

**ENERGÍA
INAGOTABLE
DE BETA, SL**



AVANTPROJECTE DE

**PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
"AUBAGUES" 25 MWp
EN EL TERMES MUNICIPALS DE
JUNCOSA, ELS TORMS, BELLAGUARDA,
LA GRANADELLA, EL SOLERÀS I
GRANYENA DE LES GARRIGUES
(PROVÍNCIA DE LLEIDA)**

Barcelona, desembre de 2020

ÍNDEX DE DOCUMENTS

1	MEMÒRIA.....	3
2	PLÀNOLS.....	40
3	ANNEX. ESTUDI DE PRODUCCIÓ.....	42

**ENERGÍA
INAGOTABLE
DE BETA, SL**



**PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
"AUBAGUES" 25 MWp
EN EL TERMES MUNICIPALS DE
JUNCOSA, ELS TORMS, BELLAGUARDA,
LA GRANADELLA, EL SOLERÀS I
GRANYENA DE LES GARRIGUES
(PROVÍNCIA DE LLEIDA)**

1 MEMÒRIA

ÍNDIX DE LA MEMÒRIA

1.1	ANTECEDENTS	6
1.2	PROMOTOR	7
1.3	OBJECTE DE L'AVANTPROJECTE	7
1.4	ABAST DE L'AVANTPROJECTE	7
1.5	RESUM DE CARACTERÍSTIQUES	11
1.6	DISPOSICIONS LEGALS	12
1.6.1	OBRA CIVIL I ESTRUCTURAL	12
1.6.2	INSTAL·LACIONS ELÈCTRIQUES	12
1.6.3	EQUIPS	13
1.6.4	SEGURETAT I SALUT	14
1.7	EMPLAÇAMENT DE LES INSTAL·LACIONS	16
1.8	CRITERIS DE SELECCIÓ DE L'EMPLAÇAMENT	18
1.9	PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	18
1.9.1	DESCRIPCIÓ DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA	18
1.9.2	RADIACIÓ SOLAR I DADES METEOROLÒGIQUES	19
1.9.2.1	Base de dades	19
1.9.2.2	Meteorologia	19
1.9.3	EQUIPS I CARACTERÍSTIQUES TÈCNIQUES	19
1.9.3.1	Mòduls fotovoltaics	20
1.9.3.2	Seguidor solar	21
1.9.3.3	Caixes de strings	22
1.9.3.4	Inversors	23
1.9.3.5	Justificació del nombre total d'Inversors	25
1.9.3.6	Transformador	28
1.9.3.7	Centre de Transformació (CT)	28
1.10	INSTAL·LACIONS D'EVACUACIÓ D'ENERGIA	29
1.10.1	DESCRIPCIÓ DE LES INSTAL·LACIONS D'EVACUACIÓ D'ENERGIA	29
1.10.2	LÍNIA SUBTERRÀNIA DE MITJA TENSIÓ A 30 kV	29
1.10.2.1	Característiques elèctriques del conductor subterrani de MT	31
1.10.2.2	Proteccions	32
1.10.2.3	Canalitzacions	32
1.10.2.4	Distàncies de seguretat	34
1.10.2.4.1	Encreuaments	34
1.10.2.4.2	Proximitats i paral·lelismes	36
1.11	PLA D'OBRA	39
1.12	CONCLUSIONS	40
2.1	SITUACIÓ	42
2.2	EMPLAÇAMENT	42

2.3	PLANTA GENERAL PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	42
2.4	PLANTA GENERAL LÍNIA EVACUACIÓ MT A 30 kV	42

1.1 ANTECEDENTS

La Generalitat de Catalunya, fent ús de la competència atribuïda per l'article 111 de l'Estatut d'Autonomia de Catalunya en matèria de protecció de l'entorn, va aprovar la Llei 16/2017, d'1 d'agost, del canvi climàtic.

El Pacte Nacional per a la Transició Energètica, aprovat per l'Acord de Govern el 31 de gener de 2017, constitueix el nou marc de desenvolupament de la política energètica catalana per donar resposta als reptes d'emergència climàtica dels propers anys. El citat Pla Nacional planteja l'objectiu específic d'aconseguir un sistema energètic amb energies cent per cent renovables, fonamentalment de proximitat, per a l'horitzó de l'any 2050.

La planificació territorial i els requeriments ambientals han de ser coherents amb l'aprofitament energètic dels recursos naturals renovables i, a el mateix temps, han de facilitar l'execució dels projectes als agents interessats. L'acció coordinada entre les diferents administracions, Generalitat de Catalunya i Administracions locals, ha d'encaminar per aconseguir un sistema elèctric català fonamentat en les energies renovables.

Així tot, el Decret Llei 16/2019, del 26 de novembre, de mesures urgents per a l'emergència climàtica i l'impuls de les energies renovables, i el Pacte Nacional per a la Transició Energètica (PNTE), la Generalitat de Catalunya porta a terme una tasca de lluita contra el canvi climàtic, articulant d'aquesta manera una base legislativa amb l'objecte d'impulsar l'establiment d'energies renovables com a mètode de generació d'energia elèctrica. La implantació de centres de generació de fonts renovables s'estableix com un objectiu clau per a la societat, de manera que totes les institucions estan fent un gran esforç en la lluita contra el canvi climàtic i la reducció dels gasos d'efecte hivernacle (GEH).

Mitjançant l'establiment del nou paradigma energètic de lluita contra el canvi climàtic i l'emissió de gasos d'efecte hivernacle, no solament es planteja des de la reducció de consum de combustibles fòssils, sinó que s'estableix com a objectiu un sistema de generació energètic basat en un cent per cent en fonts d'energies renovables.

En resposta a aquesta problemàtica i a la recerca d'un nou sistema energètic en lluita contra canvi climàtic es considera imperant l'establiment i la promoció de nous projectes de generació d'energia elèctrica basada en fonts renovables. Aquest és el motiu i objecte de la promoció per part de l'empresa ENERGÍA INAGOTABLE DE BETA, SL, d'una planta solar fotovoltaica de generació d'energia renovable.

Així mateix, s'indica que amb data 08/09/2020 RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. ha emès l'Informe de Viabilitat d'Accés (IVA) amb una resposta favorable, amb referència DDS.DAR.20_3343, on es concedeix l'accés per a la instal·lació objecte d'aquest

avantprojecte, de 25 MW Pinst / 22,12 MW Phom, en el nus de transport propietat de REE (Red Eléctrica Española) Rubí 220KV.

1.2 PROMOTOR

El peticionari i promotor de les instal·lacions objecte del present document és ENERGÍA INAGOTABLE DE BETA, SL amb CIF B-88370812, i domicili fiscal al c / José Ortega y Gasset N.º 20, 2a planta.

El domicili i contacte a efectes de notificació és la societat BluePROM ASSET & PROJECT MANAGEMENT S.L. (blueprom@blueprom.com), Av. Ernest Lluch, 32 08302 Mataró Barcelona.

1.3 OBJECTE DE L'AVANTPROJECTE

L'objecte del present avantprojecte és, per una banda, la definició de l'emplaçament i de les característiques de la Planta Solar Fotovoltaica Aubagues i la seva estructura d'evacuació, així com els seus terminis d'execució, per realitzar el tràmit de consulta prèvia sobre la viabilitat de l'emplaçament d'una planta solar fotovoltaica, davant de la Ponència d'Energies Renovables, segons s'estipula a l'article 11 del Decret Llei 16/2019, de 26 de Novembre, de mesures urgents per la emergència climàtica i l'impuls a les energies renovables, i, per altra banda, servir de suport com a document tècnic als documents d'anàlisi d'alternatives i de diagnòstic territorial i del medi afectat pel projecte.

Aquest projecte ha dut a terme tot el procés de tramitació davant RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, SAU per la obtenció de tots els permisos d'accés a la xarxa elèctrica, havent obtingut els esmentats permisos amb punt de connexió a la SET Rubí 220kV.

1.4 ABAST DE L'AVANTPROJECTE

El projecte consisteix en la instal·lació i explotació d'un sistema de generació solar fotovoltaic d'una potència pic de 25 MWp, i potència nominal de 22,12 MWn. L'energia generada serà transportada, a través d'una línia soterrada de 30kV, a la subestació de futura construcció denominada SET Granyena 30/220kV.

La Planta Solar Fotovoltaica Aubagues, consta de 47.152 mòduls fotovoltaics, compostos de 1.684 seguidors fotovoltaics. El camp de seguidors fotovoltaics suporta les agrupacions de cadenes de mòduls FV o strings, que s'agrupen en les caixes de nivell o Stringboxes.

Les sortides d'aquests Stringboxes es cablegen ja finalment a les entrades dels inversors centrals.

Aquests inversors centrals converteixen la corrent continua que reben dels mòduls FV en corrent alterna de baixa tensió (630 V). Les característiques dels inversors seran d'una potència de sortida de 1637 kW i el parc solar fotovoltaic comptarà amb un total de 15 inversors.

A la vegada els inversors s'agrupen en 5 centres de transformació i elevació (CT) o amb la seva denominació anglosaxona "Powerstations", per elevar en el mateix punt la seva tensió a 30 kV, en els quals s'agrupen 3 unitats inversores a cada CT

S'utilitzaran en un total de 5 CT a la planta, amb transformadors elevadors de relació 0,630/30 kV Dyn11 amb una potència de sortida de 4911kVA/4911kW, obtenint una potència nominal total de 22,12 MWn que pugen fins a 24,56 MW per complir les directrius de regulació de potencia reactiva.

La planta estarà connectada a la subestació d'intempèrie elevadora de futura construcció denominada SET Granyena 30/220 kV.

A mode d'aclariment, el sistema d'evacuació que es descriu a continuació no forma part de l'abast d'aquest projecte ja que el sistema d'evacuació descrit en el present avantprojecte està dimensionat per a l'evacuació d'un contingent de projectes que supera l'àmbit del mateix, tal com es descriu a continuació:

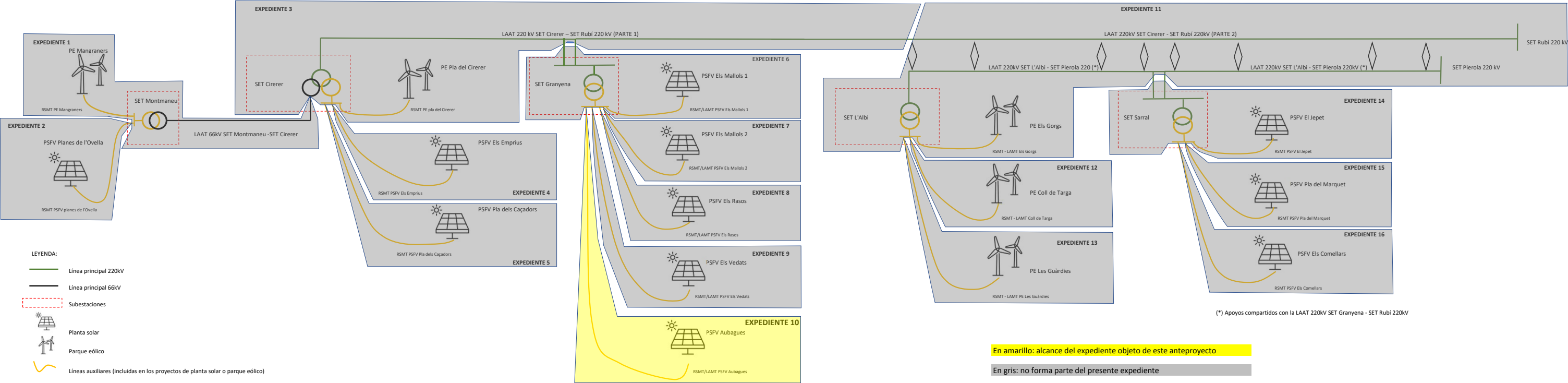
La SET Granyena, a més del projecte Planta Solar Fotovoltaica Aubagues, evacuarà la generació d'energia produïda per les altres 4 plantes fotovoltaïques promogudes a la zona: plantes fotovoltaïques Els Mallols 1, Els Mallols 2, Els Comellar, Els Rasos i Els Vedats.

La LAAT 220kV SET Cirerer- SET Rubí 220 kV (amb entrada-sortida a la SET Granyena 220 kV), evacuarà també a través de la SET Cirerer l'energia de 2 parcs eòlics (PE Mangraners i PE Pla del Cirerer) i de 3 plantes fotovoltaïques (PSFVs Planes de l'Ovella, Els Emprius i Pla dels Caçadors), així com de les 5 plantes fotovoltaïques ja mencionades que evacuen a la SET Granyena 30/220kV (PSFV Mallols 1, PSFV Mallols 2, PSFV Els Rasos, PSFV Els -Vedats i PSFV Aubagues), constituint un total de 327,5 MW instal·lats que tenen la seva evacuació concedida a la SET Rubí 220 kV.

Així mateix, i durant part del seu recorregut, la LAAT 220 kV SET Cirerer - SET Rubí 220kV (amb entrada-sortida a la SET Granyena 220 kV), compartirà suports i traçat amb la LAAT 220 kV SET L'Albi - SET Pierola 220 kV, que a través d'un altre circuit de 220 kV que arribarà des de més a l'est, servirà per a l'evacuació d'altres 6 instal·lacions de generació que s'estan desenvolupant a la província de Lleida i Tarragona, i que tenen concedit el permís d'accés a la SET Pierola 220 kV. Són les instal·lacions PSFV el Jepet, PSFV Pla del Marquet, PSFV els Comellars, PE els Gorgs, PE Coll de Targa i PE les Guàrdies, que sumen un volum total de 226,5 MW instal·lats).

A continuació s'adjunta l'esquema d'evacuació descrit per a la seva millor comprensió.

ESQUEMA DE EVACUACIÓN POR EXPEDIENTES DE LOS PROYECTOS EÓLICOS Y FOTOVOLTAICOS CON CONEXIÓN EN LOS NUDOS RUBÍ 220 kV/ PIEROLA 220 kV



1.5 RESUM DE CARACTERÍSTIQUES

INFORMACIÓ GENERAL	
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA " AUBAGUES"	
Titular	ENERGÍA INAGOTABLE DE BETA, S.L.
Termes municipals	Juncosa, Els Torms, Bellaguarda, la Granadella, el Soleràs, Granyena de les Garrigues
Potencia Instal·lada	25,00 MWp
Potencia Nominal	22,12 MWn
Tipus de panel fotovoltaic i dimensions	TELESUN SOLAR TP7F72M-530 2.268 mm x 1.127 mm
Nº de panells	47.152
Tipus d'inversor	Ingecon sun 1640TL B630
Nº d'inversors	15
Tensió MT	30 kV
Nº de circuits MT	2 circuits de MT.
Tipus de conductors	- BT CC Strings a stringbox: - Cable solar aïllat de polietilè reticulat (XLPE) 6-10 mm², 1,5 kV Cu - BT CC Stringbox a inversor: - Cable solar aïllat de polietilè reticulat (XLPE) 300-400 mm², 1,5 kV Al - RSMT - Aïllat de polietilè reticulat (XLPE) tipus RH5Z1 240 i 400 mm², 18/30kV, Al 50 Hz

Taula 1 Resum de dades

1.6 DISPOSICIONS LEGALS

Per la redacció d'aquest avantprojecte s'han tingut en compte les reglamentacions, que a títol orientatiu, i sense caràcter limitatiu, es relacionen a continuació:

1.6.1 OBRA CIVIL I ESTRUCTURAL

- Reial Decret 1247/2008, de 18 de juliol, pel qual s'aprova la Instrucció de formigó estructural (EHE-08).
- Ordre FOM / 1382/2002, de 16 maig, per la qual s'actualitzen determinats articles de el plec de prescripcions tècniques generals per a obres de carreteres i ponts a la construcció d'explanacions, drenatges i fonaments.
- Reial Decret 314/2006, de 17 de març, pel qual s'aprova el Codi Tècnic de l'Edificació.
- Reial Decret 256/2016, de 10 de juny, pel qual s'aprova la Instrucció per a la recepció de ciments (RC-16).
- Reial Decret 1313/1988, de 28 d'octubre, pel qual es declara obligatòria l'homologació dels ciments per a la fabricació de formigons i morters per a tot tipus d'obres i productes prefabricats.
- Plec de prescripcions tècniques generals, aprovat per O.M. de 6 de febrer de 1976, d'ara endavant PG-3/75, i les seves revisions posteriors
- Altra normativa local vigent

1.6.2 INSTAL·LACIONS ELÈCTRIQUES

- Llei 24/2013, de 26 de desembre, del Sector Elèctric.
- Reial Decret 1955/2000, d'1 de desembre, pel que es regulen les activitats de Transport, Distribució, Comercialització, Subministrament i Procediments d'Autorització d'Instal·lacions d'Energia Elèctrica.
- Reial Decret 337/2014, de 9 de maig. Reglament sobre condicions tècniques i garanties de seguretat en instal·lacions elèctriques d'alta tensió i les seves Instruccions Tècniques Complementaries ITC-RAT 01 a 23.
- Reial Decret 223/2008, de 15 de febrer, condicions tècniques i garanties de seguretat en les línies elèctriques d'alta tensió.
- Resolució TRI/301//2006 de 3 de febrer per la qual s'estableixen els requisits de senyalització i protecció de les xarxes soterrades de distribució elèctrica de mitjana i alta tensió, a l'àmbit territorial de Catalunya.

- Ordre TIC /341/2003, de 22 de juliol, per la qual s'aprova el procediment de control aplicable a les obres que afectin la xarxa de distribució elèctrica soterrada.
- Reial Decret 842/2002 de 2 de agost, pel que s'aprova el Reglament electrotècnic per a baixa tensió i les seves instruccions tècniques complementàries
- Reial Decret 1110/2007 de 24 de agost, pel que s'aprova el Reglament unificat de punts de mesura del sistema elèctric.
- Reial Decret 1432/2008, de 29 d'agost, pel qual s'estableixen mesures per a la protecció de l'avifauna contra la col·lisió i electrocució en línies elèctriques d'alta tensió.
- Llei 20/2009, de 4 de desembre Llei prevenció i control ambiental d'activitats de Catalunya.
- Llei 21/2013, de 9 de desembre, d'avaluació ambiental.
- Decret 328/1992, de 14 de desembre, pel que s'aprova el Pla d'espais d'Interès Natural.
- Ordenances municipals dels Ajuntaments afectats.
- Normatives pròpies d'Organismes o altres Companyies afectades.

1.6.3 EQUIPS

- Tots els equips que s'instal·lin hauran d'incorporar marcatge CE. Els mòduls fotovoltaics incorporaran el marcatge CE, segons Directiva 2016/95/CE del Parlament Europeu i del Consell, de 12 de desembre de 2006, relativa a l'aproximació de les legislacions dels estats membres sobre el material elèctric destinat a utilitzar-se amb determinats límits de tensió.
- A més, hauran de complir la norma UNE-EN 61730, harmonitzada per a la Directiva 2006/95/CE, sobre qualificació de la seguretat de mòduls fotovoltaics, i la norma UNE-EN 50.380, sobre informacions de les fulles de dades i de les plaques de característiques per als mòduls fotovoltaics. Addicionalment, hauran de satisfer la norma UNE-EN 61215: Mòduls fotovoltaics (FV) de silici cristal·lí per a ús terrestre. Qualificació del disseny i homologació.
- Els seguidors solars hauran de complir el que preveu la Directiva 98/37/CE del Parlament Europeu i de Consell, de 22 de juny de 1998, relativa a la aproximació de legislacions dels Estats membres sobre màquines, i la seva normativa de desenvolupament, així com la Directiva 2006/42 / CE del Parlament Europeu i de Consell, de 17 de maig de 2006 relativa a les màquines.

- La caracterització dels inversors s'ha de fer segons les normes: UNE-EN 62.093: Components d'acumulació, conversió i gestió de energia de sistemes fotovoltaics. Qualificació de el disseny i assajos ambientals, UNE-EN 61.683: Sistemes fotovoltaics. Condicionadors de potència. Procediment per a la mesura el rendiment, i segons la IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

1.6.4 SEGURETAT I SALUT

- Reial Decret 1627/1997, de 24 d'octubre, pel que s'estableixen les disposicions mínimes de seguretat i salut en les obres de construcció.
- Llei 31/1995 de prevenció de riscos laborals.
- Reial Decret 39/1997, de 17 de gener, pel que s'aprova el Reglament dels Serveis de Prevenció.
- Reial Decret 485/1997, de 14 d'abril, sobre disposicions mínimes en matèria de senyalització de seguretat i salut en el treball.
- Reial Decret 486/1997, de 14 d'abril, pel que s'estableixen les disposicions mínimes de seguretat i salut en els llocs de treball.
- Reial Decret 487/1997, de 14 d'abril, sobre disposicions mínimes de seguretat i salut relatives a la manipulació manual de càrregues que comporti riscos, en particular dors lumbar, per als treballadors.
- Reial Decret 773/1997, de 30 de maig, sobre disposicions mínimes de seguretat i salut relatives a la utilització pels treballadors d'equips de protecció individual.
- Reial Decret 1215/1997, de 18 de juliol, pel qual s'estableixen les disposicions mínimes de seguretat i salut per a la utilització pels treballadors dels equips de treball.
- Reial Decret 2177/2004, de 12 de novembre, pel qual es modifica el Reial Decret 1215/1997, de 18 de juliol, pel qual s'estableixen les disposicions mínimes de seguretat i salut per a la utilització pels treballadors dels equips de treball, en matèria de treballs temporals en alçada.
- Reial Decret 286/2006, de 10 de març, sobre la protecció de la salut i la seguretat dels treballadors contra els riscos relacionats amb l'exposició a soroll.
- Reial Decret 604/2006, de 19 de maig, pel qual es modifica el Reial Decret 39/1997, de 17 de gener, pel qual s'aprova el Reglament dels Serveis de Prevenció, i el Reial Decret 1627/1997, de 24 d'octubre, pel qual s'estableixen les disposicions mínimes de seguretat i salut en les obres de construcció.

- Reial Decret 614/2001, de 8 de juny, sobre disposicions mínimes per a la protecció de la salut i seguretat dels treballadors davant el risc elèctric.
- Ordre de 12 de gener de 1998, per la qual s'aprova el model de Llibre d'Incidències en les obres de construcció.
- Reial Decret 216/1999, de 5 de febrer, sobre disposicions mínimes de seguretat i salut en el treball dels treballadors en l'àmbit de les empreses de treball temporal.
- Reial Decret Legislatiu 5/2000, de 4 d'agost, pel qual s'aprova el text refós de la Llei sobre infraccions i sancions en l'ordre social.
- Reial Decret 1428/2003, de 21 de novembre, pel qual s'aprova el Reglament General de Circulació per a l'aplicació i desenvolupament de el text articulat de la Llei sobre trànsit, circulació de vehicles de motor i seguretat viària, aprovat pel Reial Decret Legislatiu 339/1990, de 2 de març.
- Llei 54/2003, de 12 de desembre, de reforma de el marc normatiu de la prevenció de riscos laborals.
- Reial Decret 171/2004, de 30 de gener, pel qual es desenvolupa l'article 24 de la Llei 31/1995, de 8 de novembre, de prevenció de riscos laborals, en matèria de coordinació d'activitats empresarials.
- Decret 399/2004, de 5 d'octubre de 2004, pel qual es crea el registre de delegats i delegades de prevenció i el registre de comitès de seguretat i salut, i es regula el dipòsit de les comunicacions de designació de delegats i delegades de prevenció i constitució dels comitès de seguretat i salut.
- Decret 171/2010, de 16 de novembre. LCAT 2010/780, Registre de delegats i delegades de prevenció.
- Llei 32/2006, de 18 d'octubre, reguladora de la subcontractació en el Sector de la Construcció.
- Reial Decret 1109/2007, de 24 d'agost, pel qual es desenvolupa la Llei 32/2006, de 18 d'octubre, reguladora de la subcontractació en el Sector de la Construcció.
- Decret 102/2008, de 6 de maig, de creació del Registre d'Empreses Acreditades a Catalunya per intervenir en el procés de contractació en el sector de la construcció.
- Reial Decret 337/2010, de 19 de març, pel qual es modifica el Reial Decret 39/1997, de 17 de gener, pel qual s'aprova el Reglament dels serveis de prevenció; el Reial Decret 1109/2007, de 24 d'agost, pel qual es desenvolupa la Llei 32/2006, de 18 d'octubre, reguladora de la subcontractació en el sector de la

construcció i el Reial Decret 1627/1997, de 24 d'octubre , pel qual s'estableixen disposicions mínimes de seguretat i salut en obres de construcció.

- Ordre TIN / 1071/2010, de 27 d'abril, sobre els requisits i dades que han de reunir les comunicacions d'obertura o de represa d'activitats en els centres de treball.
- Reial Decret 560/2010, de 7 de maig, pel qual es modifiquen diverses normes reglamentàries en matèria de seguretat industrial per adequar-les a la Llei 17/2009, de 23 de novembre, sobre el lliure accés a les activitats de serveis i el seu exercici , i a la Llei 25/2009, de 22 de desembre, de modificació de diverses lleis per a la seva adaptació a la Llei sobre el lliure accés a les activitats de serveis i el seu exercici.
- Convenis col·lectius.
- Ordenances municipals.
- Instrucció general d'operacions, normes i procediments relatius a seguretat i salut laboral de l'empresa contractant.

1.7 EMPLAÇAMENT DE LES INSTAL·LACIONS

La instal·lació de la planta solar fotovoltaica Aubagues es localitza en el termes municipals de Juncosa, Els Torms i Bellaguarda, en la província de Lleida, a continuació podem veure les parcel·les que ocupa el parc i les coordenades de la planta:

Polígon	Parcel·la	Referencia Catastral
4	42	25212A004000420000JI
4	43	25212A004000430000JJ
4	44	25212A004000440000JE
4	45	25212A004000450000JS
4	46	25212A004000460000JZ
4	47	25212A004000470000JU
4	50	25212A004000500000JU
4	51	25212A004000510000JH
4	52	25212A004000520000JW
4	53	25212A004000530000JA
4	216	25212A004002160000JQ
4	217	25212A004002170000JP
2	3	25212A002000030000JA
2	4	25212A002000040000JB
2	5	25212A002000050000JY

2	6	25212A002000060000JG
2	8	25212A002000080000JP
2	10	25212A002000100000JQ
2	11	25212A002000110000JP
2	12	25212A002000120000JL
2	13	25212A002000130000JT
2	14	25212A002000140000JF
2	15	25212A002000150000JM
2	16	25212A002000160000JO
2	17	25212A002000170000JK
2	18	25212A002000180000JR
2	19	25212A002000190000JD
2	20	25212A002000200000JK
2	21	25212A002000210000JR
2	23	25212A002000230000JX
2	28	25212A002000280000JZ
2	224	25212A002002240000JH
7	587	25149A007005870000WW
7	588	25149A007005880000WA
7	590	25149A007005900000WW
7	591	25149A007005910000WA
7	592	25149A007005920000WB

Taula 2 Parcel·les afectades

Coordenades UTM ETRS89 H31	
X	310.621
Y	4.581.677

Taula 2 Coordenades UTM



Il·lustració 1 Ubicació de la planta fotovoltaica

1.8 CRITERIS DE SELECCIÓ DE L'EMPLAÇAMENT

L'emplaçament de la Planta Solar Fotovoltaica Aubagues, s'ha identificat com un punt excel·lent per l'aprofitament i explotació comercial de la energia solar a través de mòduls fotovoltaics.

Els criteris en els que es basa la definició del potencial solar d'un emplaçament son:

- Orientació respecte al sol.
- Facilitat d'accessos fins l'emplaçament.
- Tipologia del terreny.
- Absència de tanques o obstacles similars al voltant.
- Fora de zones de protecció especial de flora o fauna.

Aquests criteris han sigut confirmats per el programa de simulació (PVdesign) que assegura l'existència d'una radiació suficientment bona per la explotació de la central.

1.9 PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.9.1 DESCRIPCIÓ DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

La Planta Solar Fotovoltaica Aubagues està plantejada amb panells de 530 Wp cadascun, amb un total instal·lat de 47.152 panells obtenint una potencia instal·lada de 25 MWp. Aquests panells s'agrupen elèctricament en sèrie, formant cadenes o "strings" de 28 unitats cadascun, donant lloc a un total de 1.684 strings.

Els mòduls estan muntats sobre seguidors a un eix, orientat de nord a sud, que li permet pivotar en aquest eix, rotant els seus mòduls d'est a oest, en un rang de 110°C,

entre $\pm 55^\circ$ d'inclinació de cada estructura, amb una disposició de 1x28 panells (1 string per seguidor) fent un total de 28 mòduls en disposició vertical (1 V).

Això conforma:

- 28 mòduls ubicats a cada seguidor.
- 1.684 strings col·locats en 1.684 seguidors i en total 47.152 mòduls a tot el parc.

La planta inclou 15 inversors d'una potència de sortida de 1637 kVA cadascun, que transformen el corrent continu generat per els mòduls, en corrent alterna amb una tensió de sortida de 630 V.

Per facilitar la connexió dels strings que arriben a cada inversor, s'agrupen en un primer nivell en les anomenades Caixes de nivell, Caixes de String, "Stringbox" o "Combiner Box", simplificant l'arribada dels cables de corrent continua fins cada un dels inversors.

Els blocs s'agrupen entre sí per elevar la tensió de sortida en 5 Centres de Transformació i inversió (CTI).

1.9.2 RADIACIÓ SOLAR I DADES METEOROLÒGIQUES

1.9.2.1 Base de dades

Les dades de radiació necessàries per els càlculs d'energia que produirà la planta solar fotovoltaica s'han obtingut de la base de dades de PVdesign, que es un programa que ofereix una base de dades i proporciona accés interactiu als recursos i potencial solar fotovoltaic.

1.9.2.2 Meteorologia

A partir de les dades meteorològiques del punt de construcció de la planta, de la verificació de la topografia de l'emplaçament a través de l'Institut Geogràfic Nacional "IGN", del compliment de les normatives, de la verificació bibliogràfica de càlculs i utilització d'eines de treball com poden ser AutoCAD, fulls de càlcul en Excel i PVdesign, es realitzaran els càlculs energètics i anàlisi de dimensionament de la instal·lació.

1.9.3 EQUIPS I CARACTERÍSTIQUES TÈCNIQUES

A continuació, es mostren en detall les especificacions tècniques dels elements actius de la instal·lació solar fotovoltaica: mòduls, inversors i seguidors.

1.9.3.1 Mòduls fotovoltaics

El mòdul fotovoltaic seleccionat es el model monofacial TP7F72M-530, fabricat per Telesun Solar. Te una potencia màxima de 530W, i la tecnologia de les cèl·lules es Si-mono.

Les característiques del mòdul fotovoltaic escollit es mostren a la següent taula.

Característiques del mòdul fotovoltaic	
Característiques principals	
Model	TP7F72M-530
Fabricant	Talesun Solar
Tecnologia	Si-mono
Tipus de mòdul	Monofacial
Màxima tensió	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potencia màxima	530.0 W
Eficiència	20.76 %
Tensió MPP	41.5 V
Corrent MPP	12.78 A
Tensió a circuit obert	49.1 V
Corrent de curtcircuit	13.49 A
Coeficients de temperatura	
Coeficient de potencia	-0.360 %/°C
Coeficient de tensió	-0.282 %/°C
Coeficient de corrent	0.043 %/°C
Característiques mecàniques	
Llarg	2268.0 mm
Ample	1127.0 mm
Espessor	0.04 mm
Pes	29.0 kg

Taula 3 Mòdul Fotovoltaic



Il·lustració 2. Mòdul Fotovoltaic TP7F72M-530

1.9.3.2 Seguidor solar

Els mòduls solars fotovoltaics es muntaran sobre seguidors solars d'un eix orientats Nord-Sud, integrats en estructures metàl·liques que combinen peces d'acer galvanitzat i alumini, formant una estructura fixada al terra. A la il·lustració 3 es mostra el seguidor STi-H1250 del fabricant STi Norland, amb una configuració 1V.



Il·lustració 3 Seguidor STi-H1250

Les característiques d'aquest seguidor es mostren a la taula 4 a continuació:

Característiques del seguidor a un eix	
Model	STi-H1250
Fabricant	STi Norland
Tecnologia	Linked-row
Configuració	1V
Angles límit de seguiment	+55 / -55 °
Numero de mòduls per fila	28 mòduls (màxim 44 mòduls)
Distancia entre files	5.7 m
Altura del punt més baix	0.5 m
Dissenyat per mòduls	MONOFACIAL
Distancia addicional pel motor	1000.0 mm
Distancia addicional para la biga de torsió	0.0 mm
Distancia entre mòduls a la direcció axial	0.0 mm
Distancia entre mòduls a la direcció pitch	0.0 mm

Taula 4 Seguidor STi-H1250

1.9.3.3 Caixes de strings

Les caixes d'agrupació de strings recullen l'energia generada pel camp DC, connectant els strings en paral·lel a l'inversor i proporcionant protecció elèctrica al camp fotovoltaic. Per fer coincidir el numero d'entrades dels inversors, varis strings en paral·lel es concentraran per funcionar com un únic circuit. Els quadres de connexió ha d'instal·lar-se amb un fusible per string per protegir cada conjunt. S'instal·laran descarregadors de DC de sobretensions i un interruptor de DC s'ubicarà a la línia de sortida.



Il·lustració 4 Exemple de caixa d'agrupació de strings (Scheider Electric)

Les caixes de string s'instal·laran a un lloc amb ombra i seran de fàcil accés per facilitar els treballs de manteniment. Es col·locaran darrera dels mòduls fotovoltaics i, si es possible, utilitzant les estructures existent, per a fer-li ombra i per evitar danys causats per l'aigua de la pluja o altres fenòmens meteorològics. A la taula 5 es poden veure les principals característiques de les caixes de string.

Característiques de les caixes de string	
Màxima tensió admissible	1500 V
Numero d'entrades de strings	10
Màxima corrent del fusible	25 A
Corrent de l'interruptor	200 A
Protecció de sobrecarrega	Sí

Taula 5 Caixes de string

1.9.3.4 Inversors

L'inversor converteix la corrent continua produïda pels mòduls fotovoltaics a corrent alterna.

L'inversor escollit per aquesta planta es el model INGECON 1640TL B630 SUN del fabricant Ingeteam. A la taula 6 podrem comprovar les seves característiques.



Il·lustració 5 INGECON 1640TL B630

Característiques de l'inversor	
Característiques principals	
Model	INGECON SUN 1640TL B630 IP54 H1000
Tipus	CENTRAL
Fabricant	Ingeteam
Màxima eficiència de conversió de DC a AC	98.54 %
Entrada (DC)	
Rang MPPT	911 - 1300 V
Tensió màxima d'entrada	1500 V
Sortida (AC)	
Potencia a 30 C (datasheet)	1637.0 kVA
Tensió de sortida	630 V
Freqüència de sortida	50 Hz

Taula 6 INGECON 1640TL B630

1.9.3.5 Justificació del nombre total d'Inversors

Els sistemes de generació fotovoltaica amb interconnexions a la xarxa elèctrica solen compondre's de dos parts principals:

- El seu sistema col·lector o generació.
- El seu sistema de transmissió.

El motiu principal es deu a que els mòduls fotovoltaics produeixen la seva energia en corrent continu (CC), tensió diferent a l'alterna (AC) a la que treballen els equips i xarxes elèctriques a la actualitat. Per això es necessiten dispositius electrònics que transformen el CC a CA, denominats inversors.

La planta solar fotovoltaica d'aquest projecte, està composta per una sèrie d'inversors per centres de transforació i inversió, que segons fabricant poden oscil·lar entre 1 i 4 inversors, on la seva sortida està connectada a un transformador dins de la mateixa caseta o SKID del CT, que eleva la tensió des de la tensió de sortida de l'inversor a la mitja tensió de l'evacuació de l'energia que va a les rases enterrades del parc.

La relació entre la potencia pic de les plaques i la potencia nominal dels inversors es sempre major que la unitat. Aquesta aparent sobre-instal·lació de potencia de plaques, normalment oscil·la entre un 5 y un 30%.

Això es deu a què, mentre que els inversors son capaços de treballar dipositant la potencia nominal a la xarxa que posa en les seves plaques característiques, la potencia pic dels mòduls, també anomenat STC, es mesura en unes condicions molt determinades i que no responen a les condicions tèrmiques i de radiació reals de l'operació habitual de les mateixes. Concretament, en laboratori es mesura a 1000W/m^2 de Irradiància, o densitat de potencia lluminosa solar en àrea, i espectre atmosfèric AM 1.5 i 25°C de temperatura de cèl·lula.

A la realitat, quan treballen els mòduls, inclús a les hores centrals de la millor orientació dels dies d'estiu, encara quan rebin aquesta Irradiància de 1000W/m^2 , tenen una temperatura de cèl·lula molt més elevada de 25° i pot ser que de 60° o més segons la temperatura ambient.

Per això, els fabricants solen proporcionar també les denominades NOTC (Normal-Operation Test Conditions): condicions de treball estàndard, mesurades a 800W/m^2 i 20°C . La temperatura elevada significa una caiguda de tensió substancial de la tensió i una lleugera elevació del corrent, que en còmput general significa una caiguda d'un 30% de potencia NOTC respecte de les potencies nominals STC dels mòduls, i per això, per garantir que no es desaprofita cap energia que es produeixi, s'intenta aproximar la potencia real de producció en el punt més solejat de l'any amb la potencia nominal dels inversors.

A la situació descrita anteriorment s'ha de contraposar l'efecte que els creixents requisits de connexió a la xarxa que s'imposen als equips d'una planta solar fotovoltaica.

El pes creixent d'aquesta tecnologia a la xarxa implica la seva participació en els requisits de control de tensió i de potencia reactiva a la xarxa. Per una potencia instal·lada fixa de mòduls, i unes condicions d'irradiació determinades, complir amb els requisits de reactiva actuals o esperats en el futur es pot fer a través de la gestió dels mateixos inversors, (a no ser que s'instal·lin equips addicionals tipus FACTS, que al cap i a la fi no deixen de ser capacitat addicional de potencia d'inversors, sense camp solar associat).

Si la potencia d'inversors seleccionada està massa ajustada (potencia nominal d'inversors igual o pròxima a la potencia dels mòduls en condicions d'operació o NOTC), la central només podrà injectar aquesta potencia NOTC a factor de potencia unitat. Qualsevol requeriment per part de la xarxa elèctrica que impliqui generar o consumir reactiva suposarà penalitzar automàticament la generació d'activa de la central.

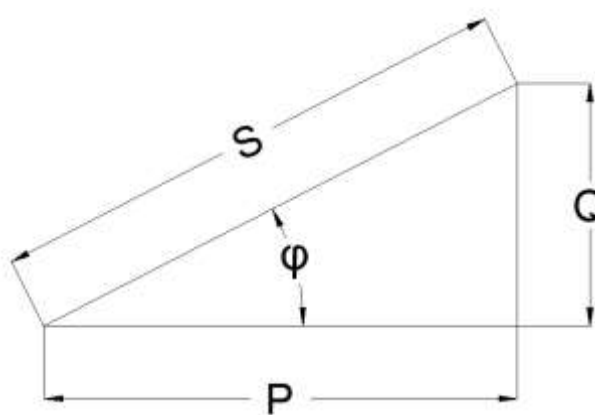
Aquest mode d'actuació es pot evitar si s'instal·la una potencia d'inversors superior a la que es requerida per aquestes condicions NOTC a f.p. 1, d'aquesta manera, tota la potencia addicional d'inversors permetrà a la planta solar gestionar demandes de reactiva dels dos signes sense penalitzar la activa exportada, sempre que la suma vectorial de les potencies, la potencia aparent, no superi la capacitat dels inversors en aquestes condicions.

Per controlar aquest funcionament d'inversors, el conjunt dels mateixos es coordina de la manera centralitzada, a través d'un controlador (Power_Plant_Controller -o PPC). El PPC controlarà l'entrega de potencia activa i reactiva de la planta solar fotovoltaica del nostre projecte, seguint les consignes de l'operador del sistema i sense superar ni la capacitat màxima de potencia aparent ni la capacitat d'accés i connexió de la instal·lació.

També un altre condicionant pel càlcul dels inversors desitjat, esta condicionat segons, per:

1. La potencia reactiva exigida, en un punt de l'entrega segons el reglament 2016/631 de la UE.
2. Les pèrdues tant de potencia activa com reactiva a compensar, per les línies i transformadors que hi ha des de la sortida de baixa tensió en alterna dels inversors fins el punt d'entrega de l'energia a REE o E-Distribución en Alta tensió.

Per aquestes raons veiem que per garantir els 22,12 MWn de potencia activa ("P" al diagrama) acceptables al punt de connexió, i garantir potencia reactiva ("Q" al diagrama), que resulta de la suma de la potencia exigida per normativa, més la pèrdua durant el transcurs d'entrega de l'energia al seu punt d'injecció a xarxa degut a les pèrdues en el cablejat i transformadors d'elevació, es proposa instal·lar una potencia aparent ("S" al diagrama) en inversors de 24,56MVAn que donen un total de 15 inversors d'una potencia nominal de 1,6374 MVAn a 30°C.



Triangle de potencies

Pel càlcul del $\cos \phi$, hem de considerar el triangle de potències de la instal·lació, tal i com es veu al diagrama, i calcular ϕ que serà de 25,84 i el seu $\cos \phi$ de 0,9, que es el valor que utilitzarem als càlculs de la xarxa de mitja tensió d'evacuació d'energia del parc.

Tots els valors es detallen a la taula següent:

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA "AUBAGUES"		
POTENCIA PIC (MWp)	25	
POTENCIA NOMINAL. (MWn)	24,56 a 30°C	
Descripció	Per inversor (Tipo1)	Total de la Central
Inversors	15	15
Strings / Inversor	169	1684

Taula 8 Justificació Inversors

1.9.3.6 Transformador

El transformador de potencia eleva la tensió de sortida AC de l'inversor per aconseguir una transmissió de major eficiència a les línies de mitja tensió de la planta fotovoltaica. A la taula 9 tenim les característiques d'aquests transformadors.



Il·lustració 6 Transformador de potencia

Característiques transformador de potencia	
Potencia nominal	4911.0 kVA
Relació de transformació	0.63/30.0kV
Sistema de refrigeració	ONAN
Canviador de tomes	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Curtcircuit (Xcc)	0.08

Taula 9 Transformador de potencia

1.9.3.7 Centre de Transformació (CT)

Els centres de transformació (CT) son edificis o contenidors interiors. La tensió de l'energia del camp solar s'incrementa a un nivell més alt amb el propòsit de facilitar l'evacuació de l'energia generada.

Els inversors y transformadors s'allotjaran als centres de transformació.

El centre de transformació es subministrarà amb interruptors de mitja tensió que inclouen una unitat de protecció del transformador, una unitat d'alimentació directa d'entrada, una unitat d'alimentació directa de sortida i les plaques elèctriques. En

particular, pel primer centre de transformació de cada línia de MT, la unitat d'entrada directa no s'instal·larà. A la taula 10 hi figuren les característiques del CT.

Característiques del centre de transformació	
Potencia màxima	4911.0 kVA
Numero d'inversors	3
Numero de transformadors	1
Relació de transformació	0.63/30kV
Servei	Interior

Taula 10 Centre de Transformació

1.10 INSTAL·LACIONS D'EVACUACIÓ D'ENERGIA

1.10.1 DESCRIPCIÓ DE LES INSTAL·LACIONS D'EVACUACIÓ D'ENERGIA

L'energia produïda per la Planta Solar Fotovoltaica Aubagues s'evacuarà mitjançant una línia subterrània de MT a 30 kV fins a la subestació Granyena 30/220 kV, on s'eleva a la tensió de transport de 220 kV. La SET Granyena 30/220kV es connectarà mitjançant una línia aèria d'AT a 220 kV d'entrada i sortida la amb LAAT 220kV SET Cirerer- SET Rubí 220kV, punt final d'entrega de l'energia.

1.10.2 LÍNIA SUBTERRÀNIA DE MITJA TENSÍO A 30 kV

Per a l'evacuació de l'energia produïda en la planta solar fotovoltaica s'evacuarà s'ha optat per una línia de mitja tensió a 30 kV subterrània pels motius següents:

- Minimització de l'impacte paisatgístic.
- Poc impacte sobre el territori al utilitzar camins i zones de pas existents, minimitzant les afectacions a la flora i eliminant afectacions a zones de bosc i matollar.
- Impacte molt baix en la avifauna i en la fauna en general tant en la fase de construcció com en la d'explotació de la instal·lació.
- Reducció de la superfície d'afectació i de servitud.

Les característiques principals de la línia són:

Tensió nominal de la línia U_n (kV)	Tensió nominal cables i accessoris U_0/U (kV eficaces)	Tensió més elevada cable i accessoris U_m (kV eficaces)	Tensió suportada nominal a freqüència industrial (kV eficaces)	Tensió de xoc suportada nominal (tipus llamp) (kV de cresta)
30	18/30	36	70	170

U Tensió assignada eficaç a 50 Hz entre dos conductors qualsevol per a la qual s'han dissenyat el cable i els seus accessoris.

U_n Tensió nominal eficaç a 50 Hz de la xarxa.

U_0 Tensió assignada eficaç a 50 Hz entre cada conductor i la pantalla de cable per a la qual s'han dissenyat el cable i els seus accessoris.

U_m Tensió més elevada per al material a 50 Hz entre dos conductors qualsevol.

La nova línia subterrània tindrà origen en el centre de seccionament (CS) de la Planta Solar Fotovoltaica Aubagues, anirà canalitzada per camins i zones de pas existents fins a la SET Granyena 30/220kV, on finalitzarà.

Aquest nou tram de línia subterrània anirà soterrat en rasa amb tubs protegits amb sorra i formigonats en els encreuaments de camins i passos rodats, i tindrà una longitud total de 8,551 km de línia de dos circuits.

Cadascun dels dos circuits està format per tres conductors unipolars, tipus RH5Z1 (AS) Al, les característiques dels quals s'ajustaran a les definides a les normes UNE HD 620-10E i UNE 211620, pels cables indicats. La tensió assignada del cable serà de 18/30 kV, el conductor serà d'alumini de 400 mm², la pantalla serà d'alumini, el recobriment extern estarà format per una capa de material aïllant resistent a l'erosió i als contaminants que puguin trobar-se al subsol.

El traçat s'efectuarà per zones que ofereixin rasants presents o futures que puguin romandre permanents.

La reglamentació existent sobre línies subterrànies és aquella establerta a la Instrucció Tècnica Complementària ITC-LAT 06 del Reglament sobre condicions tècniques i garanties de seguretat en les línies elèctriques d'alta tensió aprovat per Reial Decret 223/2008, de 15 de febrer, publicat al BOE núm. 68, de 19 de març de 2008, així com la resolució TRI/301/2006, de 3 de febrer, per la qual s'estableixen els requisits de senyalització i protecció de les xarxes soterrades de distribució elèctrica de mitjana i

alta tensió, a l'àmbit territorial de Catalunya, soterrant els conductors a una fondària no inferior a 0,60 m en vorera i a 0,80 m en calçada. Així mateix es tindran amb consideració el Decret 120/92 de 28 d'abril i l'Ordre de 5 de juliol de 1993 sobre xarxes subterrànies de Servei Públic. En el plànol de canalització, s'hi detallen la secció i la disposició dels cables.

Al llarg del recorregut de la línia, sobre el cable, es col·locaran elements que senyalitzin la presència dels cables.

A l'execució dels treballs es compliran quantes condicions tècniques imposin els Organismes afectats.

1.10.2.1 Característiques elèctriques del conductor subterrani de MT

Els conductors subterranis a utilitzar seran unipolars i s'ajustaran al que indica les Normes UNE-HD 620-10E i UNE 211620:2010 i/o ITC-LAT-06.

Els conductors seran circulars compactes d'alumini, de classe 2 segons la norma UNE-EN 60228, i estaran formats per diversos fils d'alumini cablejats.

Sobre el conductor hi haurà una capa de mescla semiconductora termoestable extruïda, adherida a l'aïllament en tota la seva superfície, amb un gruix mig mínim de 0,5 mm i sense acció nociva sobre el conductor.

L'aïllament estarà constituït per un dielèctric sec extruït, de compost DIX3, taula 2A del document d'harmonització UNE-HD 620-1. (XLPE), de 6,4 mm de gruix mig mínim.

Sobre l'aïllament hi haurà una part semiconductora no metàl·lica, associada a una part metàl·lica. La part no metàl·lica estarà constituïda per una capa de mescla semiconductora termoestable extruïda, de 0,5 mm de gruix mig mínim, que es pugui separar de l'aïllament sense deixar sobre ell traces de mescla semiconductora apreciables a simple vista i sense cap eina especial ni aportació de calor (semiconductora pelable)

Per sobre de la part semiconductora externa hi haurà una capa semiconductora higr expansiva que pot realitzar-se amb cinta i amb una superposició mínima del 10%.

La pantalla metàl·lica ha d'assegurar la conducció del corrent de falta i evitar la propagació radial d'aigua en el cable.

Estarà realitzada amb una cinta d'alumini monoplaca, de 0,3 mm d'espessor, formant un tub longitudinal, amb les vores superposades al menys 5 mm i encolades, aquest tub ha de quedar adherit longitudinalment amb continuïtat a la coberta.

La resistència elèctrica màxima de la pantalla metàl·lica és la indicada en la Taula 4 de l'Annex 1 de la Norma UNE 211620.

La col·locació de la pantalla semiconductora interna, de l'aïllament i de la pantalla semiconductora externa, en el procés de fabricació dels cables, es realitzarà per triple extrusió simultània.

La coberta exterior serà de color vermell i estarà constituïda per una capa d'un compost termoplàstic a base de poliolefina, tipus DMZ1, taula 4C de la UNE-HD 620-1 apartat 4.9. L'espessor mínim absolut que ha de tenir la coberta exterior serà de 2 mm, el valor nominal serà de 2,75 mm segons la Norma UNE 211620.

Cada circuit estarà format per tres conductors unipolars, tipus RH5Z1 18/30 kV 1x400 mm² Al, i les seves característiques són:

Intensitat màxima admissible sota tub (segons ITC-LAT 06)	415 A
Resistència elèctrica del conductor a 20°C	0,078 Ω/Km
Resistència elèctrica del conductor a 90°C	0,100 Ω/Km
Reactància	0,106 Ω/Km
Secció	400 mm ²
Pes del cable	2320 Kg/km
Límit tèrmic del conductor (T=250°C 1s)	37,6 kA
Radi mínim curvatura	690 mm

1.10.2.2 Proteccions

La protecció contra sobreintensitats, sobrecàrregues y sobreintensitat es realitzarà amb interruptors automàtics amb relé a la capçalera de la línia ubicats al CS de la planta solar fotovoltaica.

La regulació del relé es realitzarà d'acord a la capacitat dels conductors instal·lats, de forma que qualsevol defecte provoqui el disparament de l'interruptor automàtic abans de que es malmeti la instal·lació.

1.10.2.3 Canalitjacions

A la rasa els conductors aniran allotjats a l'interior de tub de PE de 200 mm de diàmetre. Així mateix, els tubs aniran directament enterrats, embolicats amb sorra i per la part superior es cobriran amb terra adequada compactada per capes de 15 cm. A més, es col·locaran cintes de senyalització tenint en compte que la seva distància mínima a terra serà de 15 cm i de 30 cm a la part superior del cable o tub

A la rasa de creuaments de camins o carreteres, els conductors aniran allotjats en l'interior de tubs de PE de 200 mm de diàmetre recoberts amb formigó no estructural HNE15 / B / 20 fins a 10 cm per sobre del tub superior, seguidament el formigó per la part superior anirà cobert per terra adequada compactada per capes de 15 cm. A més, es col·locaran cintes de senyalització tenint en compte que la seva distància mínima a terra serà de 15 cm i de 30 cm a la part superior del cable o tub.

La profunditat mínima dels tubs de la canalització serà de 0,70 m, 0,80 m en els encreuaments de camins o carreteres, fins a la part superior del tub més pròxim a la superfície, per tal de preservar a aquests circuits de les incidències que es desenvolupen en el subsol.

Al llarg de tot el recorregut de les canalitzacions es disposarà tubs de reserva de les mateixes característiques dels indicats anteriorment.

Les canalitzacions podran portar tritubs de control per a l'estesa de fibra òptica, situats sobre dels tubs elèctrics. Aquesta canalització, tindrà continuïtat en tot el seu recorregut, a l'objecte de facilitar l'estesa dels cables de control, inclòs en les arquetes i cales de tir.

Quan sigui estrictament necessari, i de forma justificada, es pot admetre una profunditat menor a la indicada anteriorment en aquest mateix apartat, sempre que es disposin canalitzacions entubades especialment protegides; amb mesures de protecció mecàniques addicionals, com ara la col·locació de xapes metàl·liques de 8 mm de gruix.

Las característiques tècniques del tub de polietilè a utilitzar son:

- Tipus de material: PE (polietilè).
- Tipus de construcció: Doble paret (Interior llisa, exterior corrugada) rígida.
- Diàmetre interior: 165 mm mínim.
- Diàmetre exterior: 200 mm.
- Resistència a la compressió: major de 450 N.
- Resistència a l'impacte: Tipus N (ús normal).
- Color: Vermell.
- Marques en el tub: Indeleble. Indicant nom o marca de fabricant designació, any de fabricació, lot i Norma UNE EN 50086-2-4.

1.10.2.4 Distàncies de seguretat

1.10.2.4.1 Encreuaments

Les condicions a que han d'adequar-se els encreuaments de cables subterranis són les següents:

Carrers i carreteres: Els cables es col·locaran en tubs formigonats en tota la longitud a una profunditat mínima de 0,8 m. Sempre que sigui possible, l'encreuament es farà perpendicular al eix del vial.

Amb ferrocarrils: Els cables es col·locaran en tubs formigonats, perpendiculars a la via sempre que sigui possible, i a una profunditat mínima de 1,1 m respecte a la cara inferior de la travessa. Aquests tubs travessaran les vies fèrries en 1,5 m per cada extrem.

Amb altres conductors d'energia: Sempre que sigui possible, es procurarà que els cables d'alta tensió discorrin per sota dels de baixa tensió. La distància mínima entre un cable d'energia elèctrica d'AT i altres cables d'energia elèctrica serà de 0,25 metres. La distància del punt d'encreuament als empalmaments serà superior a 1 metre. Quan no puguin respectar-se aquestes distàncies, el cable instal·lat més recentment es disposarà separat mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

Amb cables de telecomunicacions: La separació mínima entre els cables d'energia elèctrica i els de telecomunicació serà de 0,20 metres. La distància del punt d'encreuament als entroncaments, tant del cable d'energia com del cable de telecomunicació, serà superior a 1 metre. Quan no puguin respectar-se aquestes distàncies, el cable instal·lat més recentment es disposarà separat mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

Amb canalitzacions d'aigua: La distància mínima entre els cables d'energia elèctrica i canalitzacions d'aigua serà de 0,2 metres. S'evitarà l'encreuament per la vertical de les juntes de les canalitzacions d'aigua, o dels entroncaments de la canalització elèctrica, situant unes i altres a una distància superior a 1 metre de la cruïlla. Quan no puguin mantenir aquestes distàncies, la canalització més recent es disposarà separada mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte

d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

Amb canalitzacions de gas: En els encreuaments de línies subterrànies d'AT amb canalitzacions de gas s'han de mantenir les distàncies mínimes que s'estableixen a la següent taula. Quan per causes justificades no es poden mantenir aquestes distàncies, es pot reduir mitjançant col·locació d'una protecció suplementària, fins als mínims establerts en aquesta taula. Aquesta protecció suplementària, a col·locar entre serveis, estarà constituïda per materials preferentment ceràmics (rajoles, rajoles, maons, etc.).

En els casos en què no es pugui complir amb la distància mínima establerta amb protecció suplementària i es considerés necessari reduir aquesta distància, es posarà en coneixement de l'empresa propietària de la conducció de gas, perquè indiqui les mesures a aplicar en cada cas.

	Pressió de la instal·lació de gas	Distància mínima (d) sense protecció suplementària	Distància mínima (d) amb protecció suplementària
Canalitzacions i connexions de servei.	En alta pressió >4 bar.	0,40 m	0,25 m
	En mitja i baixa pressió ≤ 4 bar.	0,40 m	0,25 m
Connexió de servei interior*	En alta pressió >4 bar.	0,40 m	0,25 m
	En mitja i baixa pressió ≤ 4 bar.	0,20 m	0,10 m

* Connexió de servei interior: És el conjunt de conduccions i accessoris compresos entre la clau general de connexió de servei de la companyia subministradora (sense incloure aquesta) i la vàlvula de seccionament existent a l'estació de regulació i mesura. És la part de connexió propietat de client.

La protecció suplementària garantirà una mínima cobertura longitudinal de 0,45 metres a banda i banda de l'encreuament i 0,30 metres d'amplada centrada amb la instal·lació que es pretén protegir, d'acord amb la figura adjunta.

En el cas de línia subterrània d'alta tensió amb canalització entubada, es considerarà com a protecció suplementària el mateix tub, no són aplicables les cobertures mínimes indicades anteriorment. Els tubs estaran constituïts per materials amb adequada resistència mecànica, una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

Amb conduccions de clavegueram: Es procurarà passar els cables per sobre de les conduccions de clavegueram. No s'admetrà incidir en el seu interior. S'admetrà incidir en la seva paret (per exemple, instal·lant tubs), sempre que s'asseguri que aquesta no ha quedat debilitada. Si no és possible, es passarà per sota, i els cables es disposaran separats mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència

mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

Amb dipòsits de carburants: Els cables es disposaran separats mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm. Els tubs de distar, com a mínim, 1,20 metres del dipòsit. Els extrems dels tubs ultrapassaran a el dipòsit, com a mínim, 2 metres per cada extrem.

1.10.2.4.2 Proximitats i paral·lelismes

Els cables subterranis, qualsevol que sigui la seva forma d'instal·lació, haurà de complir les condicions i distàncies de seguretat que s'indica a continuació, procurant evitar que quedin en el mateix pla vertical que les altres conduccions.

Amb altres conductors d'energia elèctrica: Els cables d'alta tensió podran instal·lar-se paral·lelament a altres de baixa o alta tensió, mantenint entre ells una distància mínima de 0,25 metres. Quan no es pugui respectar aquesta distància la conducció més recent es disposarà separada mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

En el cas que un mateix propietari canalitzi a la vegada diversos cables d'AT del mateix nivell de tensions, podrà instal·lar-los a menys distància.

Amb cables de telecomunicació: La distància mínima entre els cables d'energia elèctrica i els de telecomunicació serà de 0,20 metres. Quan no es pugui mantenir aquesta distància, la canalització més recent instal·lada es disposarà separada mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

Amb canalitzacions d'aigua: La distància mínima entre els cables d'energia elèctrica i les canalitzacions d'aigua serà de 0,20 metres. La distància mínima entre els entroncaments dels cables d'energia elèctrica i les juntes de les canalitzacions d'aigua serà d'1 metre. Quan no puguin mantenir aquestes distàncies, la canalització més recent es disposarà separada mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que

suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

Es procurarà mantenir una distància mínima de 0,20 metres en projecció horitzontal i, també, que la canalització d'aigua quedi per sota del nivell del cable elèctric.

D'altra banda, les artèries importants d'aigua es disposaran allunyades de manera que s'assegurin distàncies superiors a 1 metre respecte als cables elèctrics d'alta tensió.

Amb canalitzacions de gas: En els paral·lelismes de línies subterrànies d'AT amb canalitzacions de gas s'han de mantenir les distàncies mínimes que s'estableixen a la següent taula. Quan per causes justificades no es poden mantenir aquestes distàncies, es poden reduir mitjançant la col·locació d'una protecció suplementària fins a les distàncies mínimes establertes en aquesta taula 4. Aquesta protecció suplementària a col·locar entre serveis estarà constituïda per materials preferentment ceràmics (rajoles, rajoles, maó, etc.) o per tubs d'adequada resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

	Pressió de la instal·lació de gas	Distància mínima (d) sense protecció suplementària	Distància mínima (d) amb protecció suplementària
Canalitzacions i connexions de servei.	En alta pressió >4 bar.	0,40 m	0,25 m
	En mitja i baixa pressió ≤ 4 bar.	0,25 m	0,15 m
Connexió de servei interior*	En alta pressió >4 bar.	0,40 m	0,25 m
	En mitja i baixa pressió ≤ 4 bar.	0,20 m	0,10 m

* Connexió de servei interior: És el conjunt de conduccions i accessoris compresos entre la clau general de connexió de servei de la companyia subministradora (sense incloure aquesta) i la vàlvula de seccionament existent a l'estació de regulació i mesura. És la part de connexió propietat de client.

La distància mínima entre els entroncaments dels cables d'energia elèctrica i les juntes de les canalitzacions de gas serà d'1 metre.

Amb connexions de servei (escomeses): En el cas que algun dels dos serveis que s'entrecreuen o van paral·lels sigui una connexió de servei o escomesa a un edifici, s'ha de mantenir entre tots dos una distància mínima de 0,30 metres. Quan no es pugui respectar aquesta distància, la conducció més recent es disposarà separada mitjançant tubs, conductes o divisòries constituïts per materials de resistència mecànica, amb una resistència a la compressió de 450 N i que suportin un impacte d'energia de 20 J si el

diàmetre exterior del tub no és superior a 90 mm, 28 J si és superior a 90 mm i menor o igual 140 mm i de 40 J quan és superior a 140 mm.

L'entrada de les connexions de servei als edificis, tant cables de BT com d'AT en el cas de connexions de servei elèctriques, s'ha de tapar fins a aconseguir la seva estanquitat.



1.12 CONCLUSIONS

Exposat l'objecte i la utilitat d'aquest avantprojecte, es considera suficientment descrites les instal·lacions de producció i d'evacuació d'energia elèctrica de la planta solar fotovoltaica Aubagues per inicial els tràmits per obtenir les corresponents autoritzacions prèvies i s'espera que el mateix mereixi l'aprovació de l'Administració.

Barcelona, desembre de 2020

NOELIA
MARTÍ
TIZÓN

Firmado digitalmente
por NOELIA MARTÍ
TIZÓN
Fecha: 2020.12.18
16:49:11 +01'00'

El Tècnic Responsable
Noelia Martí Tizón
Núm. de Col·legiat 17910 del COEIC

**ENERGÍA
INAGOTABLE
DE BETA ,SL**

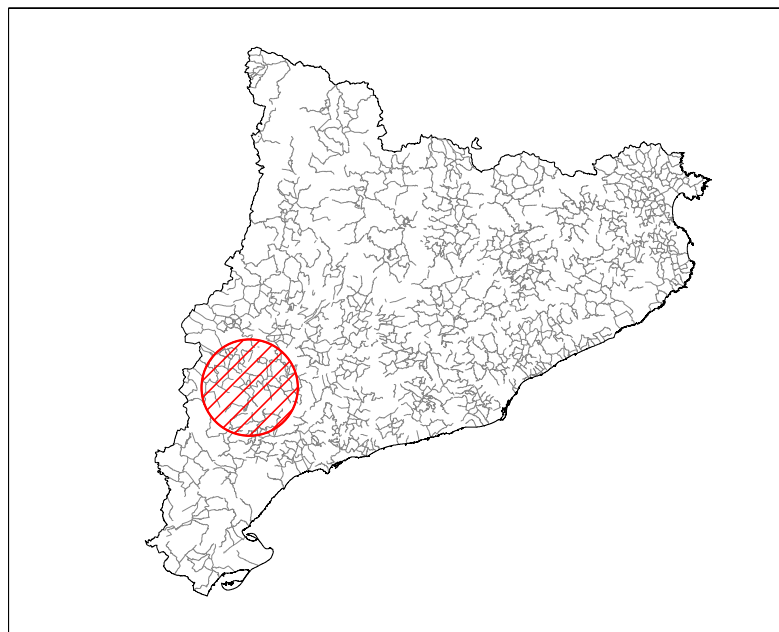


**PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
"AUBAGUES" 25 MWp
EN EL TERMES MUNICIPALS DE
JUNCOSA, ELS TORMS, BELLAGUARDA,
LA GRANADELLA, EL SOLERÀS I
GRANYENA DE LES GARRIGUES
(PROVÍNCIA DE LLEIDA)**

2 PLÀNOLS

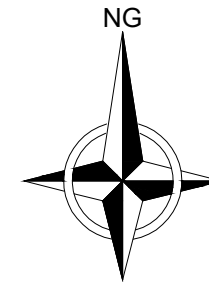
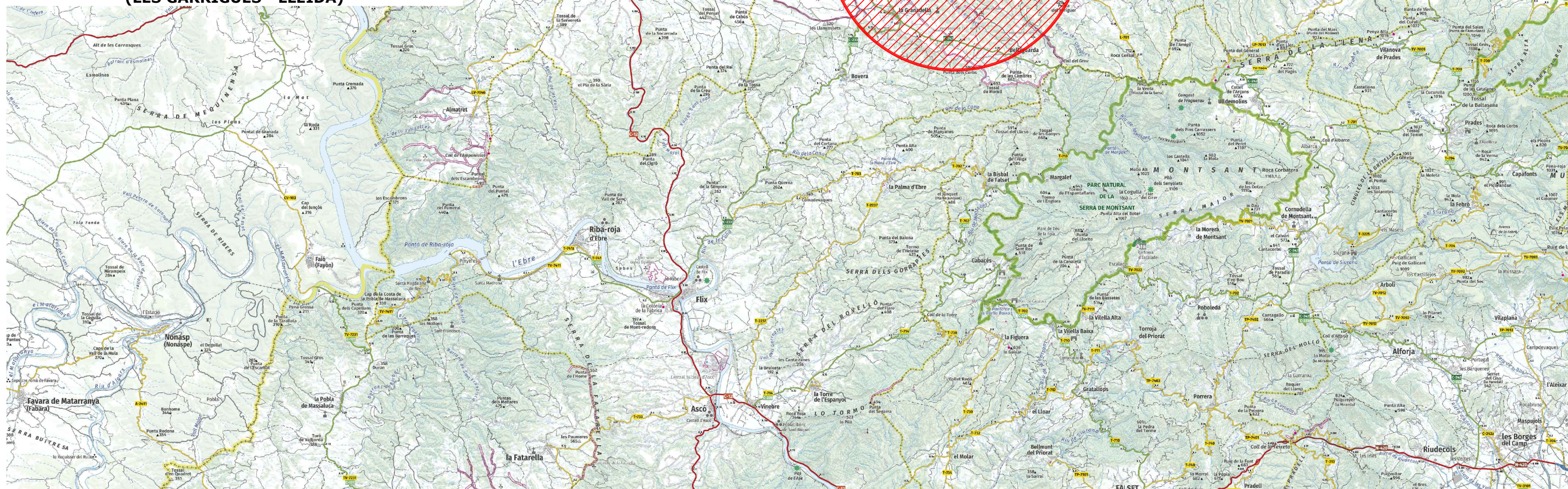
ÍNDIX DELS PLÀNOLS

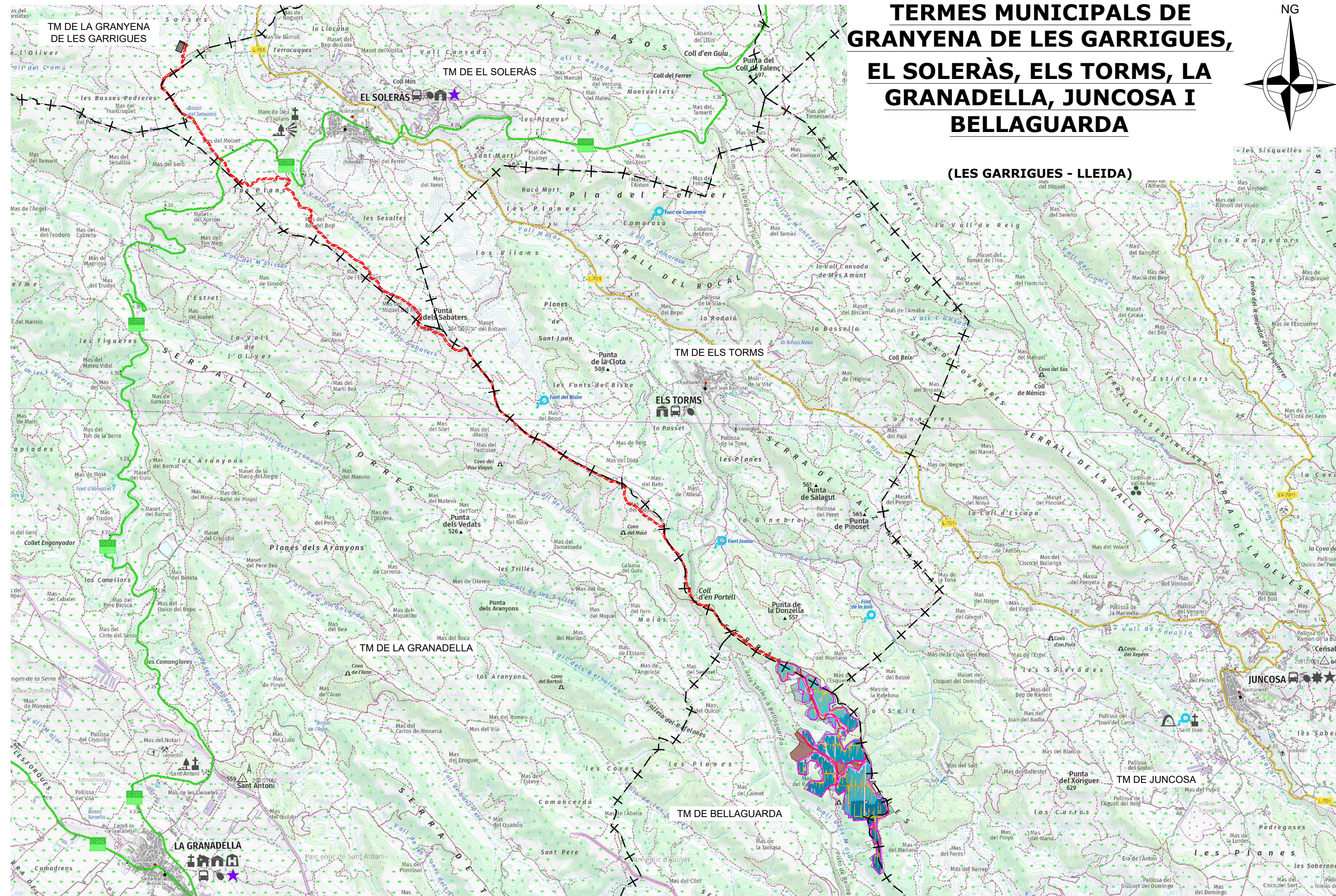
- 2.1 SITUACIÓ
- 2.2 EMPLAÇAMENT
- 2.3 PLANTA GENERAL PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
- 2.4 PLANTA GENERAL LÍNIA EVACUACIÓ MT A 30 kV



TERMES MUNICIPALS DE GRANYENA DE LES GARRIGUES, EL SOLERÀS, ELS TORMS, LA GRANADELLA, JUNCOSA I BELLAGUARDA

(LES GARRIGUES - LLEIDA)

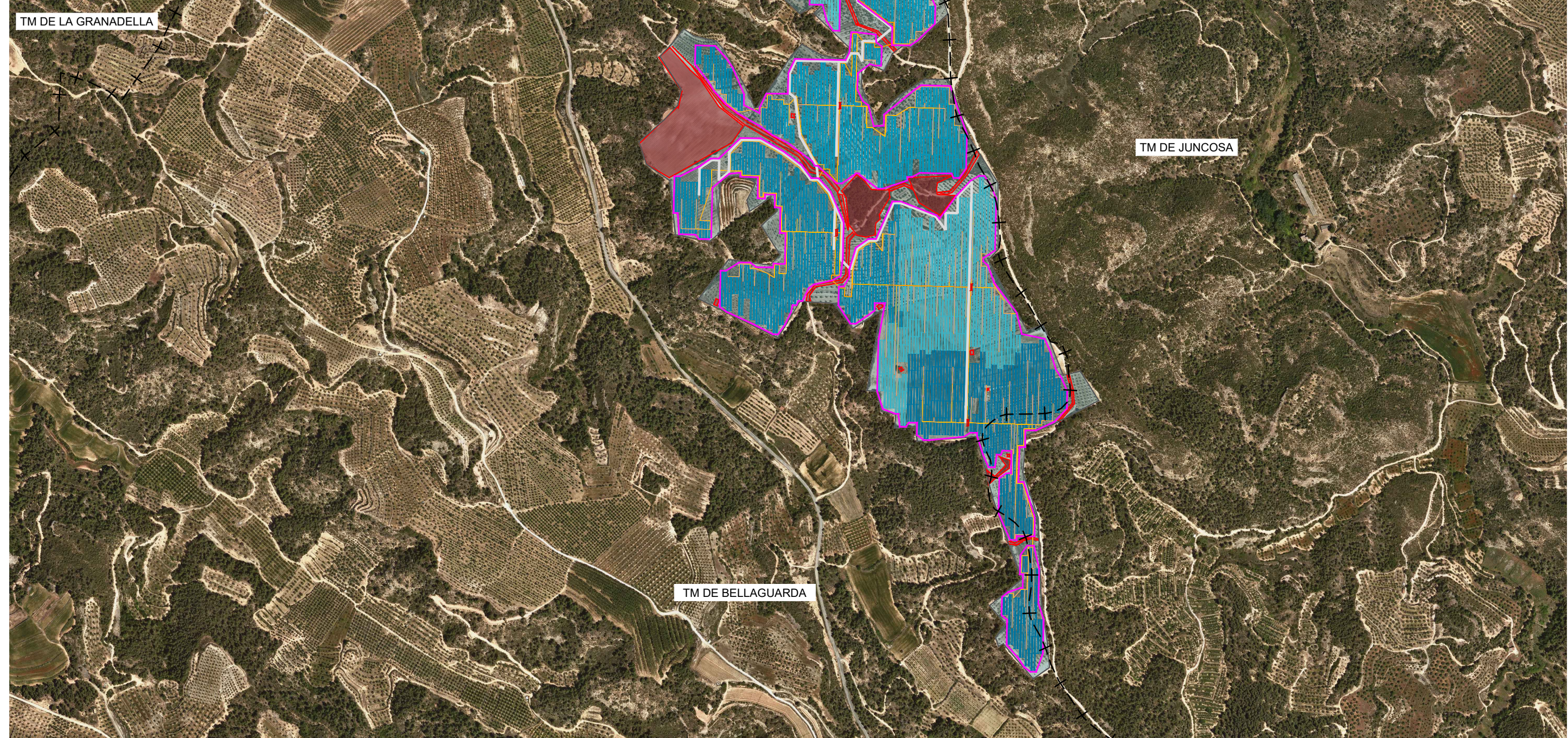
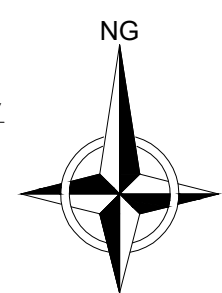




- Àrea disponible
- Àrea restringida
- Subestació
- Centre de transformació
- Els colors indiquen la connexió del camp solar amb cada CT
- Estructures de muntatge
- Vials
- Rases de mitja tensió
- Rases de baixa tensió
- Vallat
- Línies de mitja tensió
- Cables de les caixes de string al inversor
- Caixes de String

TERMES MUNICIPALS DE GRANYENA DE LES GARRIGUES, EL SOLERÀS, ELS TORMS, LA GRANADELLA, JUNCOSA I BELLAGUARDA

(LES GARRIGUES - LLEIDA)



2007407 FORESTALIA PIV SPUTNIK - AUBAGUES

ENERGÍA INAGOTABLE DE BETA, S.L.

forestalia

BluePROM

ASSET & PROJECT MANAGEMENT



TÍTOL
AVANTPROJECTE DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA "AUBAGUES" 25 MWp
EN ELS TERMES MUNICIPALS DE GRANYENA DE LES GARRIGUES, EL SOLERÀS, ELS TORMS, LA GRANADELLA, JUNCOSA I BELLAGUARDA (PROVÍNCIA DE LLEIDA)

CLAU
-

ESCALES

1:8000

0 80 160 240m

FORMAT DIN-A3

NOM DEL PLÀNOL:
PLANTA GENERAL PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

DATA:
DESEMBRE 2020

NOM ARXIU:
2007407 AUBAGUES

PLÀNOL:
2.3

TERMES MUNICIPALS DE GRANYENA DE LES GARRIGUES, EL SOLERÀS, ELS TORMS, LA GRANADELLA, JUNCOSA I BELLAGUARDA



(LES GARRIGUES - LLEIDA)



2007407 FORESTALIA PVV SPUTNIK - AUBAGUES

ENERGÍA
INAGOTABLE
DE BETA, S.L.



BluePROM
ASSET & PROJECT MANAGEMENT



im3

TÍTOL

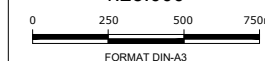
AVANTPROJECTE DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA "AUBAGUES" 25 MWp
EN ELS TERMES MUNICIPALS DE GRANYENA DE LES GARRIGUES, EL SOLERÀS, ELS TORMS,
LA GRANADELLA, JUNCOSA I BELLAGUARDA (PROVÍNCIA DE LLEIDA)

CLAU

-

ESCALES

1:25.000



NOM DEL PLÀNOL:

PLANTA GENERAL LÍNIA
EVACUACIÓ MT A 25 KV

DATA:

DESEMBRE 2020

NOM ARXIU

2007407 AUBAGUES

PLÀNOL:

2.4

ENERGÍA
INAGOTABLE
DE BETA, SL

PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
"AUBAGUES" 25 MWp
EN EL TERMES MUNICIPALS DE
JUNCOSA, ELS TORMS, BELLAGUARDA,
LA GRANADELLA, EL SOLERÀS I
GRANYENA DE LES GARRIGUES
(PROVÍNCIA DE LLEIDA)

3 ANNEX. ESTUDI DE PRODUCCIÓ



INFORME DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Planta FV 2007407 PSFV LES
GARRIGUES-AUBAGUES

Preparado para: IM3
2020/12/11

TABLA DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN

2. EMPLAZAMIENTO

- 2.1. Localización
- 2.2. Área de la parcela
- 2.3. Topografía
- 2.4. Perfil del horizonte

3. RECURSO SOLAR

- 3.1. Fuente de datos PVGIS
- 3.2. Año Meteorológico Típico (P50)
- 3.3. Albedo terrestre

4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

5. PÉRDIDAS

- 5.1. Transposición de la GHI al plano inclinado
- 5.2. Pérdidas por sombreado lejano
- 5.3. Pérdidas por sombreado cercano
- 5.4. Pérdida por suciedad y polvo
- 5.5. Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)
- 5.6. Módulo FV – Degradación anual
- 5.7. Pérdida por nivel de radiación
- 5.8. Pérdidas por temperatura
- 5.9. Pérdidas por calidad del módulo
- 5.10. Degradación inducida por la luz (LID)
- 5.11. Mismatch
- 5.12. Campo solar – Pérdidas por sombreado
- 5.13. Campo solar – Pérdidas de cableado DC
- 5.14. Centro de transformación – Pérdidas en el inversor
- 5.15. Centro de transformación – Pérdidas en el cable AC del inversor al transformador.
- 5.16. Centro de transformación – Pérdida en el transformador del centro de transformación.
- 5.17. Consumo auxiliar de la planta fotovoltaica
- 5.18. Indisponibilidad de la planta

6. RESULTADOS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO

- 6.1. Rendimiento y pérdidas de energía del primer año (P50)
- 6.2. Consumo nocturno del primer año

6.3. Producción a 25 años (P50)

1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este informe, producido por Rated Power, es describir la metodología utilizada para calcular el rendimiento energético de la planta fotovoltaica y presentar los resultados obtenidos.

Se proporciona un resumen de estos resultados en la Tabla 1.

Tabla 1. Resumen de los resultados

Descripción	Valor
Recurso solar	
Irradiación horizontal global	1726.7 kWh/m ²
Temperatura media	13.65 °C
Fuente de datos	PVGIS
Rendimiento energético (año 1)	
Producción específica	1819.0 kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento	79.88 %
Energía total inyectada	45.75 GWh
Consumo total de energía	-223.4 MWh
Rendimiento energético	45.5 GWh
Rendimiento energético (media de 25 años)	
Producción específica	1752.2 kWh/kWp
Rendimiento energético	1096.4 GWh
Coeficiente de rendimiento	76.94 %

Los resultados del rendimiento energético se calcularon considerando todas las pérdidas incurridas hasta e incluyendo el nivel de la subestación.

Las principales características de la planta fotovoltaica se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Características del Proyecto

Proyecto 2007407 PSFV LES GARRIGUES-AUBAGUES	
Localización	Spain, Catalunya
Potencia nominal (AC)	24,56 MWac
Potencia pico (DC)	25.0 MWdc
Ratio DC/AC	1.02
Tipo de estructura	Seguidor a un eje
Módulos fotovoltaicos (530.0 Wp)	47152
Centro de transformación (hasta 4911.0 kW)	5
Número de inversores (hasta 1637.0 kVA)	15
Área disponible	50.62 ha

El diseño completo se muestra en la Figura 1.

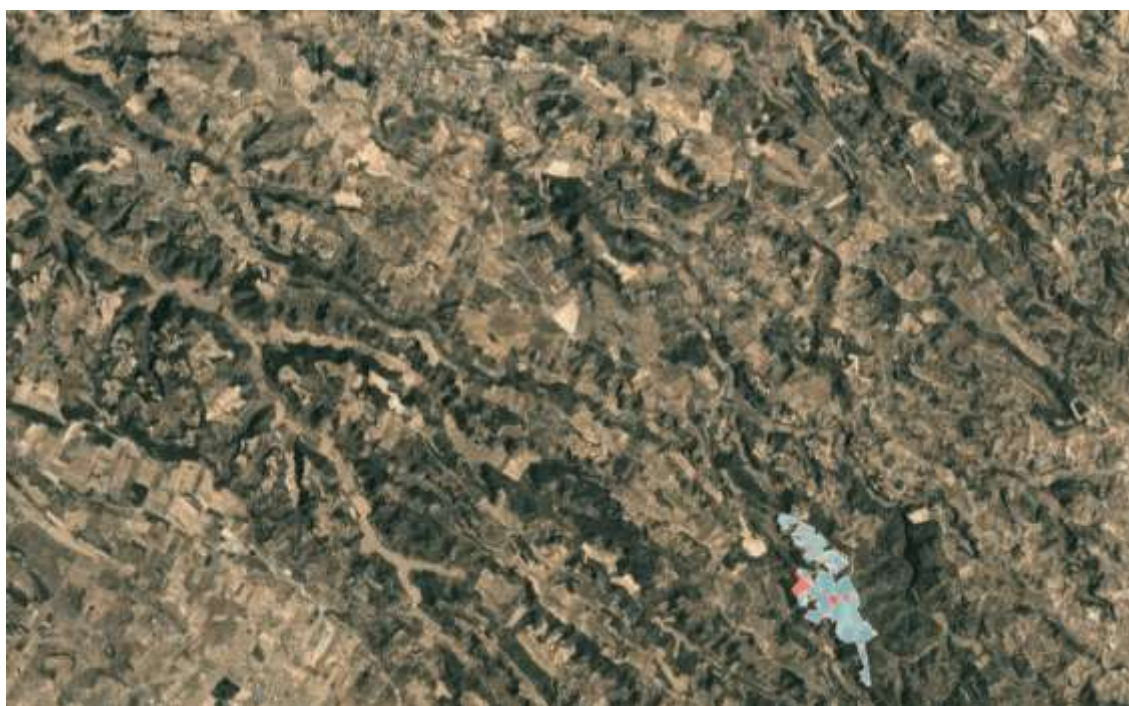


Figura 1. Layout general

2. EMPLAZAMIENTO

2.1. Localización

La planta fotovoltaica tiene las características mostradas en la Tabla 3.

Tabla 3. Características del emplazamiento

Características de la localización de la planta fotovoltaica	
Ciudad / Localidad	La Granadella
Región	Catalunya
País	Spain
Latitud	+41.39 °
Longitud	+0.70 °
Altitud	563.75 m a.m.s.l.
Zona horaria	UTC +1

En la Figura 2 se muestra la localización del proyecto. Se muestra una vista más cercana de la región en la Figura 3.



Figura 2. Localización de la planta fotovoltaica en la región de Catalunya, en Spain



Figura 3. Closer vista de la planta fotovoltaica en la región de Catalunya

2.2. Área de la parcela

El área donde la planta fotovoltaica será construida consiste en 1 áreas disponibles, con una superficie total de 55.04 ha. Hay un total de 24 áreas restringidas no aptas para la instalación de módulos fotovoltaicos. El área final disponible cubre una superficie de 50.62 ha.

El tamaño de cada área y el total del área disponible para instalación se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Tamaño de las áreas del proyecto.

Nombre de área	Superficie
Área disponible	
Área 1	55.04 ha
Área restringida	
Área 1	2.26 ha
Área 2	0.68 ha
Área 3	0.37 ha
Área 4	0.06 ha
Área 5	0.02 ha
Área 6	0.04 ha
Área 7	0.1 ha
Área 8	0.02 ha
Área 9	0.06 ha
Área 10	0.26 ha
Área 11	0.04 ha
Área 12	0.27 ha
Área 13	0.07 ha

Área 14	0.09 ha
Área 15	0.04 ha
Área 16	0.0 ha
Área 17	0.0 ha
Área 18	0.0 ha
Área 19	0.01 ha
Área 20	0.01 ha
Área 21	0.01 ha
Área 22	0.0 ha
Área 23	0.02 ha
Área 24	0.0 ha
Total del área disponible	50.62 ha

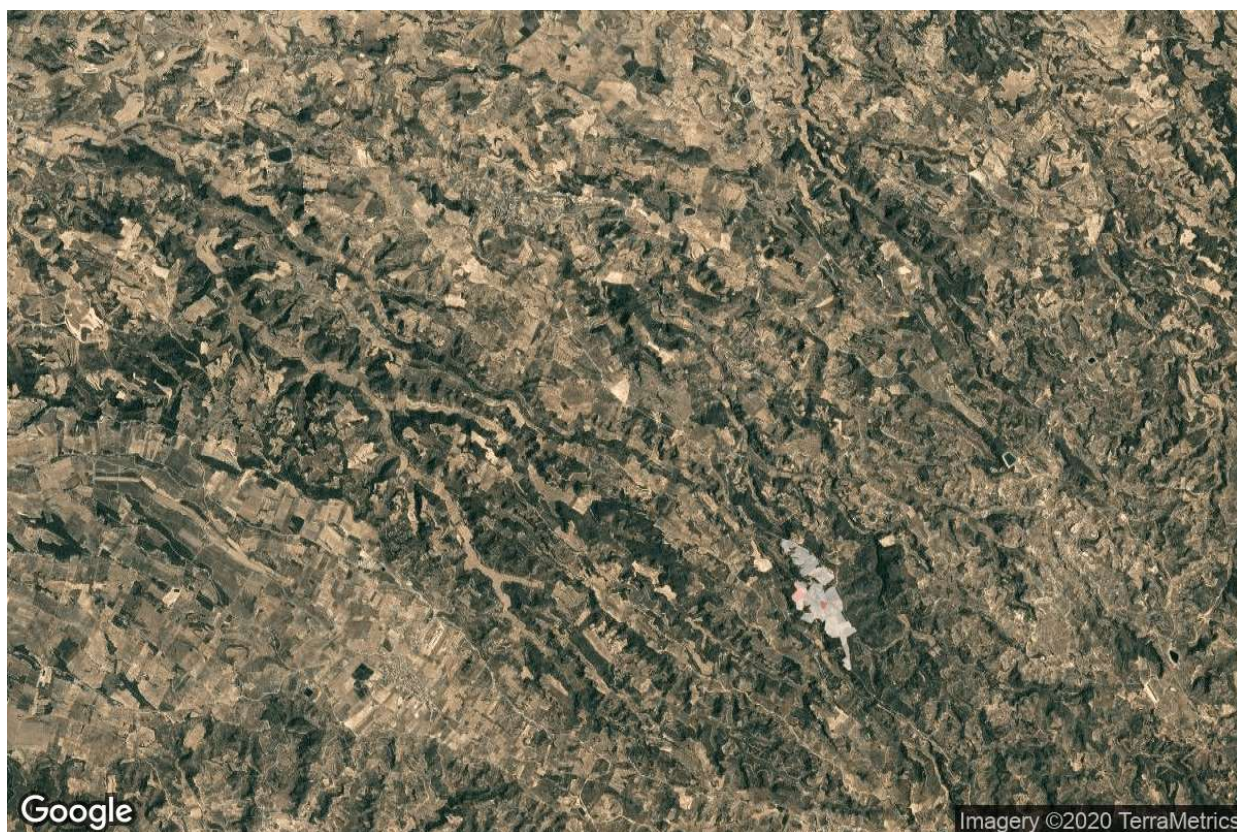


Figura 4. Áreas de 2007407 PSFV LES GARRIGUES-AUBAGUES Planta FV

2.3. Topografía

Se ha realizado un análisis preliminar de la topografía para estudiar la disponibilidad de terreno adecuado para la construcción de una planta fotovoltaica. Se calcularon las pendientes Norte-Sur y Este-Oeste.

La resolución de cuadrícula de los datos de elevación es de 30.0 m (en las direcciones Norte-Sur y Este-Oeste). Estos datos han sido proporcionados por Google Earth (SRTM-30).

Los datos de elevación fueron proporcionados por el usuario en formato CSV (XYZ).

Los resultados del análisis de pendientes del terreno muestran tres zonas diferenciadas:

- Zonas donde la pendiente es inferior al 5.00 %.
- Zonas donde la pendiente está entre 5.00% y 10.00 %.
- Zonas donde la pendiente es superior al 15.00 %.

NOTA: Las pendientes medidas en el sitio al realizar un análisis topográfico detallado podrían ser mayores que las pendientes obtenidas con la fuente de datos de Google Earth.

El mapa que se muestra en la Figura 5 representa las pendientes del terreno, con los siguientes colores:

- Pendientes $< 5.00\%$
- Pendientes $> 5.00\%$ y $< 10.00\%$
- Pendientes $> 10.00\%$ y $< 15.00\%$
- Pendientes $> 15.00\%$

Utilizando los datos de elevación mencionados anteriormente, se calculó la posición de las estructuras en el terreno. La pendiente del terreno debajo de las estructuras se calculó en la dirección Norte-Sur y en la dirección Este-Oeste. También se determinó la posición de los postes de las estructuras, incluyendo la elevación del terreno en cada poste y su altura.

Las estructuras que no cumplieron con los siguientes criterios se han quitado del layout:

- La estructura debe estar dentro de los límites del Modelo Digital del Terreno (MDT).
- La pendiente de las estructuras en la dirección Norte-Sur puede ser como máximo del 15.00 %.
- La pendiente de las estructuras en la dirección Este-Oeste puede ser como máximo del 15.00 %.

- La pendiente entre estructuras multi-fila puede ser como máximo del 15.00 %.
- La longitud de los postes puede ser como máximo de 3.93 m.

2.4. Perfil del horizonte

La irradiancia solar que llega a los módulos fotovoltaicos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte. Estas obstrucciones físicas bloquearán la componente directa de la irradiancia durante algunos períodos del día y también tendrán un impacto en la componente difusa. Por lo tanto, el perfil del horizonte afecta directamente el rendimiento energético de la planta fotovoltaica.

La línea del horizonte tiene una elevación promedio de 7.3 ° y una elevación máxima de 13.8 °. A lo largo del año, la línea del horizonte bloqueará el Sol durante un total de 639 horas. La fuente de datos para la línea del horizonte fue la base de datos PVGIS 5.

El valor de la elevación bloqueada en el rango de azimut completo se muestra en la Figura 6.

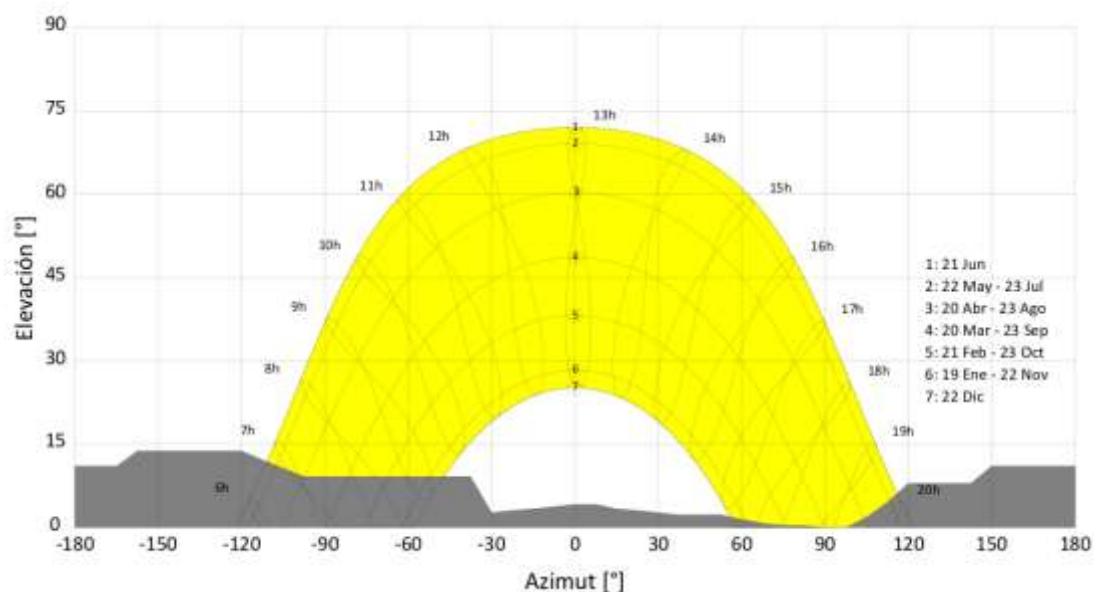


Figura 6. Perfil del horizonte (fuente datos: PVGIS 5)

3. RECURSO SOLAR

3.1. Fuente de datos PVGIS

PVGIS ha estado en continuo desarrollo durante más de 10 años en el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea. El enfoque de PVGIS es la investigación sobre evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV) y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento fotovoltaico.

La última versión de PVGIS (PVGIS-5) ha ampliado las capacidades del sistema y mejorado la cobertura de la base de datos meteorológicos. PVGIS-5 utiliza las bases de datos PVGIS-CMSAF, PVGIS-SARAH y PVGIS-NSRDB.

Las principales características de la base de datos PVGIS-5 son:

- Fuente: Satélite
- Cobertura espacial: Europa, África y la mayor parte de Asia y América del Sur.
- Período: desde 2005, 2006 y 2007 hasta hoy (10 años anteriores), según la región.
- Resolución espacial: dependiendo del emplazamiento, con un valor promedio de 4 km x 4 km.
- Resolución temporal: por hora.
- Incertidumbre: dependiendo del emplazamiento, $\pm 3\%$ a 10% en promedio.

En la Figura 7 se muestra la cobertura espacial de la base de datos PVGIS-5.

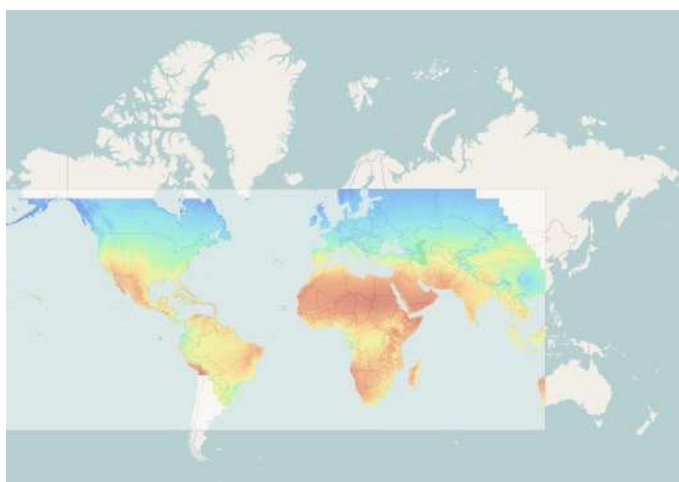


Figura 7. Cobertura espacial de la base de datos PVGIS.

Los datos de irradiancia solar de PVGIS se han calculado utilizando datos de satélite. Hay tres bases de datos satelitales disponibles:

- PVGIS-CMSAF es la base de datos utilizada en versiones anteriores de PVGIS. La base de datos cubre Europa, África y la mayor parte de América del Sur.
- PVGIS-SARAH es una base de datos basada en un nuevo algoritmo desarrollado por CM SAF. Anteriormente, solo se utilizaba para la región de Asia, pero hoy en día se puede usar también en Europa, África y Sudamérica (parcial).
- PVGIS-NSRDB es una colaboración entre PVGIS y el NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable), y consiste en la implementación del NSRDB en PVGIS.

3.2. Año Meteorológico Típico (P50)

El Año Meteorológico Típico (TMY – Typical Meteorological Year) es un conjunto de valores representativos de cualquier parámetro meteorológico dado, para una ubicación determinada. Se da en resolución horaria y se deriva de datos meteorológicos a largo plazo.

En la Tabla 5 se muestra un resumen mensual de los datos de TMY. Se muestra un gráfico que representa los datos de la Tabla 5.

Tabla 5. TMY irradiación mensual y temperatura.

Mes	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Temperatura
1	68.9	25.0	3.48 °C
2	84.5	32.4	5.07 °C
3	133.6	52.1	8.44 °C
4	168.9	63.9	11.78 °C
5	205.3	71.7	16.77 °C
6	225.1	70.8	22.33 °C
7	229.5	66.2	25.88 °C
8	200.0	56.8	21.84 °C
9	157.5	48.9	18.22 °C
10	115.8	40.2	15.38 °C
11	74.6	27.1	9.55 °C
12	63.0	23.1	4.53 °C
Año	1726.7	578.4	13.61 °C

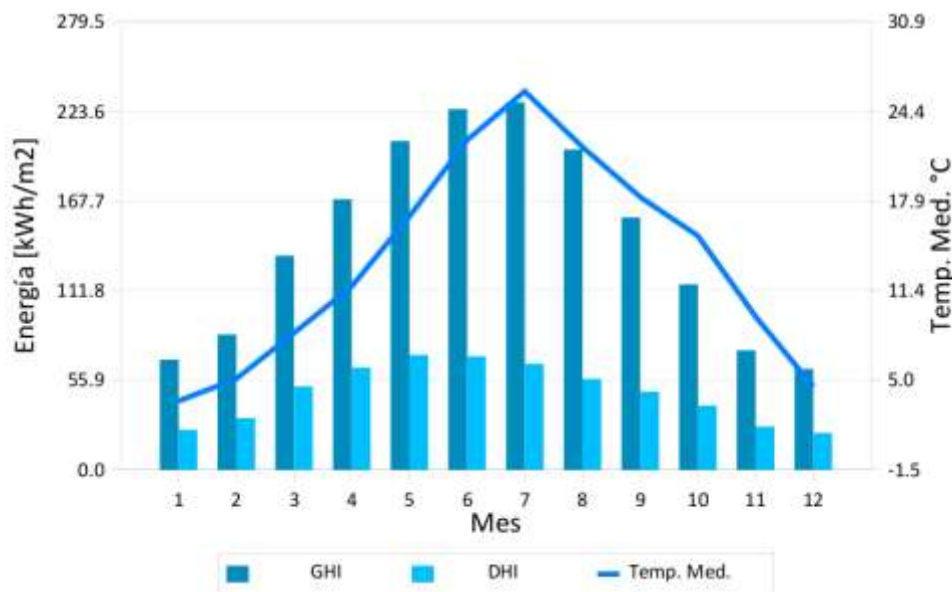


Figura 8. Gráfico del recurso solar

3.3. Albedo terrestre

Se han utilizado datos de albedo terrestre procedentes del sensor MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer), que es un instrumento a bordo de los satélites Terra y Aqua de la NASA.

La base de datos tiene una resolución temporal mensual, derivada de mediciones tomadas entre 2000 y 2017. El valor del albedo de cada mes se ha calculado como la media aritmética de todas las mediciones disponibles para cada mes.

La resolución espacial es de 0.1 grados en latitud y 0.1 grados en longitud, lo cual es equivalente a una malla de 11x11km en el ecuador. En localizaciones más alejadas del ecuador, la resolución en kilómetros se incrementa.

El valor medio del albedo para el año completo es de 13.77 %. Los valores medios mensuales se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Valores mensuales del albedo

Valores mensuales del albedo	
Enero	12.82 %
Febrero	13.36 %
Marzo	13.84 %
Abril	13.84 %
Mayo	13.82 %
Junio	14.09 %
Julio	14.53 %
Agosto	14.86 %
Septiembre	14.51 %
Octubre	13.82 %
Noviembre	13.05 %
Diciembre	12.71 %
Valor medio anual	13.77 %

4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La metodología utilizada para calcular el rendimiento energético se describe en el documento de METODOLOGÍA DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO.

La metodología requiere las siguientes entradas:

- El año meteorológico típico.
- Los parámetros del equipamiento eléctrico a utilizar.
- La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica.
- Parámetros de simulación tales como pérdidas o ajustes de cálculo.

Con estas entradas, los siguientes pasos se realizan de forma secuencial para calcular el valor final del rendimiento energético:

- La transposición de los componentes de radiación al plano inclinado.
- Usar una librería para calcular la posición del sol.
- El algoritmo de seguimiento solar utilizado en rastreadores de un solo eje (backtracking).
- Cálculo de los efectos de las sombras en la irradiancia recibida por un plano inclinado.
- Generación eléctrica de un módulo fotovoltaico, y sus pérdidas asociadas.
- Estimación del efecto del sombreado parcial en cadenas de módulos.
- Rendimiento de un inversor y ventana de operación.
- Pérdidas eléctricas en una planta fotovoltaica.

5. PÉRDIDAS

5.1. Transposición de la GHI al plano inclinado

La irradiación que alcanza el plano inclinado se calcula por transposición, a partir de la radiación global horizontal. Debido al ángulo de inclinación de los módulos, la transposición resulta en una ganancia respecto a la radiación que recibiría un plano horizontal. Esta ganancia va a ser mayor si la estructura de montaje es un seguidor a un eje.

La transposición de la GHI al plano inclinado resultó en una ganancia de +31.89 %.

5.2. Pérdidas por sombreado lejano

La radiación solar sobre los módulos cambiará si hay colinas o montañas en el horizonte que bloquean la radiación del sol durante algunos períodos del día. Para considerar estas sombras como parte del horizonte lejano, la distancia sombra generada por el obstáculo debe ser más de diez veces mayor que el tamaño de la planta fotovoltaica. Estas pérdidas representan el porcentaje de la energía perdida en términos de potencia fotovoltaica contra un horizonte plano.

En la Figura 15 se muestra el perfil de horizonte considerado.

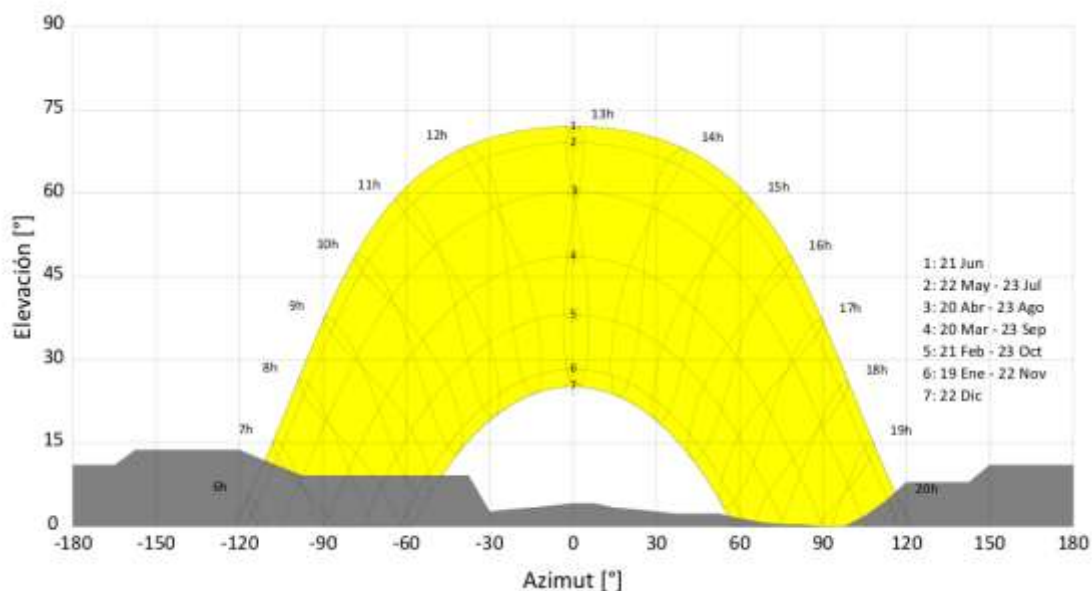


Figura 15. Perfil de horizonte (fuente: PVGIS 5)

Teniendo en cuenta este perfil de horizonte, las pérdidas se han estimado en un -1.74 %.

5.3. Pérdidas por sombreado cercano

En momentos del día en los cuales la elevación solar es baja, se pueden producir sombras entre filas de módulos fotovoltaicos. Estas sombras causan una reducción en la radiación percibida por los módulos sombreados.

El resultado del cálculo de las pérdidas anuales debido a las sombras cercanas es del - 2.85 %. Estas pérdidas son debidas al sombreado de la radiación difusa y de la radiación reflejada por el suelo. La radiación directa no se ve afectada gracias al uso de backtracking.

5.4. Pérdida por suciedad y polvo

La deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos causa la disminución de potencia del generador fotovoltaico. Para el mismo grado de suciedad, el impacto energético de este fenómeno es mayor para los rayos incidentes oblicuamente que para los que inciden perpendicularmente.

Las pérdidas debidas a la suciedad en un día específico podrían bajar a 0% después de la lluvia o de un proceso de limpieza. Sin embargo, las pérdidas pueden llegar al 8% si los módulos están muy sucios. La acumulación de suciedad está influenciada por diferentes razones como la inclinación de los módulos, la proximidad a carreteras, el tipo de terreno, etc.

La pérdida por suciedad se ha modelizado como constante a lo largo del año, resultando en una pérdida de -2.00 %.

5.5. Pérdidas por ángulo de incidencia (IAM)

Las pérdidas angulares se producen cuando la incidencia de radiación solar en la superficie del módulo tiene un ángulo diferente de 0°. Esta pérdida es distinta a la pérdida por efecto coseno, y se debe a la reflexión de la luz solar en la superficie del cristal del módulo fotovoltaico. Esta pérdida se cuantifica utilizando el coeficiente IAM (Incidence Angle Modifier), cuyo valor depende de las propiedades del cristal con el cual se ha fabricado la cubierta del módulo fotovoltaico.

Las pérdidas por ángulo de incidencia en la cara frontal del módulo se han modelado según el modelo del ASHRAE, con coeficiente IAM igual a 0.05 (parámetro b0).

El resultado de las pérdidas por ángulo de incidencia es de -2.15 %.

5.6. Módulo FV – Degradación anual

Durante las primeras horas de exposición a la luz solar, el módulo sufre una degradación inicial conocida como LID (Light Induced Degradation).

Una vez se ha producido esta degradación inicial, otros procesos que suceden a más largo plazo dan lugar a una pérdida de producción.

Estos procesos consisten en la corrosión de los elementos conductores y la lámina EVA, dependiendo de las condiciones ambientales (por ejemplo, períodos de lluvia, ciclos de temperatura, humedad, salinidad).

El valor de la degradación anual fue de -0.30 % para el primer año de operación, y -0.30 % para los años posteriores.

5.7. Pérdida por nivel de radiación

La pérdida por nivel de radiación se refiere a la menor producción del módulo fotovoltaico respecto a las condiciones STC cuando la radiación es menor a 1000 W/m².

El valor de esta pérdida es de -1.08 %.

5.8. Pérdidas por temperatura

La producción de células fotovoltaicas se ve afectada negativamente por las altas temperaturas de operación. La pérdida es consecuencia de las características del módulo fotovoltaico. La temperatura de la celda es siempre más alta que la temperatura ambiente.

Se ha considerado un valor de 29.00 W/m²/K para la componente constante del coeficiente de transferencia de calor. El valor de la componente del viento es de 0.00 W·s/m³/K.

La pérdida anual debida a la temperatura de la celda del módulo fue de -4.55 %.

5.9. Pérdidas por calidad del módulo

La potencia nominal de los módulos fotovoltaicos producidos en masa varía de módulo a módulo. Esta dispersión del rendimiento del módulo generalmente se modela como porcentaje de variación respecto a la potencia nominal en condiciones de STC. La dispersión a menudo resulta en una ganancia neta, ya que los fabricantes generalmente buscan tolerancias más estrictas con un sesgo hacia un rendimiento ligeramente más alto que el nominal.

La ganancia debida a la dispersión de la calidad del módulo fue de +0.70 %.

5.10. Degradación inducida por la luz (LID)

La degradación inducida por la luz se produce durante las primeras horas de exposición del módulo fotovoltaico a la luz solar. Después de estas horas iniciales, la degradación se

estabiliza y es constante durante la vida útil restante del módulo. Este efecto generalmente no se refleja en la hoja de datos del módulo.

El valor de la pérdida por la degradación inducida por la luz fue -2.00 %.

5.11. Mismatch

Las pérdidas por mismatch se asocian con el hecho de que las células y / o módulos que forman el generador fotovoltaico no son idénticos, y sus parámetros eléctricos varían, por lo que no todos ellos pueden trabajar simultáneamente en el punto de máxima potencia. Además, un dimensionamiento de cables heterogéneo puede conducir a diferentes caídas de tensión y pérdidas de desajuste adicionales.

El valor de la pérdida fue constante durante todo el año, -1.00 %.

5.12. Campo solar – Pérdidas por sombreado

La presencia de sombras parciales en el array de módulos fotovoltaicos da lugar a pérdidas por mismatch entre módulos sombreados parcialmente y módulos totalmente iluminados. Estas pérdidas se minimizan aumentando la distancia de filas, o utilizando backtracking cuando la estructura es de tipo seguidor.

Las pérdidas por sombreado en el array son de 0.00 %.

5.13. Campo solar – Pérdidas de cableado DC

Existe una pérdida debida al efecto Joule en la transmisión eléctrica de la alimentación de DC. Esta pérdida se produce en los cables que conectan los strings de módulos fotovoltaicos a los cuadros de agrupación y los inversores (o directamente a los inversores si la planta está diseñada utilizando un sistema de bus de DC).

El valor de las pérdidas de transmisión depende de las secciones transversales del cable y las longitudes del cable, que generalmente se calculan especificando un valor para la caída de voltaje en condiciones de STC.

El promedio de la pérdida horaria en los cables de CC fue -1.06%.

5.14. Centro de transformación – Pérdidas en el inversor

La principal pérdida incurrida en el inversor eléctrico es la conversión de DC a AC, generalmente conocida como pérdida de eficiencia. Se pueden producir pérdidas adicionales si el tamaño del campo DC con respecto a la potencia nominal del inversor no es óptimo (pérdidas en la ventana de operación del inversor).

Las pérdidas combinadas en el inversor fueron -1.69 % (este valor incluye la pérdida de eficiencia, las pérdidas de la ventana de operación y la pérdida de consumo auxiliar).

5.15. Centro de transformación – Pérdidas en el cable AC del inversor al transformador.

Las pérdidas incurridas en los cables de AC debido al efecto Joule dependen de las secciones transversales y longitudes de los cables. Por lo general, la pérdida se especifica como un porcentaje de caída de voltaje en condiciones STC. Debido a la corta longitud de los cables que conectan el inversor al transformador, esta pérdida suele ser baja.

Las pérdidas del cable de CA en los cables que conectan los inversores a los transformadores fueron de 0.00 %.

5.16. Centro de transformación – Pérdida en el transformador del centro de transformación.

Las pérdidas del transformador de potencia son dobles: un valor de pérdida constante, conocido como pérdida de hierro o núcleo, y una pérdida dependiente de la potencia convertida, conocida como pérdida de cobre o bobina. Aunque estas pérdidas suelen ser muy bajas, ya que el transformador tiene una eficiencia muy alta, deben considerarse.

Las pérdidas que resultan de las componentes del hierro y del cobre tienen un valor de -0.22 % y -0.62 %, respectivamente.

La pérdida promedio anual en los transformadores de la central eléctrica fue de -0.84 %.

5.17. Consumo auxiliar de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica consumirá parte de la energía que genera para alimentar sus propios sistemas, como los dispositivos de seguridad, equipos de limpieza o iluminación nocturna. Estos consumos también pueden estar presentes durante la noche.

Los consumos auxiliares de la planta fotovoltaica provocaron una pérdida de 0.00 %.

5.18. Indisponibilidad de la planta

La indisponibilidad de la planta fotovoltaica se estimó en 0.00 %. La indisponibilidad se produce debido a las operaciones de mantenimiento programadas, lo que puede requerir que la planta no sea productiva y las paradas no programadas debido a circunstancias imprevistas. El valor de la pérdida depende de la ubicación de la planta.

6. RESULTADOS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO

En la Tabla 14 se muestra un resumen de los resultados para el primer año.

Tabla 14. Resumen de los resultados para el primer año

Descripción	Valor	Unidad
Producción en el primer año	45.75	GWh
Performance ratio	80.27 %	-
Producción específica	1828.0	kWh/kWp

6.1. Rendimiento y pérdidas de energía del primer año (P50)

En la Tabla 15 se muestran los rendimientos y las pérdidas para el primer año de operación.

Tabla 15. Rendimiento y pérdidas del primer año.

Descripción	Valor	Unidad	Pérdida
Recurso solar			
Irradiación global horizontal	1726.6	kWh/m2	
Global incidente plano receptor	2277.2	kWh/m2	+31.89 %
Sombras Lejanas/Perfil de obstáculos	2237.7	kWh/m2	-1.74 %
Sombras cercanas: perdida de irradiancia	2173.8	kWh/m2	-2.85 %
Pérdidas por polvo y suciedad del generador	2130.4	kWh/m2	-2.00 %
Factor IAM en global	2084.5	kWh/m2	-2.15 %
Irradiación efectiva en receptores	2084.5	kWh/m2	
Conversión fotovoltaica (eficiencia nominal)			
Área total de módulos	120594	m2	
Energía recibida por los módulos	251.4	GWh	
Eficiencia STC	20.76	%	
Energía nominal	52.17	GWh	
Pérdidas del módulo			
Degradación del módulo	52.02	GWh	-0.30 %
Pérdida FV debido a nivel de irradiancia	51.46	GWh	-1.08 %
Pérdida FV debido a temperatura	49.12	GWh	-4.55 %
Pérdida calidad de módulo	49.46	GWh	+0.70 %
LID (Light Induced Degradation)	48.47	GWh	-2.00 %
Pérdida de mismatch entre módulos	47.99	GWh	-1.00 %
Perdidas de mismatch por sombras	47.99	GWh	0.00 %

Pérdida óhmica del cableado	47.47	GWh	-1.06 %
Energía disponible a la entrada del inversor	47.47	GWh	
Conversión DC a AC en el inversor			
Pérdida del inversor debido a umbral de tensión	47.47	GWh	0.00 %
Pérdida del inversor debido a tensión máxima	47.47	GWh	0.00 %
Pérdida por umbral de potencia mínima	47.47	GWh	0.00 %
Pérdida por límite de potencia máxima	47.46	GWh	-0.03 %
Consumo auxiliar	47.46	GWh	0.00 %
Pérdida de conversión (eficiencia)	46.67	GVAh	-1.66 %
Conversión a potencia activa (coseno de phi 1.000)	46.67	GWh	0.00 %
Energía disponible en la salida del inversor	46.67	GWh	
Pérdidas en el sistema de media tensión			
Pérdidas óhmicas AC del inversor al transformador	46.67	GWh	0.00 %
Pérdida del hierro del transformador	46.57	GWh	-0.22 %
Pérdida del cobre del transformador	46.28	GWh	-0.62 %
Pérdidas óhmicas cableado MT	46.14	GWh	-0.31 %
Energía disponible a la salida del sistema de media	46.14	GWh	
<i>Energía reactiva disponible a la salida sistema de media</i>	0.0	GVArh	
<i>Factor de potencia a la salida del sistema de media</i>	1.000		

6.2. Consumo nocturno del primer año

En la Tabla 16 se muestran los consumos nocturnos de la planta fotovoltaica en el primer año. Los consumos nocturnos provienen de la pérdida nocturna del inversor, las pérdidas del hierro en los transformadores, y el consumo auxiliar de la planta.

El consumo de energía tuvo un valor total de -223.4 MWh, lo cual supone un 0.00 % del total de energía producida de 45.75 GWh.

Tabla 16. Consumos nocturnos para el primer año.

Descripción	Valor	Unidad	Porcentaje del total
Inversor			
Consumo nocturno del inversor	0.0	MWh	0.00 %
Centro de transformación			
Pérdida del hierro del transformador	-111.7	MWh	50.00 %
Subestación			
Consumo auxiliar de la planta	0.0	MWh	0.00 %
Pérdida del hierro del transformador de la subestación	-111.7	MWh	50.00 %
CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA	-223.4	MWh	100.00 %

6.3. Producción a 25 años (P50)

La producción de la planta fotovoltaica se ha calculado para un período de 25 años. En la Tabla 17 la producción, la producción específica y el performance ratio se muestran para cada año.

Tabla 17. Resultados para el período de 25 años.

Año	Producción [GWh]	Producción específica [kWh/kWp]	Performance ratio [%]
1	45.5	1819.0	79.88
2	45.4	1813.5	79.64
3	45.3	1807.9	79.39
4	45.1	1802.4	79.15
5	45.0	1796.8	78.90
6	44.8	1791.2	78.66
7	44.7	1785.7	78.41
8	44.6	1780.1	78.17
9	44.4	1774.5	77.92
10	44.3	1769.0	77.68
11	44.1	1763.4	77.44
12	44.0	1757.8	77.19
13	43.9	1752.2	76.95
14	43.7	1746.6	76.70
15	43.6	1741.1	76.46
16	43.4	1735.5	76.21
17	43.3	1729.9	75.97
18	43.2	1724.3	75.72
19	43.0	1718.7	75.48
20	42.9	1713.2	75.23
21	42.7	1707.6	74.98
22	42.6	1702.0	74.74
23	42.5	1696.4	74.49
24	42.3	1690.8	74.25
25	42.2	1685.2	74.00
Total	1096.4	1752.2	76.9