que conduce a ningún intercambio de calor en absoluto. Por lo tanto, para la parte superior de la matriz, el valor U posterior puede ser el valor U completamente aislado; Se pueden tener grandes diferencias entre las regiones cerca de la entrada de aire, y en la salida.

Por otra parte, el uso de la dependencia del viento es muy difícil. El conocimiento confiable de la velocidad del viento es muy incierto. La velocidad del viento de "meteo quality" (medida a una altura de 10 metros en ambiente libre) no es representativa de la velocidad en el nivel del

array (puede haber un factor de 1,5 entre ellos). En este sentido, el valor U_v no es evidentemente el mismo para estas dos definiciones de la velocidad del viento.

Valores predeterminados y propuestos

Se estiman los siguientes valores U:

$$U_c = 28 \text{ (W/m}^2\text{k)}$$
$$U_v = 1.4 \text{ (W/m}^2\text{k/m/s)}$$

- Funcionamiento real de módulo respecto a las especificaciones del fabricante:

Se utiliza parámetros de especificación eficaces para calcular las características primarias de la matriz fotovoltaica. Se puede definir un factor de pérdida relativo, que está relacionado con la potencia efectiva media del módulo en STC, y actúa como una penalización constante durante todas las condiciones de simulación.

- Pérdidas no coincidentes de los módulos fotovoltaicos:

Estas pérdidas se pueden evaluar mediante una herramienta especial.

- Suciedad en los módulos fotovoltaicos:

La acumulación de suciedad y su efecto en el rendimiento del sistema es una incertidumbre que depende en gran medida del entorno del sistema, de las condiciones de lluvia, etc.

En climas medio lluviosos (como el centro de Europa) y en zonas residenciales, éste suele ser bajo y puede ser descuidado (menos del 1%).

En ambientes rurales con actividad agrícola, puede ser importante durante algunas actividades estacionales. En las zonas industriales, se pueden observar efectos no despreciables del orden de varios por ciento. Häberlin informa del efecto de los polvos metálicos cerca de una línea de ferrocarril, lo que puede provocar contaminación adicional y musgos.

La acumulación de polvos y el crecimiento de musgos y líquenes a lo largo del marco de los módulos producen sombreados parciales en las células inferiores y tienden a retener más polvo. Además, estas poluciones no son eliminadas por las lluvias. Por lo tanto, con inclinaciones bajas, se recomienda utilizar módulos sin marco cuando sea posible.

Los excrementos de las aves representan un problema serio, ya que generalmente no son eliminados por eventos lluviosos. Pero su impacto es reportado como relativamente pequeño (menos del 2%).

Las pérdidas de suciedad dependen fuertemente de las lluvias, por supuesto. Por lo tanto PVsyst permite la definición de factores de pérdida de suciedad en valores mensuales. Durante la simulación, la pérdida de suciedad se contabiliza como una pérdida de irradiancia.

La nieve, y su efecto es muy difícil de prever. En condiciones muy preocupantes, se puede tener en cuenta al definir la atenuación de suciedad parcial o completa durante algunos meses.

- Los efectos eléctricos de sombreado parcial:

Estas sombras parciales limitan la corriente de cadena a la celda más sombreada, dependen, por supuesto, de la posición del sol. Se pueden evaluar aproximadamente con los "Sombreados próximos según módulos".

- Pérdidas por LID (light induced degradation):

LID (Light Induced Degradation) es una pérdida de las prestaciones que se producen en las primeras horas de exposición al sol, con módulos cristalinos. Esto puede afectar al rendimiento real con respecto a los datos finales de las pruebas de flash test reports de fábrica entregadas por algunos proveedores de módulos fotovoltaicos.

No está claro cómo afecta los resultados con respecto a los valores de STC especificados. Si los módulos se ordenan de acuerdo con su prueba final de flash de fábrica para determinar su clase de potencia nominal, la LID representará una pérdida con respecto a STC.

La pérdida de LID está relacionada con la calidad de la fabricación de la oblea, y puede ser del orden de 1% a 3% (o incluso más).

Es debido a los rastros de oxígeno incluido en el silicio fundido durante el proceso de Czochralski. Bajo el efecto de exposición de luz, estos dímeros de O₂ de carga positiva pueden difundirse a través de la red de silicio y crear complejos con aceptores de dopantes de boro. Los complejos boro-oxígeno crean sus propios niveles de energía en la red de silicio, y pueden capturar electrones y agujeros que se pierden para el efecto PV.

NB: El efecto LID sólo surge con las obleas de tipo P plegadas con boro convencionales. Las tecnologías no convencionales que utilizan obleas dopadas de tipo n (como por ejemplo las células monofaciales SunPower) no se ven afectadas.

Es muy difícil obtener datos sobre el efecto LID en una muestra de módulo dada. Esto nunca es referenciado por los fabricantes, por supuesto. Depende del origen de las obleas de silicio, y puede variar de un producto a otro, pero también puede depender de lotes de una producción dada. Como no está suficientemente establecido, la pérdida de LID no se propone como defecto por PVsyst. Si lo especifica explícitamente, el valor predeterminado propuesto es 2%.

- **Pérdida de MPP:**

Es la pérdida por la diferencia entre las condiciones de funcionamiento efectivas y el punto de potencia máximo disponible. Para el uso de MPP (inversores de red) esta pérdida se estima en función de las características del inversor.

- **Las pérdidas de cableado óhmicas:**

Estas pérdidas vienen derivadas por efectos térmicos, resultan esencialmente en una caída de voltaje de las características de la matriz I / V . El efecto real es diferente si la matriz funciona a MPP o tensión fija. En la operación MPP, se aplica la pérdida de cableado antes de calcular el MPP. A tensión fija, las pérdidas efectivas dependen fuertemente de la sobretensión del conjunto con respecto a la tensión de funcionamiento.





- **La pérdida de regulación:**





Es la energía potencialmente disponible del conjunto fotovoltaico, pero que no puede ser utilizada por el sistema. En las aplicaciones con MPP, se podrían obtener valores por fuera de los límites de voltaje de entrada del inversor, o durante sobrecargas de energía. Esto generalmente se contabiliza en "Pérdidas del inversor", es decir, en pérdidas del sistema.

- **En el índice de rendimiento normalizado:**

Todas estas pérdidas de matrices se contabilizan en las "pérdidas de recolección" L_c , es decir, la diferencia entre Y_r (el rendimiento ideal de matriz en STC) y Y_a (el rendimiento efectivo medido a la salida de la matriz).

6.7.3 Simulación de generación, PVsyst

   		PVSYST V6.40	LKS ENERGY	18/12/18	Página 1/6																		
Goiru kalea, 7 - 20500 - Arrasate - Spain																							
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación																							
Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Riba baja suelo																							
Lugar geográfico		Riba baja	País	España																			
Ubicación		Latitud	42.7°N	Longitud	2.9°W																		
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	480 m																		
Datos climatológicos:		Albedo	0.20																				
		Riba baja	Síntesis - PVGIS CM SAF, satélite 1998-2011																				
Variante de simulación : Estructura seguidor 20 MW_inclinación 4 grados_proyecto administrativo																							
		Fecha de simulación	18/12/18 16h49																				
Parámetros de la simulación																							
Plano de seguimiento, eje inclinado		Inclinación eje	4°	Acimut eje	0°																		
Limitaciones de rotación		Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°																		
Técnica del Retorno	Espaciamiento seguidor solar	12.0 m	Ancho receptor	4.00 m																			
Banda inactiva	Izquierda	0.02 m	Derecha	0.02 m																			
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Erbs, Meteororm																			
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos																						
Sombras cercanas	Sombreado lineal																						
Características generador FV																							
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS3U-355P 1500V G4																				
Custom parameters definition		Fabricante	Canadian Solar Inc.																				
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	2254 cadenas																		
N° total de módulos FV		N° módulos	67620	Pnom unitaria	355 Wp																		
Potencia global generador		Nominal (STC)	24005 kWp	En cond. funciona.	21817 kWp (50°C)																		
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	1058 V	I mpp	20630 A																		
Superficie total		Superficie módulos	134158 m²	Superf. célula	119574 m²																		
Inversor		Modelo	IFX6 -2550 TL.620 (Rev1)																				
Custom parameters definition		Fabricante	Jema																				
Características		Tensión Funciona.	890-1250 V	Pnom unitaria	2550 kWac																		
				Potencia máx. (=>25°C)	2850 kWac																		
Banco de inversores		N° de inversores	8 unidades	Potencia total	20400 kWac																		
Factores de pérdida Generador FV																							
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	1.5 %																				
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	28.0 W/m²K	Uv (viento)	1.4 W/m²K / m/s																		
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	0.85 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC																		
LID - "Light Induced Degradation"				Fracción de Pérdidas	1.2 %																		
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-0.6 %																		
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP																		
Efecto de incidencia, perfil definido por		<table border="1"> <tr> <td>10°</td> <td>20°</td> <td>30°</td> <td>40°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.99</td> <td>0.97</td> <td>0.92</td> <td>0.76</td> <td>0.00</td> </tr> </table>				10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.97	0.92	0.76	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°															
1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.97	0.92	0.76	0.00															

   	PVSYST V6.40	LKS ENERGY	18/12/18	Página 3/6
	Goiru kalea, 7 - 20500 - Arrasate - Spain			

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Riba baja suelo
Variante de simulación : Estructura seguidor 20 MW_inclinación 4 grados_proyecto administrativo

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Cálculo, eje inclinado, inclinación eje	4°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS3U-355P 1500V G4	Pnom 355 Wp
Generador FV	N° de módulos	67620	Pnom total 24005 kWp
Inversor	Modelo	IFX6 -2550 TL.620 (Rev1)	Pnom 2550 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	8.0	Pnom total 20400 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

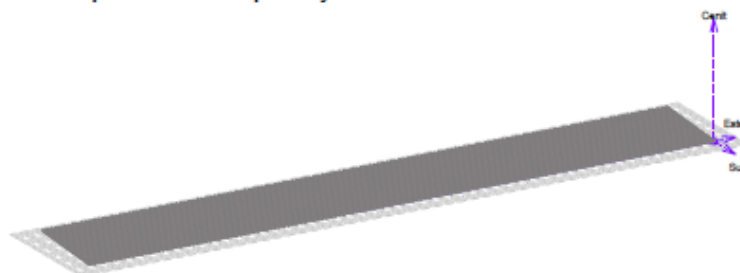
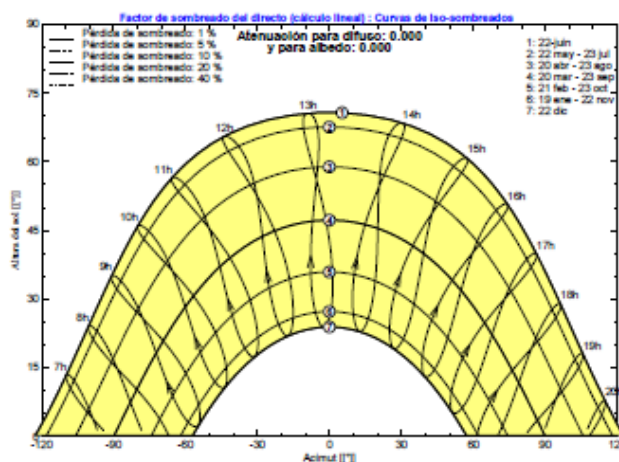
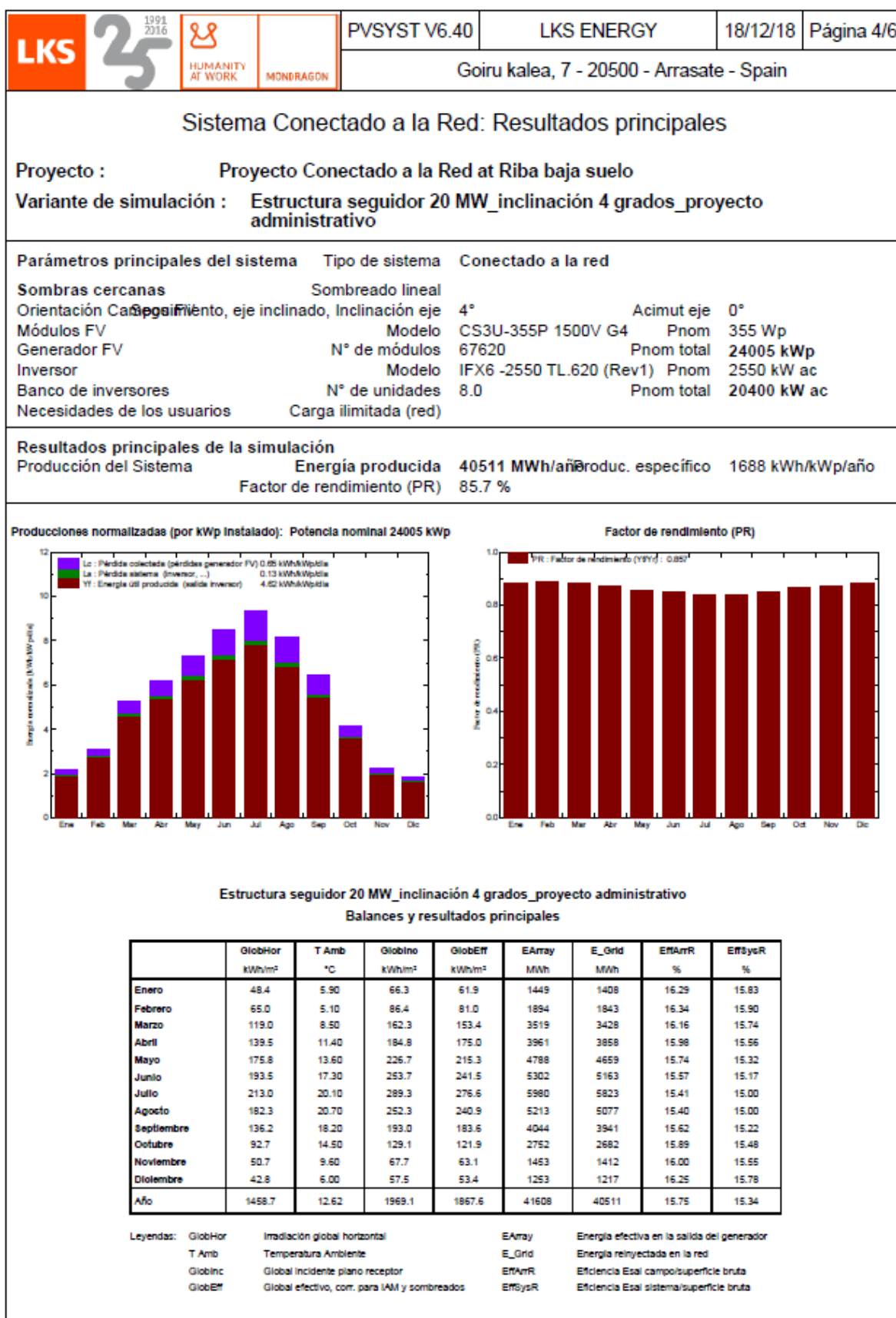
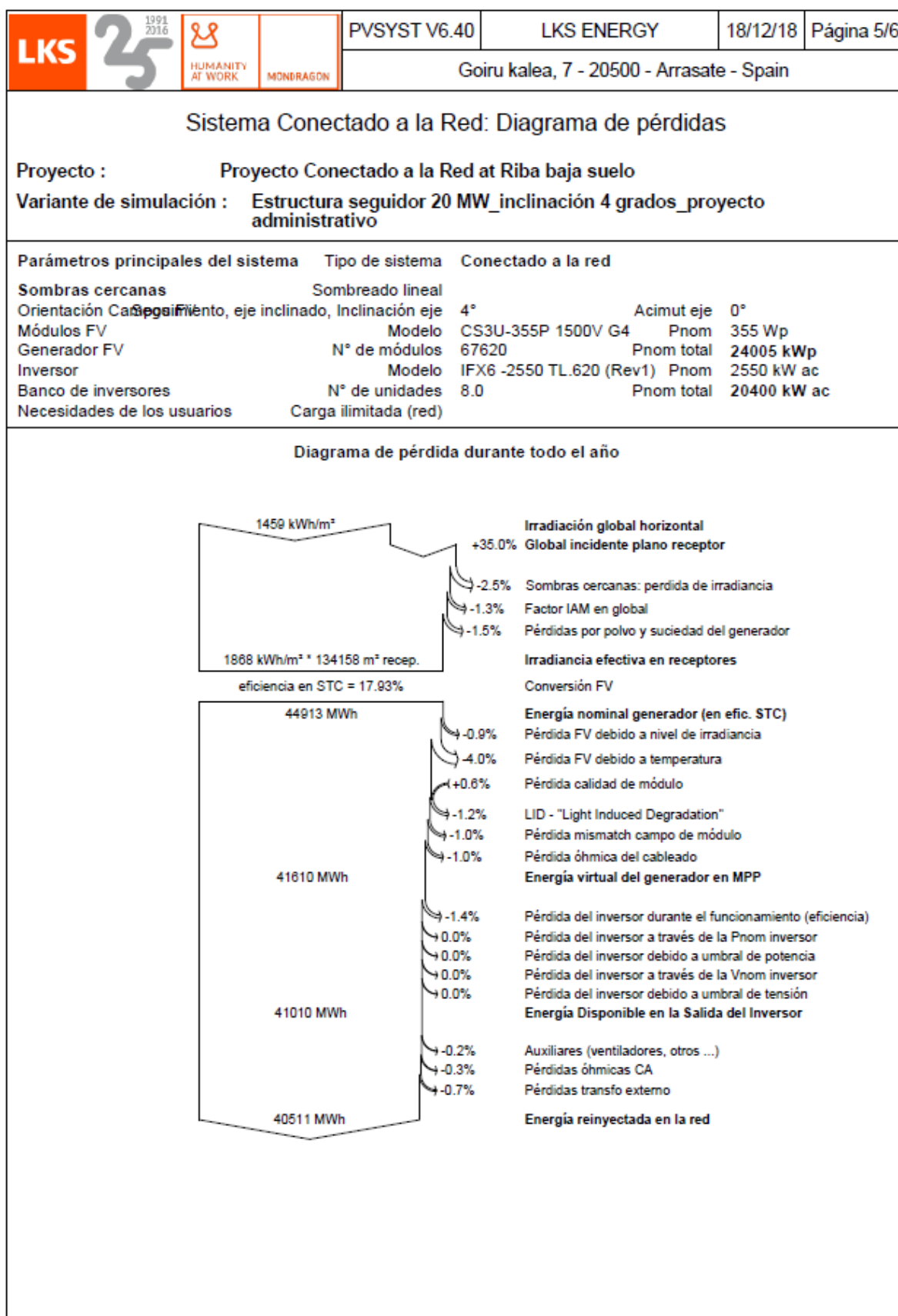


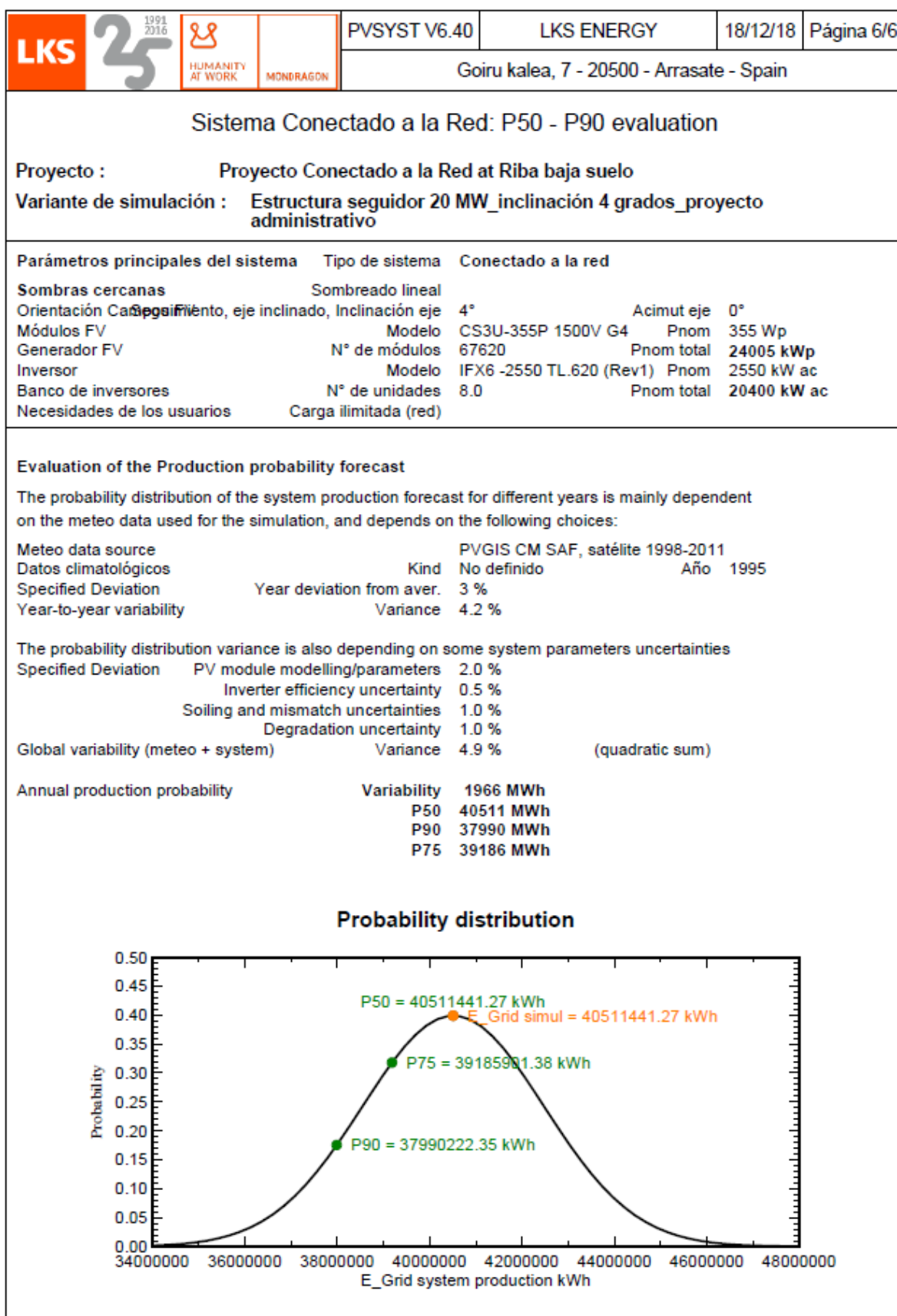
Diagrama de Iso-sombreados

Proyecto Conectado a la Red at Riba Hora Legal









7 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS A EJECUTAR

7.1 Descripción de las obras de urbanización pública

En este apartado se desarrollan las características básicas de las obras de urbanización pública para el acondicionamiento del Área. El plano NOR.1.I10/S.05 recoge varios esquemas que ayudan a entender las infraestructuras que se van a ejecutar.

Los **criterios y objetivos generales** para la urbanización pública son los siguientes:

- Dotar de acometidas al Sector I10/S.
- Adecuar el acceso desde la A-4304 y desarrollar un vial en el interior del sector que servicio a las parcelas privadas –parcelas P.1 y P.2-.
- Reconstruir el camino agrícola que actualmente pasa por la mitad de la parcela P.1, por el perímetro de la citada parcela.
- Dotar de servicios urbanos al vial de acceso.

Para conseguir los objetivos anteriores y el desarrollo del sector I10/S, se han proyectado diversas obras que quedan englobadas dentro de la urbanización pública. Aunque el Proyecto de Urbanización será único, el motivo de su desglose en diferentes obras está justificado por las tramitaciones tan dispares. Efectivamente, ante la gran cantidad de organismos sectoriales que confluyen en el ámbito de la parcela objeto de desarrollo, la tramitación en un Proyecto único sería extremadamente complicada. A continuación, se desglosan y describen las obras que comprenden los distintos subProyectos.

Hay que comentar que, aunque el Anteproyecto de urbanización se ha desglosado en partes para agilizar y facilitar su tramitación y puesta en marcha de las obras, se recalca desde este apartado que el Proyecto de Urbanización es único y como tal, cada una de sus partes está coordinada con el resto asegurando su continuidad, compatibilidad y funcionalidad entre etapas.

7.1.1 Proyecto de Intersección con la A-4304

Los accesos al sector se producen actualmente por el sur, desde la carretera A-4304, mediante una intersección en una curva, que conecta con el sistema de caminos de propiedad municipal que dan acceso a las fincas agrícolas. Este acceso se mantendrá y adecuará de modo que sirva de conexión entre la vialidad del sector y la vialidad pública. En definitiva, el acceso vecinal actual se convertirá en una intersección, en cumplimiento de todos los reglamentos precisos, de modo que se cumplan con las condiciones de seguridad vial en su futuro uso.

Las obras de la intersección se tramitarán ante el Servicio de Carreteras de la Diputación Foral de Álava, competente en este sentido. Para ello, LKS Ingeniería S. Coop ha redactado previamente el **Estudio de las condiciones de visibilidad del futuro acceso al sector I10/S desde la A4304, Ribera Baja, de noviembre de 2.018**. Las conclusiones del citado Estudio son que la intersección es viable realizando un pequeño acondicionamiento, en relación a la eliminación de masas vegetales aisladas y sin valor ecológico que han crecido en los márgenes de la A-4304. Esta eliminación, mejora enormemente las condiciones de visibilidad del cruce, procurando la seguridad necesaria en las maniobras. Así mismo, también es preciso reducir la velocidad en la aproximación al cruce desde Ribaguda a 40 Km/h. Actualmente el Documento está en tramitación y las modificaciones sobre el encaje de la intersección descrita en este Anteproyecto, se estiman nulas o de poco alcance.

La intersección que se ha proyectado es la típica intersección en "T" con dos isletas triangulares y una

lágrima central. Esta configuración permite todos los movimientos del vial principal al secundario y viceversa, por lo que no existen direcciones obligatorias. Las anchuras de los carriles en la intersección son de 3,5m en los carriles de transición a las cuñas y de 4m en los carriles de giro a izquierda. En la transición entre vías principal y secundaria, se han empleado cuñas de 40m de longitud. Por las condiciones de IMD, en el estudio de las maniobras el vehículo tipo que le correspondería es el Furgón Patrón, aunque la envolvente de giro se ha comprobado para un autobús de 12,10m de longitud. Esta comprobación valida el acceso para multitud de vehículos, incluidos vehículos agrícolas. También, por las propias condiciones de IMD de las vías principal y secundaria, no ha sido necesario disponer de un carril central de espera en la A-4304.

El ámbito recogido en este Anteproyecto en relación a la intersección corresponde con el límite del pavimento actual de la A-4304 y el límite del sector. Una vez se realicen las obras, además de todas las alineaciones de protección recogidas en la Ley de Carreteras, el Reglamento de Carreteras y las Leyes Forales, se cederá a efectos de mantenimiento y explotación a la DFA la banda de pavimento, en la intersección, de 0,5m adosada al carril derecho del sentido Ribaguda-Rivabellosa. Esta línea así descrita, también delimita el tramo que se cederá al Ayuntamiento de Ribera Baja.

En cuanto a las obras a realizar, consistirán en:

- Señalización de obra sobre la A-4204.
- Movimiento de tierras consistente en terraplenes, explanaciones y cajeros.
- Firmes. Se ha propuesto una sección compuesta una coronación de 60cm de suelo seleccionado, 35cm de ZA-25, un riego de imprimación y 5cm de Mezclas Bituminosas. Esta sección es suficiente para un tráfico T42, que no será superado nunca en fase de explotación – incluidos vehículos agrícolas-.
- Señalización, balizamiento y defensas.

En esta intersección no se ha previsto, por no considerarse necesarios:

- Iluminación. El acceso al Sector, una vez entre en servicio, será en horario diurno principalmente. Además, las IMDs previstas son extraordinariamente bajas. Más bajas aún, si la parcela P2 no se edifica y se cambia de uso. Por otro lado, el uso que pueda tener por vehículos agrícolas, tampoco justifica la iluminación de la misma.
- Drenaje. Actualmente la A-4304, en el ámbito de la intersección, no tiene un sistema de drenaje construido con cunetas, obras de drenaje transversal, etc. La poca escorrentía que se genere en el ámbito de la intersección seguirá los cursos actuales. Destacar que el agua que llegue a la zona de urbanización –obras descritas en el apartado siguiente-, se recogerán en el sistema de drenaje previsto para esta obra.

7.1.2 Proyecto de Urbanización

Este Proyecto da continuidad al Proyecto descrito en el apartado anterior y consiste en las obras de urbanización, propiamente dichas, que corresponden al interior del sector. Las obras consisten en un vial de unos 50m de longitud que parte en la intersección con la A-4304 y llega a una glorieta que hace las veces de fondo de saco. El vial da acceso rodado a las parcelas P1 y P2. El vial tiene un carril por sentido, con una anchura de 3,5m por carril. Así mismo, dispone de una banda de aparcamientos en línea -15 aparcamientos-. La sección tipo del viario concluye con un par de aceras que lo flanquean y lo separan de las parcelas privadas. La acera que delimita el viario con la parcela P1, es una acera de guarda y tiene una anchura de 1,0m. Esta acera, como ya se ha comentado, es una acera de guarda y no está previsto sea usada como itinerario peatonal. La acera que separa el viario de la parcela P2, tiene una anchura de 3m. Esta acera si está pensado sea usada como itinerario peatonal, puesto que, junto a ella, se dispone la banda de aparcamientos en línea ya citados. Al final del vial,

como ya se ha comentado, se ha previsto una glorieta que hace las veces de fondo de saco. La isleta central tiene un radio de 6m, mientras que el borde exterior de la calzada tiene un radio de 15m. Sobre esta isleta se han comprobado las maniobras del furgón patrón y el autobús, girando sin problemas. Complementariamente, la isleta central se ha previsto sea remontable para el caso de que algún vehículo necesite más espacio de maniobra.

En cuanto a los firmes, la sección tipo propuesta es:

- **Calzada.** Firme flexible compuesto una coronación de 60cm de suelo seleccionado, 35cm de ZA-25, un riego de imprimación y 5cm de Mezclas Bituminosas.
- **Aceras.** Pavimento de baldosa hidráulica en 7cm de espesor baldosa+mortero, sobre base de hormigón HM-20 en 10 cm de espesor, ZA-25 en 10 cm de espesor y una mejora de explanada con suelo seleccionado de 40 cm de espesor. Durante la redacción del Proyecto, se estudiará la posibilidad de ejecutar un pavimento de hormigón granallado como alternativa a la baldosa hidráulica. Las aceras estarán encintadas perimetralmente por bordillo prefabricado de hormigón tipo C-5 en las zonas colindantes con vial y bordillo jardinera de 12cm de espesor en las zonas colindantes con parcela privada.

La urbanización estará dotada con los siguientes servicios urbanos:

Red de Pluviales. La red de pluviales recogerá tanto la escorrentía del vial como la escorrentía que se generará en la vialidad y tejados en las parcelas P.1 y P.2. Puesto que el Sector I10/S presenta una morfología poco marcada en cuanto a la disposición de cauces y escorrentías, no existen en la zona cauces naturales, cunetas, obras de drenaje transversal, etc. Actualmente, la escorrentía que se genera en el ámbito del Sector se infiltra al terreno –no discurre libremente, o lo hace en poca medida-. Para no afectar al ciclo hidrológico actual de la parcela, se ha pensado en un sistema que recoja las aguas y a través de un pretratamiento que elimine las grasas, flotantes y sólidos en suspensión, para posteriormente infiltrar el agua al terreno.

Red de Fecales. Recoge por gravedad las aguas residuales domésticas de las parcelas P1 y P2 hasta un pozo de bombeo. Por las actividades previstas, los caudales estimados para este bombeo son extremadamente bajos. Este bombeo impulsará las aguas residuales a través de un tubo de PEØ90, obra que se describe más adelante en próximos apartados.

Red de Alumbrado. Se ha previsto una red de alumbrado con farolas de 8m de altura, con interdistancias medias de 18m, dispuestas unilateralmente. Las luminarias previstas son LED tipo PHILIPS BGP2243 T25.

Red de Abastecimiento. Esta red está conformada por el tubo principal PEØ110 y por las acometidas a las parcelas privadas, ejecutadas en las condiciones indicadas por el Ayuntamiento de Ribera Baja.

Red de Telecomunicaciones. Aunque sería interesante disponer de varios operadores, el único que se encuentra disponible en las proximidades es EUSKALTEL. Las canalizaciones y las arquetas, así como las acometidas parcelarias se realizarán en las condiciones establecidas por la compañía operadora.

Acometida Eléctrica. Al igual que en el caso anterior, las condiciones se establecerán con la compañía, en este caso IBERDROLA.

Desde el punto de vista de la gestión y tramitación de estas obras, además de las gestiones con el Ayuntamiento de Ribera Baja, estas obras se encuentran en la zona de afección de la AP-68 y la A-4304.

7.1.3 Proyecto de Servicios

La parcela que se va a desarrollar está colindando con la Plataforma Logística ARASUR. El inconveniente es que ambos sectores se encuentran separados por la A-68 y la A-4304. Esto supone que, a pesar de la proximidad física, la conexión entre ambos sectores suponga un gran desarrollo en las infraestructuras que los conectan. La distancia que se ha estimado necesaria cubrir para conectarlos es de 1.130m. Esta distancia se verificará en posteriores Documentos, así como cualquier otra posibilidad de suministro que facilite la operación. Los servicios de los que se va a dotar a la parcela son:

- **Fluido eléctrico.** Se han realizado las consultas con la compañía suministradora y se ha verificado la viabilidad de la conexión, facilitando esta última un punto de acometida en la Plataforma Logística de ARASUR. Las condiciones de ejecución de la instalación vendrán dadas por la compañía suministradora.
- **Telecomunicaciones.** La acometida de telecomunicaciones también resulta viable. Se han identificado varios puntos en la Plataforma Logística ARASUR desde los cuales sería factible realizar la conexión al Sector objeto de estudio.
- **Abastecimiento.** Al igual que en casos anteriores, la acometida de abastecimiento no supone un problema, ya que se dispone de múltiples puntos de conexión y las demandas estimadas son bajas.
- **Fecales.** La Plataforma Logística ARASUR dispone de una red de saneamiento separativa, por lo que dispone de una red de fecales que pueden asumir las aguas fecales de Sector I10/S. Los caudales esperados son bajos y la caracterización de las aguas que se van a verter es la de aguas residuales domésticas. En estas circunstancias, el vertido a red no presenta ningún tipo de inconveniente. Debido a las características especiales, ya comentadas, en relación al obstáculo que suponen la A-68 y la A-4304, la incorporación de las fecales desde el Sector I10/S, no podrá ser por gravedad. Por este motivo, se ha previsto un pozo de bombeo –Proyecto descrito en el apartado anterior- adecuado al caudal y al tipo de agua que bombeará, junto con una tubería de impulsión de polietileno de Ø90. La conducción se dotará de los elementos hidráulicos que permitan sea operativa y mantenible.

Los cuatro servicios anteriores comparten trazado en la mayor parte de su longitud. Por este motivo, se ha coordinado una sección tipo que permite optimizar la utilización de espacio y un desarrollo ordenado. Estos servicios discurrirán la mayor parte de su trazado por la Banda de Servicios Generales de la AP-68, por lo que será preciso contar con los preceptivos permisos. Complementariamente, habrá que confirmar con las empresas proveedoras de servicios las características y condicionantes de cada instalación, así como los puntos de acometida.

7.1.4 Proyecto de Microtúnel

Para poder salvar las barreras, desde el punto de vista de las acometidas de servicios, que suponen la AP-68 y la A-4304, se ha estudiado el diseño de un microtúnel de Ø1.500. La técnica que se empleará es la Hinca de Tubería de Hormigón Armado con Escudo Cerrado. Las condiciones técnicas se determinarán una vez se realice el Estudio Geotécnico y se determine el perfil geológico del ámbito en el que se realizará la instalación. Se ha elegido esta técnica porque es la que más se adecúa al terreno, a las condiciones geotécnicas, geométricas –longitud de la hinca y diámetro- y aporta mayor seguridad a los explotadores de las vías bajo las cuales pasar –eventual formación de chimeneas. Como criterio general, se mantendrá tres diámetros de tapada respecto a la rasante en cualquier lugar –a confirmar en el Proyecto con el Estudio Geotécnico realizado-. El pozo de ataque se colocará en la zona de ARASUR y la tubería se hincará en sentido ascendente en dirección al sector I10/S, en el cual se colocará el pozo de recepción. El trazado se ha proyectado rectilíneo tanto en planta como en alzado.

En el interior del microtúnel se colocarán las canalizaciones descritas en el apartado anterior.

Desde el punto de vista de la gestión, se tramitarán con la DBA y con la AP-68 la realización de los sondeos pertinentes para el diseño de la obra y los permisos para la realización de las mismas.

7.1.5 Proyecto del Camino Perimetral

Actualmente por mitad de la parcela discurre un camino sin asfaltar con pendientes máximas del 9,3% y anchuras máximas de 3,45m en el tronco principal que pasa bajo la AP-1. Este camino es de propiedad municipal y lo utilizan los agricultores de la zona para acceder sus fincas. Puesto que el camino se ve afectado, se desviará perimetralmente a la parcela P1, en condiciones similares a las actuales. En concreto, las condiciones de Trazado del Camino Perimetral son las siguientes:

- Limitación de pendientes al 9%. El tramo con esta pendiente es de poca longitud.
- Anchura 3,5m.
- Comprobación de las maniobras en las curvas.
- Disposición de apartaderos para que se puedan cruzar dos vehículos.
- En las zonas de desmote se disponen unos cunetones en tierra de 1m de anchura a cada lado del camino.
- El camino y sus derrames no afectan al Dominio Público de la AP-1 y la AP-68. El camino está en la banda de servidumbre de ambas infraestructuras.

El camino perimetral comenzará en la glorieta comentada en la urbanización pública y finalizará en el paso inferior bajo la AP-1. La longitud de camino en la reposición que se va a realizar es de 1.640m

La superficie de rodadura se tratará con un material tipo zahorras o todouno.

Para la ejecución de estas obras, será preciso realizar los trámites para obtener permisos con la AP-68 y con la AP-1. Puesto que el camino está en la banda de servidumbre y el uso es compatible según lo establecido en la Ley de Carreteras y en Reglamento General de Carreteras, la tramitación no debería ser un obstáculo.

7.2 Descripción de las obras de planta fotovoltaica

Paralelamente a los trabajos a desarrollar como parte de la urbanización pública, es necesario la realización de las obras de la planta fotovoltaica propiamente dicha.

Las obras se desarrollarán según se indica a continuación.

7.2.1 Movimiento de tierras y cierre de parcela

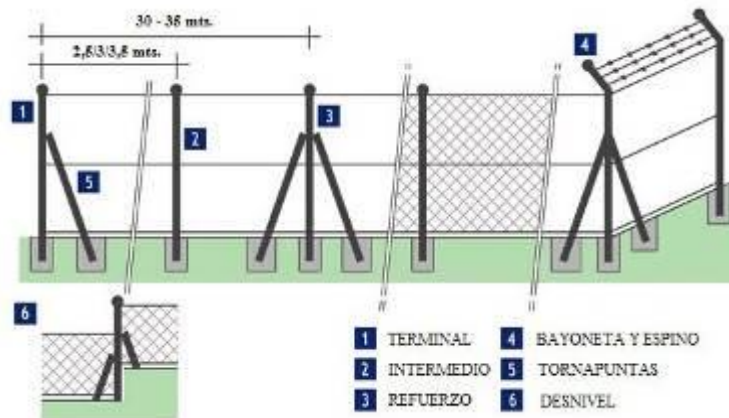
En primer lugar es necesario realizar un movimiento de tierras ya que, tal y como se ha explicado anteriormente, la orografía actual del terreno no posibilita la colocación de los seguidores en algunos puntos. Según conversaciones con diferentes proveedores de seguidores, la pendiente máxima que pueden tener para garantizar el correcto funcionamiento de los mismos es aproximadamente de un 15%. Si bien en muchas zonas de la parcela se tiene esta pendiente sin realizar ningún tipo de movimiento, esto no es posible en otras. En cualquier caso el movimiento de tierras que se diseñará deberá cumplir con dos condiciones claves:

- Mínimo movimiento de tierras a realizar con el fin de afectar lo menos posible a la parcela actual garantizando, en todo momento, el buen funcionamiento de la instalación
- Balance de tierras igual a cero. Se excavará en aquellas zonas donde la pendiente es mayor del 15% y se utilizará dicho material para el relleno en otras zonas con la intención de evitar en la medida de lo posible tanto el llevar material a vertedero como el traer material de fuera.

En los planos se incluyen planos del movimiento de tierras previsto a día de hoy así como sus perfiles transversales y longitudinales. De todos modos, en el momento de redactar este proyecto, se está procediendo a la realización de un levantamiento topográfico así como de un estudio geotécnico que permita ajustar y diseñar correctamente esta primera fase de obra.

En esta primera fase de obra se aprovechará también para la colocación del vallado perimetral definitivo de la parcela de tal manera que en la fase de obra nos sirva como cierre de la misma para evitar la entrada de personas ajenas a la obra. El cierre perimetral de la Instalación solar es una malla de simple torsión de 2,00 metros de alto.





7.2.2 Seguidor y montaje de placas fotovoltaicas

Una vez realizado el movimiento de tierras se procederá al montaje de los seguidores y las placas. El seguidor está formado por pilares metálicos hincados directamente sobre el terreno sobre el que se coloca un bastidor, también metálico, sobre el que se apoyan las placas.

Estos seguidores serán de 2 filas de 45 módulos en las zonas centrales mientras que en los extremos, es decir, en aquellas zonas más afectadas por el viento, se prevén seguidores de 30 módulos y también 2 filas.

Este seguidor va girando con el fin de que las placas estén en todo momento orientadas hacia el sol.

Estos seguidores van separados entre sí una distancia entre ejes de 12,00 metros y en el otro sentido irán separados 0,50 metros excepto en aquellas zonas definidas como viales de mantenimiento en los que irán separados 3,00 metros.

En el plano AP-A-01 puede verse la distribución prevista de la totalidad de los seguidores.

Se adjuntan fotos de la estructura del seguidor:







7.2.3 Conexión eléctrica

Una vez colocada los seguidores y las placas es necesaria la realización eléctrica de las distintas placas.

El esquema eléctrico de cada una de las mesas a su correspondiente inversor se representa en los planos AP-IEBT.

7.2.4 Colocación inversores y trafo

Una vez realizada la conexión eléctrica entre las diferentes mesas se conectarán a cada inversor y trafo. En total se colocarán 8 inversores y 4 trafos ubicados según el layout representado en los planos.

7.2.5 Evacuación y nuevo centro de seccionamiento

Tal y como se ha comentado, la instalación prevista requiere su conexión a la red eléctrica para la evacuación de la energía producida. La misma conexión a la red permite también el abastecimiento eléctrico necesario para el funcionamiento de la misma. La conexión se realizará mediante dos circuitos independientes con una capacidad nominal de 10 MW cada una y se conectarán en dos puntos de la red de distribución independientes. No obstante las dos conexiones se realizarán en el

mismo centro de seccionamiento de nueva construcción.

7.2.6 Edificio de control

En la entrada a la parcela se ha previsto un pequeño edificio de control de unos 260 m2. Este edificio deberá cumplir con el CTE.

Dispondrá de las siguientes áreas:

- Sala de reuniones para unas 24 personas
- Despacho de persona de mantenimiento
- Zona de exposición y hall de bienvenida para posibles visitas al parque
- Office para persona de mantenimiento y visitas
- Dos aseos adaptados, uno para mujeres y otro para hombres
- Pequeña zona de taquillas para personal de mantenimiento
- Area de repuestos y cuadro eléctrico

La estructura será metálica de acero. Se dispondrán dos alineaciones principales así como seis pórticos principales. Cada pórtico con 2 pilares.

La cimentación se realiza a base de zapatas aisladas de hormigón armado.

Ésta cubierta es de tipo DECK (lámina impermeabilizante, aislamiento térmico y perfil grecado), a 1 agua con pendiente del 2% con lámina impermeabilizante a base de TPO.

Los paños ciegos de fachada se revisten con el sistema Formawall o similar.

Solera se ejecuta en hormigón armado con recubrimiento superficial para garantizar la durabilidad, la ausencia de polvo y la resbaladidad en mojado. En la zona de aseos se solucionará con placa de gres antideslizante en gran formato colocado con cemento cola sobre recrecido de mortero de cemento fratasado.

En todo el edificio se colocarán falsos techos registrables.

Este edificio contará con ventilación forzada para aseos y vestuarios y climatización en zonas de estancia y cuartos eléctricos. Las luminarias utilizadas serán tipo LED, de este modo se reducirán los consumos y la instalación será más eficiente energéticamente.

8 LISTADO DE PLANOS

PLANO Nº	DENOMINACIÓN
	SITUACIÓN
AP-L-01	SITUACIÓN
AP-L-02	EMPLAZAMIENTO
	ORDENACIÓN
AP-O-01	ORDENACIÓN
AP-O-02	SERVIDUMBRES
	ESTADO ACTUAL
AP-EA-01	TOPOGRAFÍA ACTUAL
	PROYECTO
AP-A-01	PLANTA GENERAL
AP-A-02	CASETA DE ACCESO
AP-A-03	ZONAS VERDES. RESTAURACIÓN AMBIENTAL
	CERRAMIENTOS
AP-CER-01	CIERRE PARCELA
AP-CER-01.1	DETALLES DEL CIERRE
	ESTRUCTURA METALICA
AP-EM-01	SEGUIDORES (DETALLE)
	IEBT
AP-IEBT-01	PLANTA GENERAL. CIRCUITO BAJA TENSION
AP-IEBT-01.1	SKID 1.1
AP-IEBT-01.2	SKID 1.1. INVERSOR 1
AP-IEBT-01.3	SKID 1.1. INVERSOR 2
AP-IEBT-01.4	SKID 1.1. AGRUPACION A
AP-IEBT-01.5	SKID 1.1. AGRUPACION B
AP-IEBT-01.6	SKID 1.1. AGRUPACION C
AP-IEBT-01.7	SKID 1.1. AGRUPACION D
AP-IEBT-02	RED DE TIERRAS
AP-IEBT-02.2	ESQUEMA DE RED DE TIERRAS
AP-IEBT-03	INVERSOR (DETALLE)
AP-IEBT-04.1	ESQUEMA UNIFILAR. SKID 1.1
AP-IEBT-04.2	ESQUEMA UNIFILAR. SKID 1.2
AP-IEBT-04.3	ESQUEMA UNIFILAR. SKID 1.3
AP-IEBT-04.4	ESQUEMA UNIFILAR. SKID 1.4
	IEMT
AP-IEMT-01	PLANTA GENERAL. CIRCUITO MEDIA TENSION
AP-IEMT-02	ESQUEMA UNIFILAR EVACUACIÓN
	ACOMETIDAS
AP-ACO-01	PROPUESTA DE ACOMETIDAS
AP-ACO-01.2	COORDINACIÓN DE SERVICIOS PLANTA GENERAL.
AP-ACO-02	ABASTECIMIENTO
AP-ACO-03	PLUVIALES
AP-ACO-04	RESIDUALES
AP-ACO-05	ALUMBRADO
AP-ACO-06	ENERGÍA
AP-ACO-07	TELEFONIA
AP-ACO-08.1	SEÑALIZACIÓN Y BALIZAMIENTO. PLANTA GENERAL.-I-
AP-ACO-08.2	SEÑALIZACIÓN Y BALIZAMIENTO. PLANTA GENERALA -II-

	URBANIZACIÓN
AP-UR-01.1	PLANTA GENERAL_PAVIMENTACIÓN -I-
AP-UR-01.2	PLANTA GENERAL_PAVIMENTACIÓN -II-
AP-UR-01.3	PLANTA GENERAL_PAVIMENTACIÓN -III-
AP-UR-02.1	DEF_GEO_EJES_REPLANTEO
AP-UR-02.2	DEF_GEO_PROY -I-
AP-UR-02.3.1	DEF_GEO_EJES_REPLANTEO (1de5)
AP-UR-02.3.2	DEF_GEO_EJES_REPLANTEO (2de5)
AP-UR-02.3.3	DEF_GEO_EJES_REPLANTEO (3de5)
AP-UR-02.3.4	DEF_GEO_EJES_REPLANTEO (4de5)
AP-UR-02.3.5	DEF_GEO_EJES_REPLANTEO (5de5)
AP-UR-03.1.1	DEF_GEO_SECC_LONG_VIAL
AP-UR-03.1.2	DEF_GEO_SECC_LONG_VIAL DE ENTRADA Y SALIDA
AP-UR-03.1.3	DEF_GEO_SECC_LONG_A-4304
AP-UR-03.2.1	DEF_GEO_PERFIL LONGITUDINAL (1de2)
AP-UR-03.2.2	DEF_GEO_PERFIL LONGITUDINAL (2de2)
AP-UR-04.1	DEF_GEO_MOV_TIERRAS_PLANTA
AP-UR-04.2.1	DEF_GEO_MOV_TIERRAS_PERFILES -I- (1de3)
AP-UR-04.2.2	DEF_GEO_MOV_TIERRAS_PERFILES -I- (2de3)
AP-UR-04.2.3	DEF_GEO_MOV_TIERRAS_PERFILES -I- (3de3)
AP-UR-04.3.1	DEF_GEO_MOV_TIERRAS_PERFILES -II-(1de3)
AP-UR-04.3.2	DEF_GEO_MOV_TIERRAS_PERFILES -II- (2de3)
AP-UR-04.3.3	DEF_GEO_MOV_TIERRAS_PERFILES -II-(3de3)
AP-UR-04.4.1	DEF_GEO_PERFILES (1de7)
AP-UR-04.4.2	DEF_GEO_PERFILES (2de7)
AP-UR-04.4.3	DEF_GEO_PERFILES (3de7)
AP-UR-04.4.4	DEF_GEO_PERFILES (4de7)
AP-UR-04.4.5	DEF_GEO_PERFILES (5de7)
AP-UR-04.4.6	DEF_GEO_PERFILES (6de7)
AP-UR-04.4.7	DEF_GEO_PERFILES (7de7)
AP-UR-04.5	P1_ESTADO PROYECTADO. PLANTA GENERAL
AP-UR-04.6	P1_ESTADO PROYECTADO. PENDIENTES RESULTANTES
AP-UR-04.7	P1_MOVIMIENTO DE TIERRAS. PLANTA GENERAL
AP-UR-04.8.1	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (1de13)
AP-UR-04.8.2	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (2de13)
AP-UR-04.8.3	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (3de13)
AP-UR-04.8.4	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (4de13)
AP-UR-04.8.5	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (5de13)
AP-UR-04.8.6	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (6de13)
AP-UR-04.8.7	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (7de13)
AP-UR-04.8.8	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (8de13)
AP-UR-04.8.9	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (9de13)
AP-UR-04.8.1	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (10de13)
AP-UR-04.8.1	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (11de13)
AP-UR-04.8.1	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (12de13)
AP-UR-04.8.1	P1_MOV_TIERRAS_PERFEILES TRANSVERSALES (13de13)
AP-UR-05	MICROTUNEL BAJO AP-68

9 RESUMEN DE PRESUPUESTO

1	OBRA CIVIL	1.741.266,82 €
2	MODULOS	6.086.749,27 €
3	SEGUIDOR	3.501.133,08 €
4	INVERSOR Y TRAFIO	1.189.385,54 €
5	INSTALACIÓN ELECTRICA BAJA TENSIÓN	1.003.962,38 €
6	MEDIA TENSIÓN	858.786,37 €
7	SEGURIDAD Y CCTV	180.829,21 €
8	MONITORIZACIÓN	128.814,54 €
9	CONTROL DE CALIDAD	135.001,99 €
10	SEGURIDAD Y SALUD	204.049,33 €
11	GESTION DE RESIDUOS	28.845,00 €

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL 15.058.823,53 €

13,00 % Gastos generales..... 1.957.647,06 €

6,00 % Beneficio industrial 903.529,41 €

SUMA DE G.G. y B.I. 2.861.176,47 €

TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA 17.920.000 €
HONORARIOS INGENIERIA 800.000 €

TOTAL ANTES IVA 18.720.000 €

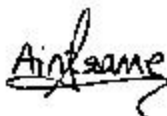
21,00 % I.V.A.....3.931.200 €

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL 22.651.200 €

Diciembre 2018ko Abendua



Hodei Arzak Urroz
Ingeniero Industrial
Colegiado nº 3.658



Aintzane Marauri Alvarez
Ingeniera Industrial
Colegiado nº 3.187



Alberto Vázquez Mardones
I. Caminos, canales y puertos
Colegiado nº 13.137

10 ANEJO 1. CÁLCULOS

- En el lado de corriente continua:

CÁLCULO DE SECCIONES Subcampo 1 con lcc en condiciones STC										
String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
1.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
1.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
1.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
1.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
1.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
1.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
1.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
1.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
1.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
1.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
1.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
1.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
1.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
1.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
1.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
1.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
1.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
1.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB1	218	172,62	215,7750	1182	1,24%	1	181,01	185	1,21%	1,43%
String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
2.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
2.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
2.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

2.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
2.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
2.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
2.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
2.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
2.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
2.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB2	290	172,62	215,78	1182	1,24%	1	240,79	240	1,24%	1,47%
String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
3.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
3.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
3.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
3.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
3.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
3.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
3.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
3.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
3.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
3.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
3.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
3.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
3.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
3.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB3	258	172,62	215,78	1182	1,24%	1	214,22	240	1,11%	1,33%
String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
4.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
4.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
4.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
4.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
4.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
4.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
4.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
4.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
4.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
4.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB4	186	172,62	215,78	1182	1,24%	1	154,44	185	1,04%	1,26%
String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
5.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%

5.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
5.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
5.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
5.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
5.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
5.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
5.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
5.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
5.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB5	184	172,62	215,78	1182	1,24%	1	152,78	185	1,02%	1,25%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
6.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
6.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
6.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
6.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
6.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
6.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
6.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%

6.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
6.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
6.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB6	286	172,62	215,78	1182	1,24%	1	237,47	240	1,23%	1,45%
String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
7.1	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
7.2	38,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,24	6	0,23%	0,23%
7.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
7.4	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
7.5	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
7.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
7.7	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
7.8	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
7.9	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
7.10	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
7.11	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
7.12	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
7.13	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
7.14	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
7.15	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB7	275	143,85	179,81	1182	1,24%	1	190,28	240	0,98%	1,22%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
8.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
8.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
8.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
8.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
8.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
8.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
8.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
8.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
8.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
8.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
INV1-SB8	209	172,62	215,78	1182	1,24%	1	173,54	185	1,16%	1,38%
String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
9.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
9.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
9.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
9.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%

9.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
9.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
9.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
9.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
9.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
9.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB9	137	172,62	215,78	1182	1,24%	1	113,75	185	0,76%	0,98%
String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
10.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
10.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
10.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
10.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
10.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
10.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
10.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
10.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
10.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
10.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
10.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
10.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
10.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
10.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV1-SB10	135	172,62	215,78	1182	1,24%	1	112,09	185	0,75%	0,97%
String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
11.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
11.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
11.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
11.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
11.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
11.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
11.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
11.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
11.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
11.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
11.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
11.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
11.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
11.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
11.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
11.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
11.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
11.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV-SB11	206	172,62	215,78	1182	1,24%	1	171,04	185	1,15%	1,37%
String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
12.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
12.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
12.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%

12.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
12.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
12.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
12.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
12.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
12.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
12.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
12.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
12.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
12.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
12.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
12.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
12.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
12.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
12.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
INV-SB12	189	172,62	215,78	1182	1,24%	1	156,93	185	1,05%	1,27%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
13.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
13.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
13.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
13.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
13.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
13.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
13.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
13.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
13.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
13.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
13.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
13.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
13.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
13.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
13.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%

13.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
13.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
13.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV-SB13	112	172,62	215,78	1182	1,24%	1	92,99	185	0,62%	0,84%
String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
14.1	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
14.2	38,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,24	6	0,23%	0,23%
14.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
14.4	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
14.5	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
14.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
14.7	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
14.8	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
14.9	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
14.10	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
14.11	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
14.12	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
14.13	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
14.14	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
14.15	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV-SB14	47	143,85	179,81	1182	1,24%	1	32,52	150	0,27%	0,50%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
15.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
15.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
15.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
15.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
15.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
15.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
15.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
15.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
15.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
15.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
15.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
15.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
15.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
15.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
15.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
15.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
15.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
15.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
INV-SB15	88	172,62	215,78	1182	1,24%	1	73,07	185	0,49%	0,71%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
16.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
16.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
16.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
16.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
16.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
16.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
16.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
16.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
16.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

16.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
16.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
16.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
16.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
16.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
16.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
16.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
16.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
16.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV-SB16	160	172,62	215,78	1182	1,24%	1	132,85	185	0,89%	1,11%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
1.1	10,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,38	6	0,06%	0,06%
1.2	29,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,00	6	0,17%	0,17%
1.3	24,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,31	6	0,14%	0,14%
1.4	22,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,03	6	0,13%	0,13%
1.5	41,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,66	6	0,25%	0,25%
1.6	36,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,97	6	0,22%	0,22%
1.7	10,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,38	6	0,06%	0,06%
1.8	29,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,00	6	0,17%	0,17%
1.9	24,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,31	6	0,14%	0,14%
1.10	10,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,38	6	0,06%	0,06%
1.11	29,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,00	6	0,17%	0,17%
1.12	24,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,31	6	0,14%	0,14%
1.13	22,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,03	6	0,13%	0,13%
1.14	41,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,66	6	0,25%	0,25%
1.15	36,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,97	6	0,22%	0,22%
1.16	34,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,69	6	0,20%	0,20%
1.17	53,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	7,31	6	0,32%	0,32%
1.18	48,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	6,62	6	0,29%	0,29%

String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB1	149,5	172,62	215,78	1182	1,24%	1	124,13	185	0,83%	1,15%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
2.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
2.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
2.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
2.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
2.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
2.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
2.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
2.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
2.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
2.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
2.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
2.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB2	78	172,62	215,78	1182	1,24%	1	64,76	185	0,43%	0,66%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
3.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
3.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%

3.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
3.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
3.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
3.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
3.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
3.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
3.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
3.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
3.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
3.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
3.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
3.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
3.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB3	55	172,62	215,78	1182	1,24%	1	45,67	185	0,31%	0,53%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
4.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
4.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
4.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
4.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
4.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
4.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
4.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
4.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
4.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
4.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

4.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
4.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB4	127	172,62	215,78	1182	1,24%	1	105,45	185	0,71%	0,93%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
5.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
5.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
5.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
5.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
5.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
5.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
5.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
5.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
5.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
5.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
5.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
5.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB5	79	172,62	215,78	1182	1,24%	1	65,59	185	0,44%	0,66%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
6.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
6.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
6.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
6.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
6.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
6.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
6.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
6.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
6.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
6.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
6.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
6.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
INV2-SB6	82	172,62	215,78	1182	1,24%	1	68,09	185	0,46%	0,68%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
7.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
7.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
7.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
7.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
7.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
7.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
7.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
7.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
7.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

7.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
7.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
7.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
7.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
7.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
7.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
7.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
7.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
7.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB7	154	172,62	215,78	1182	1,24%	1	127,87	185	0,86%	1,08%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
8.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
8.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
8.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
8.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
8.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
8.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
8.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
8.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
8.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
8.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
8.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
8.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB8	126	172,62	215,78	1182	1,24%	1	104,62	185	0,70%	0,92%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
9.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
9.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
9.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
9.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
9.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
9.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
9.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
9.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
9.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
9.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
9.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
9.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB9	128	172,62	215,78	1182	1,24%	1	106,28	185	0,71%	0,93%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
10.1	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
10.2	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
10.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%

10.4	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.5	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
10.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.7	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
10.8	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
10.9	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
10.10	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
10.11	37,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,10	6	0,22%	0,22%
10.12	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
10.13	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.14	25,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,45	6	0,15%	0,15%
10.15	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
10.16	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%
10.17	13,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,79	6	0,08%	0,08%
10.18	9,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,24	6	0,05%	0,05%

String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
INV2-SB10	200	172,62	215,78	1182	1,24%	1	166,06	185	1,11%	1,33%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
11.1	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
11.2	38,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,24	6	0,23%	0,23%
11.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
11.4	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
11.5	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
11.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
11.7	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
11.8	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
11.9	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
11.10	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
11.11	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
11.12	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
11.13	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
11.14	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
11.15	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%

String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB11	242	143,85	179,81	1182	1,24%	1	167,45	185	1,12%	1,36%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
12.1	27,43	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,78	6	0,16%	0,16%
12.2	21,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,95	6	0,13%	0,13%
12.3	15,31	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,11	6	0,09%	0,09%
12.4	9,27	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,28	6	0,06%	0,06%
12.5	3,22	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,44	6	0,02%	0,02%
12.6	0,50	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,07	6	0,00%	0,00%
12.7	6,19	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,85	6	0,04%	0,04%
12.8	12,22	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,69	6	0,07%	0,07%
12.9	18,28	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,52	6	0,11%	0,11%
12.10	24,35	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,36	6	0,15%	0,15%
12.11	27,43	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,78	6	0,16%	0,16%
12.12	21,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,95	6	0,13%	0,13%
12.13	15,31	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,11	6	0,09%	0,09%
12.14	9,27	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,28	6	0,06%	0,06%
12.15	3,22	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,44	6	0,02%	0,02%
12.16	0,50	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,07	6	0,00%	0,00%
12.17	6,19	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,85	6	0,04%	0,04%
12.18	12,22	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,69	6	0,07%	0,07%
String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB12	175	172,62	215,78	1182	1,24%	1	145,30	185	0,97%	1,14%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
13.1	57,60	9,59	11,99	1182	0,26%	1	7,94	6	0,34%	0,34%
13.2	51,54	9,59	11,99	1182	0,26%	1	7,11	6	0,31%	0,31%
13.3	45,46	9,59	11,99	1182	0,26%	1	6,27	6	0,27%	0,27%
13.4	39,43	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,44	6	0,24%	0,24%
13.5	33,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,60	6	0,20%	0,20%
13.6	27,33	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,77	6	0,16%	0,16%
13.7	21,26	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,93	6	0,13%	0,13%
13.8	15,20	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,10	6	0,09%	0,09%
13.9	9,16	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,26	6	0,05%	0,05%
13.10	3,07	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,42	6	0,02%	0,02%
13.11	0,50	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,07	6	0,00%	0,00%
13.12	6,25	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,86	6	0,04%	0,04%
13.13	12,30	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,70	6	0,07%	0,07%
13.14	18,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,53	6	0,11%	0,11%
13.15	24,42	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,37	6	0,15%	0,15%
13.16	30,46	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,20	6	0,18%	0,18%
13.17	36,52	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,04	6	0,22%	0,22%
13.18	42,56	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,87	6	0,25%	0,25%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
INV2-SB13	214	172,62	215,78	1182	1,24%	1	177,69	240	0,92%	1,26%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulad a
14.1	57,60	9,59	11,99	1182	0,26%	1	7,94	6	0,34%	0,34%
14.2	51,54	9,59	11,99	1182	0,26%	1	7,11	6	0,31%	0,31%
14.3	45,46	9,59	11,99	1182	0,26%	1	6,27	6	0,27%	0,27%
14.4	39,43	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,44	6	0,24%	0,24%
14.5	33,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,60	6	0,20%	0,20%
14.6	27,33	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,77	6	0,16%	0,16%
14.7	21,26	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,93	6	0,13%	0,13%

14.8	15,20	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,10	6	0,09%	0,09%
14.9	9,16	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,26	6	0,05%	0,05%
14.10	3,07	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,42	6	0,02%	0,02%
14.11	0,50	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,07	6	0,00%	0,00%
14.12	6,25	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,86	6	0,04%	0,04%
14.13	12,30	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,70	6	0,07%	0,07%
14.14	18,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,53	6	0,11%	0,11%
14.15	24,42	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,37	6	0,15%	0,15%
14.16	30,46	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,20	6	0,18%	0,18%
14.17	36,52	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,04	6	0,22%	0,22%
14.18	42,56	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,87	6	0,25%	0,25%
String box	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB14	222	172,62	215,78	1182	1,24%	1	184,33	240	0,95%	1,30%

String	Long(m)	Icc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
15.1	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
15.2	38,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,24	6	0,23%	0,23%
15.3	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
15.4	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
15.5	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
15.6	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
15.7	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
15.8	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
15.9	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%
15.10	6,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,83	6	0,04%	0,04%
15.11	27,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,72	6	0,16%	0,16%
15.12	21,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,90	6	0,13%	0,13%
15.13	18,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,48	6	0,11%	0,11%
15.14	39,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,38	6	0,23%	0,23%
15.15	33,00	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,55	6	0,20%	0,20%

String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB15	194	143,85	179,81	1182	1,24%	1	134,23	150	1,11%	1,34%

String	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Vmp (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
16.1	57,60	9,59	11,99	1182	0,26%	1	7,94	6	0,34%	0,34%
16.2	51,54	9,59	11,99	1182	0,26%	1	7,11	6	0,31%	0,31%
16.3	45,46	9,59	11,99	1182	0,26%	1	6,27	6	0,27%	0,27%
16.4	39,43	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,44	6	0,24%	0,24%
16.5	33,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,60	6	0,20%	0,20%
16.6	27,33	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,77	6	0,16%	0,16%
16.7	21,26	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,93	6	0,13%	0,13%
16.8	15,20	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,10	6	0,09%	0,09%
16.9	9,16	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,26	6	0,05%	0,05%
16.10	3,07	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,42	6	0,02%	0,02%
16.11	0,50	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,07	6	0,00%	0,00%
16.12	6,25	9,59	11,99	1182	0,26%	1	0,86	6	0,04%	0,04%
16.13	12,30	9,59	11,99	1182	0,26%	1	1,70	6	0,07%	0,07%
16.14	18,36	9,59	11,99	1182	0,26%	1	2,53	6	0,11%	0,11%
16.15	24,42	9,59	11,99	1182	0,26%	1	3,37	6	0,15%	0,15%
16.16	30,46	9,59	11,99	1182	0,26%	1	4,20	6	0,18%	0,18%
16.17	36,52	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,04	6	0,22%	0,22%
16.18	42,56	9,59	11,99	1182	0,26%	1	5,87	6	0,25%	0,25%
String box	Long(m)	lcc(A)	Idiseño (A)	Tension (V)	Caida de V	cos phi	Seccion teorica	Scomercial (mm2)	ΔV real	ΔV Acumulada
INV2-SB16	260	172,62	215,78	1182	1,24%	1	215,88	240	1,12%	1,46%

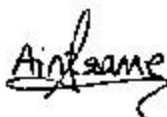
- En el lado de corriente alterna:

CAIDA DE TENSION Trifásico									
Línea	Long(m)	I _{max} (A)	I _{diseño} (A)	Tension (V)	Caída de V	cos phi	Sección teórica	Scomercial (mm2)	AV real
(Inversor/ Cuadro CA)	5	144,33	180,4125	400,00	0,25%	1,00	27,62355168	70,00	0,11%
(Inversor/ Cuadro CA)	5	144,33	180,4125	400,00	0,25%	1,00	27,62355168	70,00	0,11%
(Inversor/ Cuadro CA)	5	144,33	180,4125	400,00	0,25%	1,00	27,62355168	70,00	0,11%
(Cuadro CA/ conexión interna)	10	432,99	541,2375	400,00	0,25%	1,00	165,7413101	400,00	0,12%
TOTAL ΔV _{max} AC									0,46%

Diciembre 2018ko Abendua



Hodei Arzak Urroz
 Ingeniero Industrial
 Colegiado nº 3.658



Aintzane Marauri Alvarez
 Ingeniera Industrial
 Colegiado nº 3.187



Alberto Vázquez Mardones
 I. Caminos, canales y puertos
 Colegiado nº 13.137