

INGENIARITZA ELEKTRIKOKO GRADUA  
**GRADU AMAIERAKO LANA**

***MIKROSARE ELEKTRIKO ADIMENDUN BATEN  
DISEINUA LEIOAKO CAMPUSEAN***

**Ikaslea:** Setien, Fernandez, Jon

**Zuzendaria:** Oñederra, Leyaristi, Oier

**Kurtsoa:** 2019-2020

**Data:** 2020/02/10

INGENIARITZA ELEKTRIKOKO GRADUA  
**GRADU AMAIERAKO LANA**

***MIKROSARE ELEKTRIKO ADIMENDUN BATEN  
DISEINUA LEIOAKO CAMPUSEAN***

***3. DOKUMENTUA – ERANSKINAK I - KALKULUAK***

**Ikaslea:** Setien, Fernandez, Jon

**Zuzendaria 1:** Oñederra, Leyaristi, Oier

**Kurtsoa:** 2019-2020

**Data:** 2020/02/10

## AURKIBIDEA

1	HITZ-LABURDURAK .....	5
2	SORGAILU FOTOVOLTAIKOAREN DISEINUA .....	6
2.1	Moduluen norabidea eta inklinazioa.....	6
2.2	Norabide eta inklinazio galeren azterketa (Irradiazio Faktorea).....	6
2.3	Distantzia minimoak.....	7
2.4	Bihurgailuaren diseinua.....	9
2.5	Tentsio eta korrante maximoen egiaztapena .....	10
3	EGUZKI-BALIABIDEAREN AZTERKETA.....	12
3.1	Irradiazio faktorea .....	12
3.2	Instalazioaren errendimendu energetikoaren kalkulua .....	12
3.3	Eguzki-irradiazio datuak .....	15
3.4	Eguzki-punta orduak (EPO).....	15
3.5	Hilabeteko eta eguneko energia ekoizpen estimazioa.....	16
4	BILTEGIRATZE INSTALAZIOAREN DIMENTSIONAMENTUA .....	18
5	KABLEATUA .....	20
5.1	Korrante maximo onargarriaren irizpidea.....	20
5.2	Tentsio jausiaren irizpidea.....	21
5.3	Korrante zuzeneko kableatua .....	22
5.4	Korrante alternoko kableatua .....	24
5.5	Aire-lur bihurketaren hodia.....	26
6	BABES NEURRIAK .....	28
6.1	Babesak korrante zuzeneko aldean .....	28
6.2	Babesak korrante zuzeneko aldean .....	28
6.2.1	Etengailu magnetotermikoa.....	28
6.2.2	Bateria bankuaren babesak.....	31
7	ERREFERENTZIAK .....	32

## IRUDIEN AURKIBIDEA

1. Irudia.	Moduluen inklinazioa eta orientazioa.....	6
2. Irudia.	Orientazio eta inklinazio galeren azterketa.....	7
3. Irudia.	Modulu fotovoltaikoen kokapena .....	8
4. Irudia.	Irradiantziaren balioaren aldakuntza egunean zehar .....	16

## TAULEN AURKIBIDEA

I. Taula.	Conext CL-60E bihurtailuaren ezaugarriak .....	9
II. Taula.	Parametroak onargarriak betetzen direnaren egiaztapena.....	11
III. Taula.	Parametro ezberdinen zehaztapena.....	13
IV. Taula.	Eguzki irradiazioaren datuak.....	15
V. Taula.	Parke fotovoltaikoaren energia ekoizpen estimazioa.....	17
VI. Taula.	Bauer 11 Solar 2400 bateriaren ezaugarriak.....	19
VII. Taula.	Korrante zuzeneko kableatuaren sekzioak .....	22
VIII. Taula.	TOPSOLAR PV ZZ-F kablearen ezaugarri taula.....	23
IX. Taula.	A4 ingurugiro tenperatura ezberdinentzako intentsitate onargarrien zuzenketa faktoreak .....	24
X. Taula.	A.52-3 taula Kable edo zirkuituen multzokatzeagatik faktore zuzentzaileak .....	24
XI. Taula.	Korrante alternoaren kableatuaren sekzioa .....	25
XII. Taula.	POWERHARD F RVFV-K kablearen ezaugarriak.....	26

## 1 HITZ-LABURDURAK

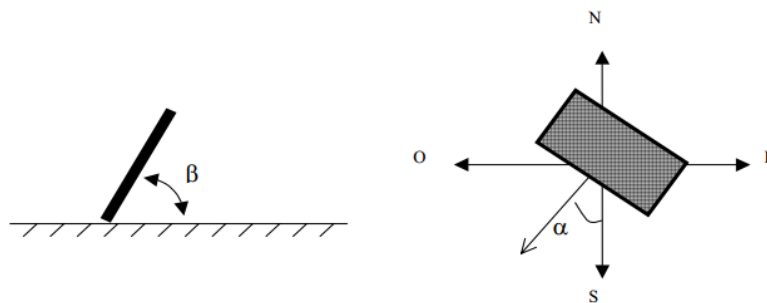
EPO	Eguzki-Punta Orduak.
GZKF	Giza Zientzien eta Komunikazioen Fakultatea.
KA	Korronte Alternoa.
KZ	Korronte Zuzena.
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , Potentzia maximoko puntuaren jarraipena.
NOC	<i>Normal Operating Conditions</i> , Operazio baldintza normalak.
PR	<i>Performance Ratio</i> , Errendimendu energetikoa.
STC	<i>Standard Test Conditions</i> , Neurketak baldintza estandarretan.

## 2 SORGAILU FOTOVOLTAIKOAREN DISEINUA

Atal honetan parke fotovoltaikoaren diseinua eta konfigurazioa gauzatzeko egin diren kalkuluak bildu dira.

### 2.1 Moduluen norabidea eta inklinazioa

Instalazio fotovoltaikoaren efizientzia onargarria bermatzeko helburuarekin, ahal den heinean, itzalen agerpena ekidingo duen diseinu bat planteatuko da. Horretarako ezinbestekoa da modulu fotovoltaikoen norabide eta posizionamendu egoki bat gauzatzea.



1. Irudia. Moduluen inklinazioa eta norabidea  
Iturria: [1].

Orientazioari dagokionez, aipatu beharra dago onena zuzenean hegoalderantz begira egotea dela. Dena den, teilatuaren azalera erabilgarri ahalik eta hoberen aprobetxatzeko, moduluak fakultateak duen orientazio berdinarekin finkatuko dira. Hori dela eta, instalazio fotovoltaikoaren azimuta eraikinaren berdina hartuko da  $\alpha = 18^\circ$  izanda.

Ondoren, moduluak izango duten inklinazio gradu ( $\beta$ ) hoberena zehaztu da. Kasu honetan, instalatuko diren kokalekua laua denez, instalazioaren diseinua ez dago baldintzatuta. Honetarako, kontsultatutako erreferentzien arabera [2], ondorengo formula hau erabili da:

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 \cdot \Phi) \quad (2.1)$$

Non:

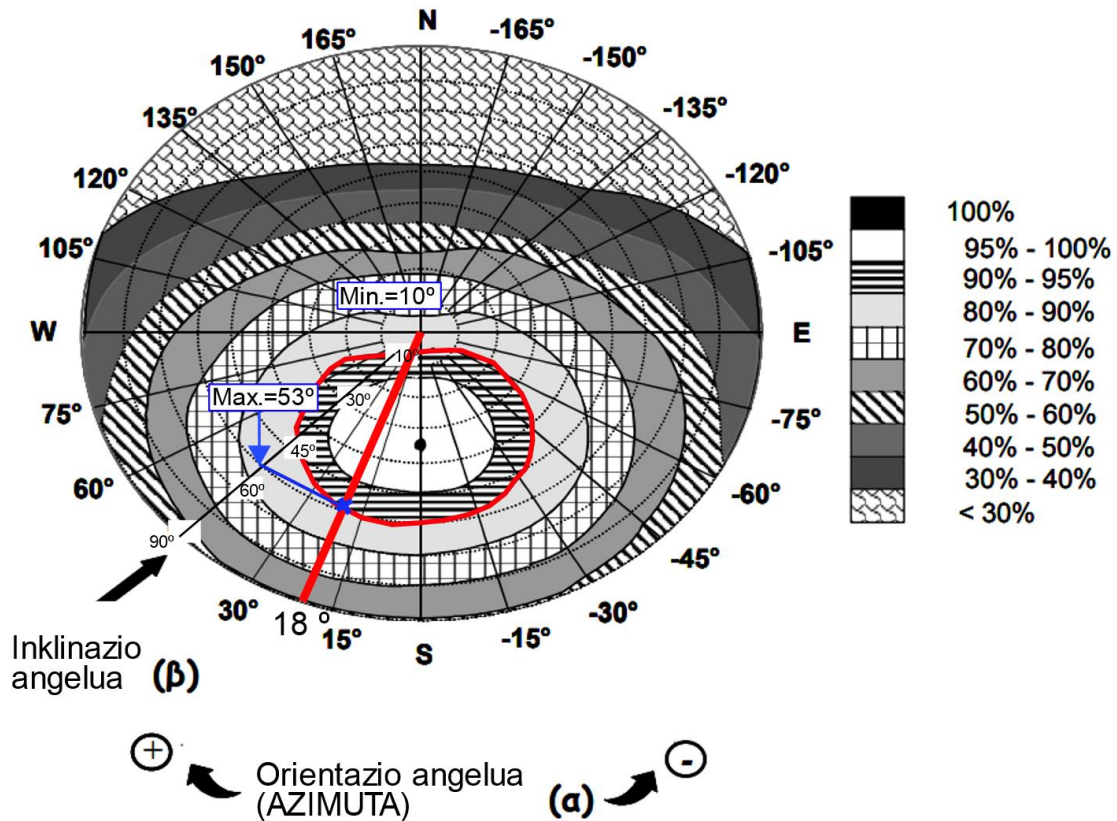
$\beta_{opt}$  Inklinazio angelu optimoa.

$\Phi$  Kokalekuaren latitudea ( $43,3^\circ$ ).

Horrela, instalazioaren datuak (2.1) ekuazioan ordezkatzuz:  $\beta_{opt} = 33,6^\circ$ . Hala ere, modulu fotovoltaiko hauek euskarri metaliko baten gainean finkatuko dira. Fabrikatzaileek eskaintzen dituzten aukera ezberdinak aztertu eta gero, ikusi da inklinazio normalizatu batzuk daudela kasuaren arabera. Kasu honetan panel fotovoltaikoek horizontalarekiko  $\beta = 30^\circ$ -ko angelu batekin kokatuko dira.

### 2.2 Norabide eta inklinazio galeren azterketa (Irradiazio Faktorea)

Hurrengo azterketa honen bitartez moduluak izan dezaketen inklinazio gradu maximo eta minimoak kalkulatu dira, hartutako ebazpena egokia dela ziurtatuz. Beraz, kontsultatutako Eraikingintzaren Kode Teknikoak [3] zehazten duen moduan,  $\beta$  eta  $\alpha$  angeluak jakinda azterlana grafikoki ebazten da honela:



2. Irudia. Orientazio eta inklinazio galeren azterketa  
 Iturria: [1].

Jarraitutako prozedura honako hau izan da pausoz-pauso:

- Azimut angelua jakinda inklinazio mugak kalkulatu dira  $41^\circ$ -ko latitude batentzako.
- Instalazioaren latitude erreala kontutan izanda, inklinazio muga onargarriei zuzenketa egin zaie.
- Inklinazio limite maximo eta minimoak lortu.

Hortaz, hona hemen inklinazio limite bie egindako latitudearen araberako zuzenketa:

$$\text{Ink. max.} = \text{Max.}_{41^\circ} - (41 - \Phi) = 53 - (41 - 43,3) = 55,3^\circ$$

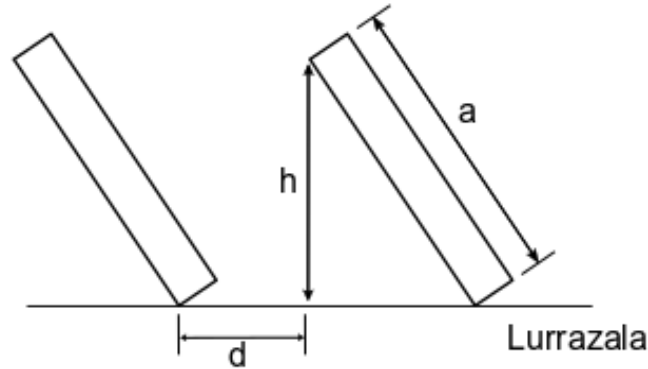
$$\text{Ink. min.} = \text{Min.}_{41^\circ} - (41 - \Phi) = 0 - (41 - 43,3) = 2,3^\circ$$

Metodo honen bidez, guztiz ziurtatzen da moduluen inklinazio angelua ( $30^\circ$ ) kalkulaturako limiteen barruan dagoela.

### 2.3 Distantzia minimoak

Modulu fotovoltaikoek teiltatu lau baten gainean instalatuko dira euskarri metaliko baten gainean. Hori dela eta, ahalik eta itzal gutxienean izateko helburuarekin, modulu fotovoltaikoen artean utzi beharreko distantzia kalkulatu da.

Honetarako, kontutan izan behar da panelek lurrarekiko izango duten altuera. Era berean, altuera hori panelek duten inklinazioaren arabera baldintzatuta egongo da. Ondoko 3. irudian agertzen den eskeman argi eta garbi ikusi daiteke.



3. Irudia. Modulu fotovoltaikoen kokapena  
Iturria: Neuk eginda.

Lehenengo eta behin, moduluek izango duten  $h$  altuera kalkulatzeko honako formula hau erabiliko da.

$$h = a \cdot \sin\beta \quad (2.2)$$

Non:

- $h$  Modulu fotovoltaikoen altuera [m].
- $a$  Modulu fotovoltaikoen zabalera neurria [m].
- $\beta$  Moduluek izango duten inklinazio gradua.

Aukeratutako modulu fotovoltaikoen kasuan (Sharp NU-AH370),  $a$  neurria 0'952 m-koa da. Datuak (2.1) ekuazioan ordezkaturaz, lortzen den  $h$  altuera honako hau da:  $h = 0,952 \cdot \sin(30) = 0,476$  m.

Behin  $h$  altuera jakinda, ondorengo adierazpen honetan ordezkutzen da moduluen artean utzi beharreko  $d$  distantzia lortuz.

$$d_1 = \frac{h}{\tan(67^\circ - \Phi)} \quad (2.3)$$

Non:

- $d$  Modulu fotovoltaiko lerroen arteko distantzia [m].
- $h$  Modulu fotovoltaikoen altuera [m].
- $\Phi$  Kokalekuaren latitudea.

(2.3) formula aplikatuta, honako distantzia hau bermatu behar da modulu fotovoltaiko kateen artean.

$$d_1 = \frac{0,476}{\tan(67 - 41)} = 0,975 \text{ m} \approx 1 \text{ m}$$

Amaitzeko, estalkiaren gainean erabilera ezberdinek dituen etxola bat dago. Honen altuera handia izanda (2 m), moduluen gainean itzalik ez egoteko distantzia minimoa kalkulatu da.

$$d_2 = \frac{2}{\tan(67 - 41)} = 4,1 \text{ m}$$



## 2.4 Bihurgailuaren diseinua

Lehenik eta behin, parke fotovoltaikoak sortzen duen energiari irtenbide bat emateko, instalatu beharreko bihurgailu kopurua zehaztuko da parke fotovoltaikoaren potentziaren arabera. Segurtasun distantziak utzi eta gero, parke fotovoltaikoak 418 modulu fotovoltaiko edukiko ditu gehienez. Hauek sortuko duten potentzia honako hau izanda:

$$P_{SFV\_STC} = 418 \text{ modulu} \cdot 370 \frac{\text{W}}{\text{modulu}} = 154,66 \text{ kW}$$

Hau egin eta gero, erabili beharreko bihurgailuaren potentzia izendatua honako adierazpenaren bitartez kalkulatzen da:

$$P_{INV\_DC} = F_S \cdot P_{SFV\_STC} \quad (2.4)$$

Non:

$P_{INV\_DC}$  Bihurgailuaren potentzia izendatua den [kW].

$F_S$  Parke fotovoltaikoan ematen diren potentzia galerak kontutan edukitzen duen faktorea da, Europako hegoaldean 0,8 – 1,0 balio tartea erabiltzen da.

$P_{SFV\_STC}$  Parke fotovoltaikoak ekoizten duen potentzia STC baldintzetan [kW].

(2.4) formula aplikatuta, bihurgailuak eduki beharreko potentzia izendatua lortzen da:

$$P_{INV\_DC} = 0,85 \cdot 154,66 \text{ kW} = 131,461 \text{ kW}$$

Diseinu baldintzak eta lortutako potentzia balioak kontutan izanda, besteak beste, ziurtatzen da aukeratutako Conext CL-60E bihurgailua egokia dela. Hona hemen bere ezaugarriak biltzen dituen I. taula.

I. Taula. Conext CL-60E bihurgailuaren ezaugarriak

MARKA		Schneider Electric	
MODELOA		Conext CL-60E	
SARRERA BALIOAK (KZ)		IRTEERA BALIOAK (KA)	
MPP tentsio tartea	570 – 850 V	Potentzia izendatua	66 kW
Tentsio maximoa	1.000 V	Korronte maximoa	96 A
Korronte maximoa	120 A	Tentsio izendatua	400 V
Zirkuitulabur korrontea	140 A	Maiztasun izendatua	50 Hz
MPPT kopurua	1	Potentzia faktorea	0,8
String sarrera kopurua	14		
DATU OROKORRAK			
Efizientzia	% 98,5	Babes maila	IP65
Hozte sistema	Aireztapen behartua	Ingurugiro temperatura tartea	-25 °C eta 60 °C bitartean
Komunikazioak	Modbus RS485		

Bere 66 kW-eko potentzia izendatuarekin, ikusi dezakegu MPPT jarraitzaile bakarra duela, guztira konekta dakizkikeen adar kopurua 14 izanda. Adarrek modulu kopuru berdina izan behar dutenez (adar guztien tentsioa berdina izateko) honako diseinu irizpide hau jarraituko da:

- Modulu fotovoltaikoak 2 multzotan banatuko dira: bihurtzailu bakoitzari 209 panel konektatuko zaizkio.
- Modulu kateak kopuru berdina izan dezaten, bihurtzailu bakoitzari 11 adar konektatuko zaizkio: 19 modulu seriean kate bakoitzeko.

Konfigurazio honen bitartez, parke fotovoltaikoak ekoiztu dezakeen potentzia maximoa 2 bihurtzailu berdinen artean banatuko da hau KAN bihurtzeko.

## 2.5 Tentsio eta korrante maximoen egiaztapena

Behin parke fotovoltaikoaren konfigurazioa jakinda aztertu beharra dago moduluen tentsio eta korrante maximoak bihurtzailuak jasan dezakeen maximoek baino txikiagoak direla. Eta, ondorioz, planteatutako ebazpena egokia dela.

### 1) Bihurtzailuaren tentsio maximoak betetzen diren egiaztapena

Modulu batek potentzia maximoa puntu eskaintzen duen tentsioa STC baldintzetan (1000 W/m<sup>2</sup>-ko irradiantzia eta zelulen tenperatura 25 °C denean) panelak sortzen duen tentsioa da. Adar baten barruan seriean konektatzen diren panelen tentsioak batzen dira.

$$\text{Bihurtzailuaren MPP funtzionamendu tentsioa} = 570 - 850 \text{ V}$$

$$V_{MPP} = 19 \text{ modulu} \cdot 39,4 \frac{\text{V}}{\text{modulu}} = 748,6 \text{ V}$$

Tartean barruan dago, beraz diseinu baldintzak betetzen dira.

### 2) Bihurtzailuaren zirkuitu irekiko tentsio maximoak betetzen diren egiaztapena

Zirkuitu irekiko tentsioa panel fotovoltaiko batek duen tentsiorik altuena da. Hau, panelari inolako kargarik konektatu ez zaionean ematen da.

$$\text{Bihurtzailuaren zirkuitu irekiko tentsio maximoa} = 1.000 \text{ V}$$

$$V_{OC} = 19 \text{ modulu} \cdot 47,8 \frac{\text{V}}{\text{modulu}} = 908,2 \text{ V}$$

Kasu honetan, 1.000 V > 908,2 V denez, diseinu baldintzak egokiak direla ziurtatzen dira.

### 3) Bihurtzailuaren korrante maximoa betetzen den egiaztapena

Modulu batek potentzia maximoa puntu eskaintzen duen korrantea STC baldintzetan panelak sortzen duen korrantea da. Adar batean seriean konektatuta dauden paneletatik zehar zirkulatzen duen korrantearen balioa berdina da. Kasu honetan, bihurtzailuari konektatuko zaion adar kopuruak emango digu korrantearen balio totala.

$$\text{Bihurtzailuaren korrante maximoa} = 120 \text{ A}$$

$$I_{MPP} = 11 \text{ adar} \cdot 9,39 \frac{\text{A}}{\text{adar}} = 103,29 \text{ A}$$

Beraz, 120 A > 103,29 A denez, diseinu baldintzak egokiak direla ziurtatzen dira.

#### 4) Zirkuitulaburreko korrontea betetzen den egiaztapena

Zirkuitulabur akatsa ematean moduluek eskaintzen duten korrontearen balioa maximoa da. Aurreko kasuaren prozedura berdina aplikatuta, bihurgailuari paraleloan konektatzen zaion adar kopuruak zehaztuko du bere balioa.

Bihurgailuaren zirkuitulaburreko korrontea = 140 A

$$I_{SC} = 11 \text{ adar} \cdot 9,97 \frac{\text{A}}{\text{adar}} = 109,67 \text{ A}$$

Azken kasu honetan,  $140 \text{ A} > 109,67 \text{ A}$  denez, diseinu baldintzak egokiak direla ziurtatzen dira.

Laburpen taula moduan:

II. Taula. Parametroak onargarriak betetzen direnaren egiaztapena

Tentsioak	Bihurgailuak jasan dezakeenak	Modulu adarrarena
Tentsioa potentzia maximoko puntuan	570 – 850 V	748,6 V
Zirkuitu irekiko tentsioa	1.000 V	908,2 V
Korrontea	Bihurgailuak jasan dezakeenak	Modulu adarrarena
Korrontea potentzia maximoko puntuan	120 A	103,29 A
Zirkuitulabur korrontea	140 A	109,67 A

Beraz, egiaztatu da hautatutako bihurgailuak modulu adarrek izango duten tentsio eta korronte maximoak jasan dezakeela edozein egoera izanda ere.

### 3 EGUZKI-BALIABIDEAREN AZTERKETA

Instalazio fotovoltaikoaren diseinua gauzatu ondoren, beharrezkoa suertatzen da kokalekuan egongo den eguzki-baliabidearen azterketa egitea. Honen bidez, sorgailu fotovoltaikoak ekoiztuko duen energiaren estimazio bat gauzatuko da. Kontsultatutako erreferentziak [4] proposatzen duen prozedura eta jarraibideak jarraitu dira.

#### 3.1 Irradiazio faktorea

Modulu fotovoltaikoek instalatuko diren inklinazio eta orientazio graduak jakinda, hauengatik emandako galerak kalkulatu dira. Inklinazio angelua  $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$  tartean dagoenez, irradiazio faktorea ezagutzen den parametroa galera mota hauek biltzen ditu eta hurrengo formularekin kalkulatu da:

$$IF = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2] \quad (3.1)$$

Non:

$IF$	Irradiazio faktorea.
$\beta$	Moduluaren benetako inklinazio angelua.
$\beta_{opt}$	Inklinazio angulu optimoa.
$\alpha$	Instalazio fotovoltaikoaren orientazio gradua (azimuta).

Aurreko atalean zehaztutako angeluak goiko (3.1) adierazpenean ordezkatuta honako emaitza hau lortu da:

$$IF = 0,987 = \% 98,7.$$

Honek, zuzeneko eragina izango du modulu fotovoltaikoen energia ekoizpenean.

#### 3.2 Instalazioaren errendimendu energetikoaren kalkulua

Parke fotovoltaiko baten errendimendu energetikoa (Ingelesez *Performance Ratio*, hemendik aurrera PR) lan baldintza erreal baterako instalazioaren efizientzia gisa definitu daiteke.

Aldagai honek hurrengoko faktoreengatik ematen diren efizientzia galera energetikoak barne hartzen ditu:

- Tenperatura.
- Kableatua.
- Parametroen dispersioa eta zikintasuna.
- Potentzia maximoko puntua jarraitzean ematen diren akatsak.
- Instalazioaren beste elementu batzuen efizientzia energetikoa, bateriak adibidez.
- Bihurgailuaren efizientzia energetikoa ( $\eta_{Bihur.}$ ).

Lan baldintza errealetara hurbiltzen den PR bat kuantifikatzeko helburuarekin, diseinatzaileak nahi dituen beste faktore kontutan har ditzake. Horrela, instalazio baten errendimendu energetikoa definitzen duen ekuazioa ondoko hau da.

$$PR(\%) = (100 - A - G_{tenp}) \cdot IF \cdot B \cdot C \cdot D \cdot \eta_{Bihur.} \cdot F \quad (3.2)$$

Goiko (3.2) adierazpenak barne hartzen dituen aldagaiak konplexuak dira eta banan-banan azalduko dira, bakoitza bere aldetik.

### A parametroa

A parametroaren barnean beste lau azpi parametro ezberdin daude.

$$A = A_1 + A_2 + A_3 + A_4$$

Hartutako balioak eta deskribapenak III. taulan bildu dira.

III. Taula. Parametro ezberdinen zehaztapena

Parametroa	Hartutako balioa	Deskribapena
<b>A<sub>1</sub></b>	% 5	Moduluen arteko parametroen dispersioa zenbakitzen duen balioa, hain zuzen ere, moduluek ez dutelako normalean STC (Standard Test Conditions) baldintzetan lan egingo. Honen balioa 0 eta % 10 tartean dago.
<b>A<sub>2</sub></b>	% 3	Moduluetan aurki daitekeen hauts eta zikinkeriak eragiten dituen errendimendu galerak. Honen balioa % 1 eta % 8 tartean dago. Parke fotovoltaikoa eraikiko den kokalekuari erreparatu, poluzio txikiko gunea da.
<b>A<sub>3</sub></b>	% 2 - % 6	Isla angeluar eta espektralaren ondorioz ematen diren errendimendu galerak. Zelulen akabera zuzeneko eragina du koefiziente honetan. Baita urteko urtaroa ere, galera handienak neguan emanda. Bere balioen tartea % 2 eta % 6ren artean dago.
<b>A<sub>4</sub></b>	%3	Azkeneko koefiziente honekin itzal faktorea adierazten da. Bere balioa % 1 eta % 10 bitartean da. Parke fotovoltaikoa ahalik eta itzal minimoenak edukitzeko diseinatua izanda, honen balioa

### G<sub>temp</sub>

Modulu fotovoltaiko baten zelulek ingurugiro temperatura baino handiagoa den temperatura batekin lan egiten dute. Temperatura handipen hori zelulei erasotzen dien irradiantziaren proportzionala da, zeina hauen errendimenduaren murrizpena eragiten du.

Aurrekoa jakinda, koefiziente honek zelula fotovoltaikoek lan egiten duten urteko batez besteko temperaturak eragiten dituen galerak adierazten du formula honen bitartez.

$$G_{temp}(\%) = 100 \cdot [1 - 0,0035 \cdot (T_C - 25)] \quad (3.3)$$

Non

$G_{temp}$  Temperaturagatik ematen diren galerak diren.

Aldi berean,  $T_C$  zelula fotovoltaikoek lan egiten duten temperatura da.

$$T_C = T_{ing} + (T_{NOC} - 20) \cdot \frac{E}{G_{NOC}} \quad (3.4)$$

Non:

$T_C$  Zelula fotovoltaikoen lan-temperatura [°C].

$T_{ING}$	Inguruko temperatura [°C].
$T_{NOC}$	NOC baldintzetan lan egitean zelulek edukiko duten temperatura [°C].
$E$	Uneko eguzki-irradiantzia [ $W/m^2$ ].
$G_{NOC}$	NOC baldintzetan eguzki-irradiantzia ( $G = 800 W/m^2$ ).

Aukeratutako modulu fotovoltaikoaren ezaugarrietatik ikusi egin da  $T_{NOC} = 45^{\circ}C$  direla. Bestalde, geroago eguzki-punta orduen kalkuluan aztertuko den moduan, eguzki-irradiantziarentzako  $1 kW/m^2$ -ko balio bat hartuko da. Hilabeteko batz besteko temperatura aldakorra denez, kasu bakoitzean  $G_{temp}$  ezberdin bat edukiko du instalazioak. Hauek guztiak laburbildu dira amaierako taula baten.

### **B**

Beste koefiziente honek korrante zuzeneko aldean ematen diren kableatuen galerak adierazten ditu.

$$B = 1 - G_{Kab\_KZ}$$

$G_{Kab\_KZ}$  parametroak izan dezakeen balio maximoa % 1,5 da. Kasu honetan, % 1 balioa hartu da,  $G_{Kab\_DC}$ -ren balioa 0,99 izanik.

### **C**

Aurrekoaren moduan, koefiziente honek kableatuak sortaraziko galerak adierazten ditu, baina korrante alternoko aldean emandakoak.

$$C = 1 - G_{Kab\_KA}$$

Aitzitik,  $Lcab_{AC}$  parametroak izan dezakeen balio maximoa % 2 da, eduki dezakeen balio egoki bat % 0,5 izanda. Honela, kasu honetarako,  $G_{Kab\_AC}$ -ren balioa 0,995 izango da.

### **D**

Beste koefiziente honekin instalazioaren erabilgarritasun-egoeratik ematen diren galerak kuantifikatu dira. Bertan sarean ematen diren akatsak, instalazioen gelditze oso edo partzial mantentze lanengatik eta abar eman ahal diren egoerak aintzat hartzen dira.

$$D = 1 - G_{Erabil.}$$

Erabilgarritasunarengatik ematen diren galeren balio egoki bat % 5 litzateke. Hori dela eta,  $G_{Erabil.}$  balioa 0,95 da.

### **nbihurgailu**

Koefiziente honekin aukeratutako bihurgailuaren errendimendua adierazten da. Kasu honetan, erabilitako Conext CL-60E modeloak % 98,5eko efizientzia du.

### **F**

Azkeneko koefiziente honek bihurgailuaren abio unean Potentzia Maximoko Puntua (PMP) ez jarraitzeagatik ematen diren galerak adierazten dira.

$$F = 1 - G_{Abioan}$$

Galera mota hauentzako erreferentziazko balioak % 5 eta % 10 bitartean daude. Normalean hartzen den balio egoki bat % 8 litzateke. Hortaz, F parametroaren balioa 0,92 da.

### 3.3 Eguzki-irradiazio datuak

Azpiatal honetan ageri diren eguzki-irradiazio datuak Europar Batasunak garatutako PVGIS aplikazioaren bitartez eskuratu dira. Bertatik, aireko tenperatura, hilabeteko irradiazio horizontala eta hilabeteko irradiazioa lehendik zehaztutako 30°-ko angelurekin eskuratu dira. Gaur eguneko egoera simulatzen duen zenbatespen fidakorra egiteko helburuarekin, aplikazioak dituen azken urteko datuak (2016) erabiliko dira soilik. Datu guztiak ondoko IV. taulan bildu dira.

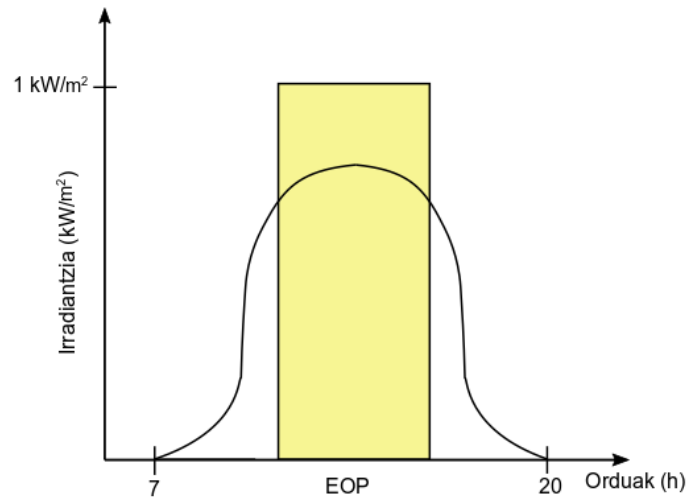
IV. Taula. Eguzki irradiazioaren datuak
   
 Iturria: [5].

Hilabetea	Egun kopurua	Aireko batz besteko tenperatura (°C)	$G_{\text{hilabete}}(\alpha, \beta)$ hilabete (kWh/m <sup>2</sup> -hilabete)	$G_{\text{egun}}(\alpha, \beta)$ egun (kWh/m <sup>2</sup> -egun)
Urtarrila	31	8,8	74,43	2,40
Otsaila	28	9,4	121,78	4,35
Martxoa	31	12,1	160,85	5,19
Apirila	30	16,7	195,78	6,53
Maiatza	31	20,1	177,56	5,73
Ekaina	30	22,2	184,39	6,15
Uztaila	31	22,7	193,33	6,24
Abuztua	31	20,5	145,87	4,71
Iraila	30	15,7	128,72	4,29
Urria	31	10,4	72,99	2,35
Azaroa	30	7,7	80,47	2,68
Abendua	31	9,9	83,81	2,70
<b>Batezbestekoa</b>		<b>14,68</b>	<b>135</b>	<b>4,44</b>

### 3.4 Eguzki-punta orduak (EPO)

Aurretik askotan zehaztu den moduan, parke fotovoltaiko batek eguzki-irradiazioa behar du energia ekoizteko. Baina, baliabide berriztagarria izanda, ezinezkoa suertatzen da eguzki baldintzak aurrerata, eguraldiko baldintzen menpe baitago. Egun hodeitsuek moduluen ekoizpena nabarmenki murrizten dute. Eta, agerikoa denez, gauean parke fotovoltaikoak ez du inolako energiarik sortuko.

Azpiatal honetan, aurreko egoera guztiak kontutan izanda, hilabete bakoitzean eguneko batezbesteko eguzki-punta orduak kalkulatu dira. Balio honekin zenbakitzen da zenbat denbora eman du modulua hipotetikoa den STC baldintzetako eguzki-irradiazio bat jasotzen ( $G_{\text{STC}} = 1 \text{ kW/m}^2$ ). Noski, eguzki-punta ordu hauek parametro hipotetiko bat dira.



4. Irudia. Irradiantziaren balioaren aldakuntza egunean zehar  
Iturria: Neuk eginda.

Honako adierazpen honekin kalkulatzen dira:

$$EPO = \frac{G_m(\alpha, \beta)}{G_{STC}} \quad (3.5)$$

Non:

$EPO$  Eguzki-punta orduak [h].

$G_m(\alpha, \beta)$  Batz besteko eguzki-irradiantzia lehendik zehaztutako moduluen orientazio eta inklinazio angeluarekin [kWh/m<sup>2</sup>].

$G_{STC}$  Eguzki-irradiazioa STC baldintzetan, 1 kW/m<sup>2</sup>-ko konstantea.

### 3.5 Eguneko energia ekoizpen estimazioa

Azkenengoz, parke fotovoltaikoak ekoiztutako energiaren estimazioa egin da. Honetarako, kontutan eduki dira lehenago PVGIS bitartez eskuratutako eguzki-irradiazio datuak. Ondorengo adierazpena erabili da:

$$E_D = EPO \cdot P_{MP} \cdot PR \quad (3.6)$$

Non:

$E_D$  Instalazio fotovoltaikoak ekoiztutako energia den [kWh].

$EPO$  Eguzki-punta orduak diren [h].

$P_{MP}$  Sorgailuaren potentzia maximoa den [kWp].

$PR$  Instalazioaren errendimendu energetikoa.



(3.2), (3.5) eta (3.6) adierazpenak erabilita lortutako emaitzak ondoko V. taulan bildu dira.

V. Taula. Parke fotovoltaikoaren energia ekoizpen estimazioa

Hilabetea	Egun kopurua	T (°C)	$G_m(\alpha, \beta)$	PR	EPO	$P_{MP}$ (kWp)	$E$ (kWh/egun)	$E$ (MWh/hila.)
Urtarrila	31	9,9	2,4	0,69	2,4	154,66	256,06	7,937
Otsaila	28	8,8	4,35	0,70	4,35	154,66	469,16	13,136
Martxoa	31	9,4	5,19	0,70	5,19	154,66	561,72	17,413
Apirila	30	12,1	6,53	0,70	6,53	154,66	702,94	21,088
Maiatza	31	16,7	5,73	0,69	5,73	154,66	608,48	18,862
Ekaina	30	20,1	6,15	0,68	6,15	154,66	647,52	19,425
Uztaila	31	22,2	6,24	0,68	6,24	154,66	655,07	20,307
Abuztua	31	22,7	4,71	0,67	4,71	154,66	490,28	15,198
Iraila	30	20,5	4,29	0,68	4,29	154,66	448,08	13,442
Urria	31	15,7	2,35	0,69	2,35	154,66	249,09	7,721
Azaroa	30	10,4	2,68	0,70	2,68	154,66	288,83	8,664
Abendua	31	7,7	2,7	0,70	2,7	154,66	292,56	9,069
<b>GUZTIRA URTEAN</b>								<b>172,262 MWh</b>

Diseinatutako parke fotovoltaikoak urtero 172,262 MW-ko energia ekoizpena edukitzea espero da.

#### 4 BILTEGIRATZE INSTALAZIOAREN DIMENTSIONAMENTUA

Atal honetan baterien instalazioari dagokion dimentsionamentu kalkulu guztiak gauzatu dira.

Ohiko planteamendu batean bateriek hornituko lituzkeen kargen azterketa bat egin beharko litzateke. Aitzitik, proiektu honen kasurako eta aurreko ataletan aipatu den moduan, ezinezkoa suertatzen da kargen aurreikuspen bat egitea. Hori dela eta, dimentsionamentua Memoria dokumentuaren 8.3 atalean gauzaturako ibilgailu elektriko ezberdinen kapazitateen azterketan oinarrituko da. Bertan, estimatu da ibilgailu elektrikoaren batezbesteko bateria kapazitatea 38,15 kWh dela.

Beraz, diseinu irizpide moduan, bateria bankuaren kapazitatea ibilgailu elektriko baten bateria guztiz kargatzeko gai izatea bermatuko da. Modu honetan instalazioak gai izango da kargen energia eskaria asetzeko hau handia izanda ere. Kalkuluetarako kontutan izan da bateria mota hauen sakontasun deskarga maximoa % 50 izango dela, baterien kapazitatearen erdia soilik erabili daitezkeela. Hau dela eta, guztira beharko den kapazitatea:

$$Q = \frac{38,15 \text{ kWh}}{0,5} = 76,3 \text{ kWh}$$

Behin baterien sistemak eduki beharreko kapazitate minimoa jakinda, honek izango dituen gelaxka kopurua kalkulatu da. Gelaxkak 2 modu ezberdinetan konekta daitezke:

- Seriean: Gelaxka baten borna negatiboa hurrengo gelaxkaren borna positiboarekin konektatuko da. Era honetan bi gelaxken tentsioak batzen dira baina korrronteak ez.
- Paraleloan: Konexio honetan gelaxka biren borna negatiboak euren artean konektatzen dira, berdin gertatuta borna positiboaren artean. Beste konexio modu honetan korrronteak batzen dira baina tentsioak ez.

Kapazitateei dagokionez, konexio modu bietan baterien kapazitateak gehitzen dira.

Hasierako momentu batean, bateria bankuaren kapazitatea serie eta paraleloko konexioak gauzaturik diseinatzea pentsa daiteke. Hala ere, beti saihestu behar da paraleloko konexioak egitea. Eredu ideal batean ez litzateke inolako arazorik egon behar eta planteaturako sistema ondo funtzionatu beharko luke. Baina behin instalazioak ziklo batzuk gauzatu dituela, bateria guztien karga egoera ez da berdina izango eta desorekak sortu daitezke ondoko faktore hauengatik besteak beste:

- Bateriak lotzen duten kableen luzera ez da berdina.
- Baterien barne erresistentziaren balioa ez da berdina.
- Bateria guztien karga egoera ez da berdina.
- Karga ez da uniforme.

Erabiltzen diren kargagailu eta erreguladoreak ez dira gai karga desoreka hauek antzemateko. Izan ere, hauek baterien karga egoera neurtzeko, baterien boretan neurtzen duten tentsioaren arabera estimatzen dute. Paraleloko konexio batean, bi bateriek tentsio berdina izango dute, baina hauen karga egoera ez da berdina izango. Desoreka hauek, kaltegarriak izan daitezke eta eztanda arriskua egon daiteke.

Hau dela eta, kasu honetan soilik baterien arteko serieko konexioak gauzaturiko dira.

$$\text{Gelaxka seriean} = \frac{48 \text{ V}}{2 \text{ V/gelaxka}} = 24 \text{ gelaxka}$$

Ondoren aztertuko da 24 gelaxka bateria banku honek arestian zehaztutako kapazitatea betetzen duen. Honetarako instalazioak edukiko duen funtzionamendua kontutan izan behar da. Baterien beharra eguzkirik ez dagoen momentuetarako izango denez, baterien deskarga zikloa gehienez 10 ordukoa dela kontsideratuko da. Zehaztutako diseinu irizpideak betetzeko, bateria bankuak behar duen kapazitate minimoa kalkulatu da:

$$C = \frac{76,3 \text{ kWh}}{24 \text{ zelda}} = 3,18 \text{ kWh/gelaxka}$$

Honetan oinarrituta, baterien kapazitatea honako formula honekin erabili daiteke:

$$C_T = I_{\text{Deskarga}} \cdot t_{\text{Deskarga}} \cdot V_B \quad (4.1)$$

Non:

$C_T$  Bateria gelaxkaren kapazitatea den [Wh].

$I_{\text{Deskarga}}$  Deskarga korronea den [A].

$t_{\text{Deskarga}}$  Deskarga zikloaren denbora den [h].

$V_B$  Bateria gelaxkaren tentsioa den [V].

Lehenago zehaztutako diseinu parametroak (4.1) formulatan ordezkatuta, helburuak betetzeko bateria bankuak eduki behar duen deskarga korronea minimoa bakandu daiteke:

$$I_{\text{Deskarga}} \cdot t_{\text{Deskarga}} = \frac{C_{10}}{V_B} = \frac{3.180 \text{ kWh/gelaxka}}{2 \text{ V/gelaxka}} = 1.590 \text{ Ah}$$

Hortaz, bateria gelaxkak behar duten korronea deskarga minimoa 10 orduko ziklo batentzako 1.590 Ah dira. Balio honetan oinarrituta, instalatuko diren bateriak Bauer markaren 11 Solar 2400 modelo izango da. Hona hemen bere ezaugarriak biltzen dituen taula:

VI. Taula. Bauer 11 Solar 2400 bateriaren ezaugarriak

Marka	Bauer	Neurriak	275x210x797
Modeloa	11 Solar 2.400	Pisua	111 kg
Kapazitatea ( $C_{10}$ )	1.622 Ah	Elektrolitua	Azido sulfuriko diluitua
Kapazitatea ( $C_{120}$ )	2.400 Ah	Lan tenperatura tartea	10 – 30 °C gomendatutakoa

Orain bai, kalkula daiteke hautatutako bateria gelaxkan kontutan izanda bateria bankuak edukiko duen kapazitatea nahi den deskarga ziklorako. (4.1) adierazpena aplikatuta:

$$C_{10} = 1.622 \cdot 48 = 77.856 \text{ Wh} = 77,856 \text{ kWh}$$

## 5 KABLEATUA

Atal honetan instalazioaren tarte ezberdinetan erabilitako kableatuaren sekzioei dagozkion kalkuluak bildu dira. Kalkulu hauek egiteko kontsultatutako Behe Tentsioko Erregelamendu Elektroteknikoan [6] zehaztutakoa jarraitu da.

### 5.1 Korronte maximo onargarriaren irizpidea

Eroale elektriko batetik korrontea zirkulatzen denean, hau Joule efektuarengatik berotzen da oreka termikoa lortu arte non eroaleak sortzen duen bero guztia ingurugirora askatzen den. Zenbat eta eroaleak daraman korrontea handiagoa izan, orduan eta handiagoak izango dira Joule efektuarengatik ematen diren bero galerak.

Honela, korronte maximo onargarriaren irizpidea, irizpide termiko ere deitua, erregimen egonkorreko kableak duen tenperatura maximoan oinarritzen da. Beti ere kablearen isolamendu materialei dagokien tenperatura maximo onargarria igarotzen ez dela. Irizpide hau oso erabilia da luzera laburreko lineetan.

UNE 20460 5-523 arauak zehazten duen moduan:

- Isolatzaile moduan material termoplastikoa (PVC eta horrelakoak) duten eroaleentzako lan tenperatura maximoa 70 °C dira.
- Isolatzaile moduan material termoegonkorra (XLPE, EPR eta horrelakoak) duten eroaleentzako lan tenperatura maximoa 90 °C dira.

Irizpide honen arabera, kabletik zirkulatu dezakeen intentsitate maximo onargarria lineatik zirkulatzea espero den intentsitatea baino txikiagoa izan behar da:

$$I_{\text{Linea}} \leq I_{\text{Onargarria}} = I_{\text{Onargarri,taula}} \cdot \sum K_i \quad (5.1)$$

Non:

$I_{\text{Linea}}$  Lineatik zirkulatzea espero den korrontea den [A].

$I_{\text{Onargarria}}$  Linearen korronte maximo onargarria da [A].

$I_{\text{Onargarri,taula}}$  UNE 20460 5-523 arauen tauletatik ateratako egoera estandarrean korronte maximo onargarria den [A].

$K_i$  Linearen kondizioak ikusita aplikatu beharreko faktore zuzentzaileak dira.

Bestalde, BT-JTO-40ak adierazten duen moduan: "Erabilitako konexio kableak sorgailuaren intentsitate maximoaren % 125 baino gutxiagoa ez den intentsitate batentzat dimentsionatuta egon behar dira".

Intentsitatea korronte zuzeneko tartean honako adierazpen honekin kalkulatu da:

$$I = \frac{P}{V} \quad (5.2)$$

Non:

$I$  Eroaletik zirkulatuko duen korrontea den [A].

$V$  Tentsioa den [V].

$P$  Potentzia elektriko aktiboa den [W].

Aitzitik, sistema korronte alferno trifasiko orekatua bada, korrontea beste formula honekin kalkulatu da:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} \quad (5.3)$$

Non:

$I$	Eroaletik zirkulatuko duen korrontea den [A].
$V$	Sistema trifasikoaren tentsio konposatuaren balio efikaza den [V].
$P$	Potentzia elektriko aktiboa den [W].
$\cos(\varphi)$	Potentzia faktorea den.

## 5.2 Tentsio jauziaren irizpidea

Tentsio jauzi moduan ezagutzen da linea elektriko baten hasierako eta amaierako muturren artean ematen den tentsio diferentzia edo potentzial diferentzia. Voltetan (V) neurtzen da, baina tentsio izendatuarekiko ehuneko (%) baten adierazi daiteke ere.

Egoera honetan, kabletan ematen den tentsio jausia zehaztutako balio maximo batera mugatu beharra dago. Tentsio jauziaren balio maximoa zehazten duten hainbat arautegi daude. BT-JTO-40k zehazten duen bezala, sorgailu fotovoltaiko eta bihurtgailuaren artean % 1,5 tentsio jauskera maximoa ezartzen du korronte zuzeneko aldean. Bestalde, korronte alternoko aldean beste % 1,5 balioa hartuko da tentsio jauzi moduan.

### Korronte zuzenean

Korronte zuzeneko kable baten eroalearen sekzio minimoaren kalkulua, tentsio jauziaren irizpidea erabilia intentsitatearen funtzioan, ondoko formula honekin kalkulatzen da:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot \Delta V} \quad (5.4)$$

Non:

$S$	Eroalearen sekzioa minimoa den [mm <sup>2</sup> ].
$L$	Linearen luzera den [m].
$I$	Eroaletik zirkulatuko duen korronte den [A].
$\sigma$	Material eroaleak isolamenduaren zerbitzu temperatura maximoan duen eroankortasuna den [m/Ω·mm <sup>2</sup> ].
$\Delta V$	Linean zehaztu den tentsio jauziaren balio maximo onargarria den.

Bestalde, intentsitatearen ordez lineak garraiatzen duen potentziaren menpe utzita:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot \Delta V \cdot V} \quad (5.5)$$

Non:

$P$	Linea elektrikoak garraiatzen duen potentzia den [W].
$\sigma$	Material eroaleak isolamenduaren zerbitzu temperatura maximoan duen eroankortasuna den [m/Ω·mm <sup>2</sup> ].

### Korronte alferno trifasikoan

Linea trifasiko orekatu baten kasuan, hiru faseetatik doan korrontearen balio efikaza berdina da. Sistema trifasikoetan eroaleen sekzio minimoaren balioa tentsio jauziaren irizpidea erabilia intentsitatearen funtzioan honako adierazpen honekin kalkulatzen da:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos(\varphi)}{\sigma \cdot \Delta V} \quad (5.6)$$

Non:

- $S$  Eroalearen sekzioa minimoa den [mm<sup>2</sup>].
- $L$  Linearen luzera den [m].
- $I$  Eroaletik zirkulatuko duen korrrente den [A].
- $\cos(\varphi)$  Potentzia faktorea den.
- $\sigma$  Material eroaleak isolamenduaren zerbitzu tenperatura maximoan duen eroankortasuna den [m/Ω·mm<sup>2</sup>].
- $\Delta V$  Linean zehaztu den tentsio jauziaren balio maximo onargarria den.

Eta potentziaren funtzioan:

$$S = \frac{L \cdot P}{\sigma \cdot \Delta V \cdot V_L} \quad (5.7)$$

Non:

- $P$  Linea elektrikoak garraiatzen duen potentzia den [W].
- $\cos(\varphi)$  Potentzia faktorea den.

### 5.3 Korrrente zuzeneko kableatua

Aurrean azaldutako irizpide biak erabiliz, parke fotovoltaikoaren korrrente zuzeneko aldearen kable sekzioak kalkulatu dira. Honela, modulu adarretatik datozen kable polobakarrak zuzenean bihurgailura konektatu dira. Aurreko 2.4 atalean argi eta garbi zehaztu denez, modulu fotovoltaikoek sortzen duten potentzia pikoari irtenbide bat emateko bi bihurgailu berdin instalatu dira, bietan kable sekzioak berdinak erabiliko direla. Moduluen antolamenduari dagokionez, adarren luzerak berdinak dira bi bihurgailuentzat. Hori dela eta, egindako kalkuluak bihurgailu bakarrarentzat egin dira. Proposatutako kableatuaren diseinuarekin ziurtatzen da beste bihurgailuaren emaitzak berdinak izango direla.

Lehenengo eta behin tentsio jauziaren (5.4) formula aplikatuko da. Geroago, irizpide termikoaren (5.2) bitartez, lortutako emaitza konprobatuko da dagokion faktore zuzentzaileak aplikatuta.

Kalkuluen emaitza guztiak beheko VII. taulan bildu dira:

VII. Taula. Korrrente zuzeneko kableatuaren sekzioak

Adar zenbakia	Luzera (m)	Tentsioa (V)	$\sigma$ ( $\Omega \cdot \text{m} / \text{mm}^2$ )	Intentsitatea (A)	$\Delta V$ (%)	Sekzioa (mm <sup>2</sup> )	Sekzio normalizatua (mm <sup>2</sup> )	$\Delta V$ erabilitko sekzioarekin (%)
S1	64,3	668,8	45,49	9,39	1,5	2,65	4	0,99
S2	61,1	668,8	45,49	9,39	1,5	2,51	4	0,94
S3	57,9	668,8	45,49	9,39	1,5	2,38	4	0,89
S4	54,7	668,8	45,49	9,39	1,5	2,25	4	0,84
S5	55	668,8	45,49	9,39	1,5	2,26	4	0,85
S6	57,6	668,8	45,49	9,39	1,5	2,37	4	0,89
S7	64,9	668,8	45,49	9,39	1,5	2,67	4	1,00
S8	62,1	668,8	45,49	9,39	1,5	2,56	4	0,96

S9	67,3	668,8	45,49	9,39	1,5	2,77	4	1,04
S10	71,1	668,8	45,49	9,39	1,5	2,93	4	1,10

Lortutako emaitzetan oinarrituta, modulu fotovoltaiko adarrak bihurtuak konektatzeko 4 mm<sup>2</sup>-ko sekzioa duten kableak erabiliko dira.

Ondoren, korrante maximo onargarriaren irizpidea erabiliko da kable sekzioak kalkulatzeko. Behe Tentsioko Erregelamendu Elektroteknikoaren BT-JTO-40an biltzen denez: "Konexio kableak sorgailuaren korrante maximo balioaren % 125 gutxienez jasan dezaten dimentsionatu behar dira". Orduan:

$$I_{\text{Kable\_KZ}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{Modulu\_ZL\_STC}} \quad (5.8)$$

Non

$I_{\text{Modulu\_ZL\_STC}}$  Modulu fotovoltaikoaren zirkuitulaburreko korrantea den STC baldintzetan [A].

Hautatutako Sharp NU-AH370 modulu fotovoltaikoaren kasuan, zirkuitulabur korrantea 9,97 A. Adar bakoitzean egongo den korrante maximoa honako hau da:

$$I_{\text{Kable\_KZ}} \geq 1,25 \cdot 9,97 = 12,46 \text{ A}$$

Ondoren, aukeratutako kablearen fabrikatzaileak argitaratutako kablearen ezaugarri tauletatik, kable horrek jasan dezakeen korrante maximo onargarria hartzen da. Kablearen sekzioa 4 mm<sup>2</sup> den kasurako:

VIII. Taula. TOPSOLAR PV ZZ-F kablearen ezaugarri taula

TOPSOLAR PV ZZ-F					
DIMENSIONES					
Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	5,6	52	41	33	23,0
1 x 4	6,1	68	55	44	14,3
1 x 6	6,7	89	70	57	9,49
1 x 10	7,8	136	98	79	5,46
1 x 16	8,8	193	132	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	176	1,58

Instalazio metodoa kable bakarra izango da azal baten gainean, taulan ikusita:  $I_{\text{Max}} = 55 \text{ A}$  da.

Orain, kabletik zirkulatu ahal den korrantearen balio erreala jakiteko, zuzenketa faktore ezberdinak aplikatu behar zaizkio.

$$I_{\text{Max\_Onargarria}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{Max}} \quad (5.9)$$

Non:

$I_{\text{Max\_Onargarria}}$  Zuzenketa faktoreak aplikatu ondoren kabletik zirkulatuko duen korrantearen balioa [A].

$I_{\text{Max}}$  Kabletik zirkulatuko duen korrante maximoa den [A].

$K_1$  Kableen tenperatura ezberdinagatik aplikatu beharreko zuzenketa faktorea.

$K_2$  Kableen pilaketagatik aplikatu beharreko zuzenketa faktorea.

Batetik, isolamendua halogenorik gabeko elastomero termoegonkorra izanda (XLPE sare polietileno) ingurugiro tenperatura maximoa 90 °C izango da. Hain zuzen ere, aurreko kalkuluak egiterako orduan balio hau hartu da eroalearen eroankortasuna ( $\sigma$ ) zehazteko.

IX. Taula. A4 ingurugiro tenperatura ezberdinentzako intentsitate onargarrien zuzenketa faktoreak  
Iturria: [7].

Ingurugiro tenperatura [°C]	Zuzenketa faktorea
60raino	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

$$K_1 = 0,75$$

Bestetik, kable monopolar hauek tutu baten barruan instalatuko dira bihurgailura bideratzeko. Hodi bakoitza 17 kable polobakar integratuko ditu bere barnean, horregatik beharrezkoa den faktore zuzentzailea aplikatuko zaio ondorengo X. taulan oinarrituta.

X. Taula. A.52-3 taula Kable edo zirkuituen multzokatzeagatik faktore zuzentzaileak  
Iturria: [8].

Zenb.	Kableen disposizioa	Zirkuitu edo kable kopurua								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Horman sartuta edo ingurukari baten barran	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	,40
2	Horma, zoru edo zulatu gabeko erretikuluetan	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70			
3	Geruza bakarra sabaian	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60			
4	Geruza bakarra zulatutako erretikulu horizontal edo bertikaletan	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70			
5	Geruza bakarra kableen eskailera, brida eta abar	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	,80			

Faktore zuzentzailea:  $K_2 = 0,40$  izanik.

Azkenik, (5.9) formula erabilia korrante maximoaren kalkulua:

$$I_{\text{Max\_Onargarri}} = 0,75 \cdot 0,40 \cdot 55 = 16,5 \text{ A}$$

Bigarren irizpide honen bidez kalkulaturako korrante maximo onargarria diseinu baldintzak betetzen ditu, izan ere:  $12,46 \text{ A} < 16,5 \text{ A}$ . Hortaz, proposaturako 4 mm<sup>2</sup>-ko sekzioak irizpide biak betetzen ditu eta onargarria da.

#### 5.4 Korrante alternoko kableatua

Bihurgailutik irteten den korrante alternoa sistema trifasiko orekatu bat osotzen du. Hemendik babes koadro nagusira doan tarte korrante alternon gauzatuko da, babes koadro nagusian sare elektrikoarekin interkonexio puntua dagoelako. Babes koadro nagusi hau bateriak kokako diren tokian



instalatuko da, Medikuntza Fakultateko azpian dauden galerietan. Kableen ibilbidea jarraituz, hauek jarraitzen duten distantzia maximoa 110,7 metro dira.

Kableen instalazio metodoari dagokionez, 5 eroaleek (3 fase, neutroa eta lurra) kable baten barnean joango dira.

Hortaz, (5.6) formularen bitartez tentsio jauziaren irizpidea erabiliko da kableen sekzioa kalkulatzeko. Korrontearen balioa bihurgailuak eskaini dezakeen maximoa hartuko da:  $I = 96 \text{ A}$ . Bestalde, bihurgailuaren irteeran faseen arteko tentsioa 400 V da. Bigarren kasu honetan  $\Delta V = \% 1,5$  balioa hartuko da tentsio jauzi maximo bezala. Potentzia faktorearen balioa bihurgailuak eskaintzen duena da:  $\cos(\varphi) = 0,8$ .

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 110,7 \cdot 96 \cdot 0,8}{45,49 \cdot \left(\frac{400}{100}\right) \cdot 1,5} = 53,96 \text{ mm}^2$$

Lortutako emaitza ondorengo taulan adierazi da:

XI. Taula. Korronte altermoaren kableatuaren sekzioa

Luzera (m)	Tentsioa (V)	$\sigma$ ( $\Omega \cdot \text{m} / \text{mm}^2$ )	Intentsitatea (A)	$\Delta V$ (%)	Sekzioa ( $\text{mm}^2$ )	Sekzio normalizatua ( $\text{mm}^2$ )	$\Delta V$ erabilitko sekzioarekin (%)
110,7	400	45,49	96	1,5	53,96	70	1,15

Tentsio jauziaren irizpideak kobreak 70  $\text{mm}^2$ -ko sekzioa minimoa eduki behar dutela adierazten du.

Ondoren, lortutako sekzioa korronte maximo onargarriaren irizpidean lortuko diren emaitzekin alderatuko da, aurreko atalean erabili den prozedura berdina aplikatuz:

$$I_{\text{Kable\_KA}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{Bihurgailu}} \quad (5.10)$$

Non:

$I_{\text{Kable\_KA}}$  Korronte alternoko kablearen korronte maximo onargarria den [A].

$I_{\text{Bihurgailu}}$  Bihurgailuak eman dezakeen korronte maximoa den [A].

(5.10) adierazpena aplikatuta, instalatutako kableak jasan beharko duen korrontearen balioa lortzen da:  $I_{\text{Kable\_KA}} = 120 \text{ A}$  izanik.

Aukeratutako kablearen kasurako (Top Cable, POWERHARD F RVF-K) ekoizleak emandako tauletan kontsultatu da kableak jasan dezakeen korronte maximo onargarria:

XII. Taula. POWERHARD F RVFV-K kablearen ezaugarriak

POWERHARD F RVFV-K					
DIMENSIONES					
Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
5 G 1,5	14,3	315	23	22	26,8
5 G 2,5	15,6	395	32	29	16,4
5 G 4	17,0	499	42	37	10,2
5 G 6	18,6	625	54	46	6,83
5 G 10	20,7	900	75	61	4,06
5 G 16	23,1	1.242	100	79	2,55
5 G 25	28,5	1.784	127	101	1,61
5 G 35	31,5	2.355	158	122	1,16
5 G 50	37,1	3.255	192	144	0,860
5 G 70	42,5	4.725	246	178	0,594
5 G 95	47,9	6.065	298	211	0,428

Instalatu beharreko kableak 70 mm<sup>2</sup>-ko sekzioa duten 5 eroale izan behar ditu: erabili beharreko 5 G 70 modeloak 246 A-ko korrante maximo bat jasan dezake. Korrante honi zuzenketa faktoreak aplikatuta:

$$I_{\text{Max\_onargarria}} = K_1 \cdot I_{\text{Max}} \quad (5.11)$$

Non:

$I_{\text{Max\_onargarria}}$  Zuzenketa faktoreak aplikatu ondoren kabletik zirkulatuko duen korrontearen balioa [A].

$I_{\text{Max}}$  Kabletik zirkulatuko duen korrante maximoa [A].

$K_{30^\circ\text{C}}$  Tenperatura 40 °C ez delako zuzenketa faktorea.

Kontsideratuko da ingurugiro tenperatura 30 °C izango direla gehienez. Hau dela eta aplikatu beharreko zuzenketa faktorea UNE-HD 60364-5-52 arauaren A.1 taulan kontsultatuko da.

$$K_{30^\circ\text{C\_XLPE}} = 1,10$$

Hortaz, balio hauek (5.11) formularen ordezkatuta, lortzen den korrante maximo onargarria:

$$I_{\text{Max\_onargarria}} = 270,6 \text{ A}$$

Kabletik zirkulatuko den korrante maximoa sekzio horrekin jasan ahal duena baino txikiagoa izanda: 120 A < 270,6 A, 70 mm<sup>2</sup>-ko sekzioa egokia dela frogatzen da.

### 5.5 Aire-lur bihurketaren hodia

Parke fotovoltaikotik irtengo diren kableak galerietara bideratzeko lur azpian sartu behar dira aire-lur bihurketa baten bitartez. Bihurketa hau babesteko, lurrera heldu baino 5 metro lehenago kableak hodi zurrun baten barruan sartuko dira. Hodi honek aire-lur bihurketa babestuko du kanpoko arriskuetatik eta pertsonengatik.

Hodi honen ezaugarriak eta barne diametro minimoak, kable zurrunen kasurako, UNE-EN 50.086-2-1 arauak ezartzen ditu. Hodiaren barne diametroa honek barruan dituen kable kopuru eta hauen diametroaren arabera kalkulatu da.

$$D_{\text{B,Hodi}} = D_{\text{K,Kable}} \cdot \sqrt{(1 + R) \cdot n \cdot f} \quad (5.12)$$

Non:

$D_{B,Hodi}$	Hodiaren barne diametroa den [mm].
$D_{K,Kable}$	Kablearen kanpo diametroa den [mm].
R	Instalazioen handitzea ahalbidetzen dituen koefizientea da. Handipenak egingo ez diren egoeretan bere balioa 0 da.
n	Kable kopurua den.
f	Kolokazioaren koefiziente zuzentzailea den.

Kolokazio koefiziente zuzentzailearen balioa BT-JTO-21 arabera gainazal hodientzako 2,5 da. Kable kopurua 2 izango da, bihurtzeko bana eta hauen kanpo diametroa, kablearen ezaugarriak ageri diren XII. taulatik lortzen da:

$$D_{K,Kable} = 42,5 \text{ mm}$$

Datu guztiak (5.12) formularen ordezkaturatuta:

$$D_{B,Hodi} = 42,5 \cdot \sqrt{(1 + 0) \cdot 2 \cdot 2,5} = 95,03 \text{ mm}$$

Beraz, instalatu beharreko hodiaren barne sekzio minimoa 95,03 mm-koa da. Hala ere, hodia hautatzerakoan normalizatutako neurri bat hartu beharko da.

## 6 BABES NEURRIAK

Atal honetan diseinatutako instalazio fotovoltaikoa babesteko beharrezkoak diren elementuak dimentsionatzeko kalkuluak gauzatu dira. Geroago, arauetan zehazten dutena kontutan izanda babes elementuen aukeraketa gauzatuko delarik.

### 6.1 Babesak korrante zuzeneko aldean

Parke fotovoltaikoan instalatutako Conext CL-60E bihurtgailuak beharrezkoak diren babes neurri guztiak integratzen ditu:

- Fusibleak: Guztira 14 fusible ditu, bat adar bakoitzeko. Ekipoak gainkorrante eta zirkuitulaburretatik babesten ditu.
- Gaintentsio deskargagailua: Elementu hauek instalazioak jatorri atmosferikoko deskargetatik babesteko dituzte. Babestu nahi duten zirkuituarekin paraleloan konektatuz, tentsioaren balioa handitzen denean eroale bihurtzen dira, sortutako gainkorrantea lurrera deskargatuz. Babes maila II dute.
- Ebakigailua: Azkenik, modulu fotovoltaikoen adarrak deskonektatzeko eskuz eragiten den ebakigailu bat du. Mantentze lanak gauzatzeko erabiltzen da.

Korrante zuzeneko aldean ematen diren zirkuitulaburrak ez dira batere kaltegarriak, ematen den korrantea lan baldintza normaletan ematen den korrante maximoaren balioetatik oso hurbil dagoelako. Ostera, pertsonentzat arrisku egoera bat ematen da. Zelula fotovoltaikoen kasuan, zirkuitulabur korrantea kargarik gabe ematen den korrante fluxu maximoa da. Hori dela eta, irteerako kableetan zirkuitulaburra ematean, tentsiorik gabeko egoeratik zirkuitulaburreko egoera batera igarotzen da. Tentsioaren aldakuntza bortitz eta azkar honek arku elektriko bat sortaraziko du.

Babes neurri moduan, gomendatzen da kable positibo eta negatiboen eroapena konexio kutxara aldentuta gauzatzea. Honela kableen isolamenduen akatsengatik ematen diren zirkuitulaburren sorrera ekidin egiten da.

Azkenik, kontaktu zuzenen eta ez-zuzenen aurka ekipo elektrikoaren atal metalikoak lurrera konektatuko dira.

### 6.2 Babesak korrante zuzeneko aldean

Hurrengo azpiatalean korrante alternoko aldean instalatutako babes elementuen kalkuluak gauzatu dira.

#### 6.2.1 Etengailu magnetotermikoa

Etengailu magnetotermikoak instalazioak eta ekipo elektrikoak babesten dituen elementua da. Bere funtzionamendu printzipioa dilatazio koefiziente ezberdina duten xafla bimetaliko baten oinarritzen da:

- Unitate termikoa: gainkarga egoera denbora jakin batean luzatu ezker, xafla metaliko bat bestea baino gehiago deformatuko da beroaren eraginez eta zirkuitua irekiko du.

- Unitate magnetikoa: Zirkuitulaburra ematean honek sortzen dituen korronte balioak izugarri handiak dira. Era berean, korronte hauek sortutako eremu magnetikoa oso handia da. Eremu honek magnetotermikoaren kontaktua irekitzea eragingo du, zirkuitua zabalduz.

Lehenengo eta behin, gainkargetik babesa ziurtatzeko, etengailuak ondorengo baldintzak bete behar ditu:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (6.1)$$

Non:

$I_B$  Lineatik zirkulatuko duen korrontea den [A].

$I_n$  Etengailu magnetotermikoaren korronte izendatua den [A].

$I_Z$  Kablearen eroaleak jasan dezakeen korronte maximo onargarria den [A].

Honekin batera, etengailu magnetotermikoek gai izan behar dira denbora zehatz baten ginkarga egoera baten lan egiteko. Egoera honetan zirkulatuko den korrontearen balioa, gehienez, eroaleak jasan dezakeen korronte maximo onargarriaren % 145 baino txikiagoa izango da. Honela, zehaztuko da etengailu magnetotermikoak eragingo duela  $t_c$  denbora jakin bat igaro bada ginkarga egoera hasi zenetik eta zirkulatzen duen  $I_2$  korrontearen balioa magnetotermikoaren konparatuta  $I_2/I_n = 1,3$  baino handiagoa bada. Erlazio hau UNE EN 60947-2 arauak zehazten du.

$$1,3 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_Z \quad (6.2)$$

Bestetik, zirkuitulaburren aurka babesten duten elementuek ondoko bi baldintzak bete beharko dituzte. Babes gailuaren ebaketa ahalmena instalazio puntuan eman daitekeen zirkuitulabur korronte maximoa baino handiagoa izango da. Irekitze ahalmena etengailuak ireki dezakeen korronte maximo moduan definitzen da.

$$I_{z1\_max} \leq \text{Irekitze ahalmena} \quad (6.3)$$

Non:

$I_{z1\_max}$  Etengailu magnetotermikoa instalatu den puntuan eman daitekeen zirkuitulabur korronte maximoa den [kA].

Era berean, babes nahi den linearen zirkuitulabur korronte minimoaren balioa etengailuaren desarra korrontearen balio minimoa baino handiagoa izan behar da:

$$I_{z1\_min} < I_m \quad (6.4)$$

Non:

$I_{z1\_min}$  Etengailu magnetotermikoa instalatu den puntuan eman daitekeen zirkuitulabur korronte minimoa den [kA].

$I_m$  Etengailu magnetotermikoaren desarra korronte minimoa den [kA].

Zirkuitulabur korronte minimoaren balioa ondoko prozedura jarraituz kalkulatu daiteke:

$$I_{z1\_min} = \frac{0,8 \cdot U_S}{(Z_L + Z_N)} \quad (6.5)$$

Non:

$U_S$  Linearen fase-neutro tentsio sinplea den [V].

$Z_L$  Fase kablearen inpedantzia den [ $\Omega$ ].

$Z_N$  Neutro kablearen inpedantzia den [ $\Omega$ ].

Linearen inpedantzia kablearen tenperatura onargarri maximoaren kasurako kalkulatzen da, eman daitekeen egoerarik kaltegarriena delako. Tenperatura hau kableen isolamendu materialak ezarriko du, aukeratutako kablearen isolamendua etileno propilenoa (EPR) denez 90 °C. Inpedantziaren balioa linearen erresistentzia eta erreaktantziarekin kalkulatzen da:

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$$

Erabilitako kableen sekzioa 120 mm<sup>2</sup> baino txikiagoa den kasuetarako, kableen erreaktantzia balioa deuseztatu daiteke nulua kontsideratuz:

$$X_L = 0 \rightarrow Z_L = R_L$$

Aldi berean, kableen erresistentziaren balio unitarioa hauen erresistibitatea kontutan hartuta kalkulatzen da:

$$Z_L = R_L = \frac{L \cdot \rho_{90^\circ\text{C}}}{S} \quad (6.6)$$

Non:

L Kableen luzera den [m].

$\rho_{90^\circ\text{C}}$  Kableen isolamenduaren erresistibitatea den [ $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ].

S Kableen sekzioa den [mm<sup>2</sup>].

Alde batetik, lineatik zirkulatuko duen  $I_B$  korronea bihurtgailuak eman dezakeen maximoa da, kasu honetan 96 A. Eta bestetik,  $I_Z$  korronea kableatuaren **XX** atalean zehaztutako 270,6 A kableak eroan dezakeen korrone maximo onargarria da. Balio bi hauek hasierako 6.1 formularen ordezkatuta, ondorengoa lortzen da:

$$96 \text{ A} \leq I_n \leq 270,6 \text{ A}$$

Zehaztu da gainkarga egoeraren aurrean instalazioak babesteko etengailu magnetotermikoaren korrone izendatua bi balio hauen artean egon behar dela. Era berean, zehaztutako korroneen erlazioa lortzeko (6.2):

$$I_n \leq \frac{1,45 \cdot 270,6}{1,3} = 301,82 \text{ A}$$

Etengailua instalatuko den puntuaren zirkuitulabur korrone maximoak enpresa banatzaileak ematen du. Kasu honetan, lineak Iberdrolaren jabetzakoak izanda, bere MT 2.00.03 Tentsio Altuko bezero instalazioen arautegian zehazten da 30 kV-eko lineen kasuan:  $I_{zL_{\text{max}}} = 9.000 \text{ A}$  dela. Hortaz, etengailu magnetotermikoaren irekitze ahalmena balio hori baino handiagoa izan beharko da.

Amaitzeko, eman daitekeen zirkuitulabur korrone minimoa kalkulatzeko aurrean aipatutako kalkulu prozesua jarraituko da. Kable luzera 110,7 m, sekzio guztiak 70 mm<sup>2</sup>-koak dira eta kobreaken eroankortasuna 90 °C-tan 0,02198  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  da. Kalkulu hauek garatuta:

$$Z_L = R_L = \frac{110,7 \text{ m} \cdot 0,02198 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}}{70 \text{ mm}^2} = 3,47 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$I_{zL_{\text{min}}} = \frac{0,8 \cdot 230 \text{ V}}{2 \cdot (3,47 \cdot 10^{-3}) \Omega} = 2.646,73 \text{ A}$$

Hau dela eta, erabili beharreko etengailu magnetotermikoaren ebaketa korrontea 2.646,73 A baino txikiagoa izan behar da.

### 6.2.2 Bateria bankuaren babesak

Bateria bankua babestu beharra dago honen borneen artean eman daitekeen zirkuitulabur korronte edota gaikarga egoeretatik.

Bateriaren borneen artean zirkuitulabur korrontearen balioa Ohmen legearen bitartez erraz kalkula daiteke:

$$I_{z1} = \frac{V_B}{R_i} \quad (6.7)$$

Non

$I_{z1}$  Zirkuitulabur korrontea den [A].

$V_B$  Bateriaren tentsio izendatua den % 100era kargatuta dagoela [V].

$R_i$  Bateriaren barne erresistentzia den [ $\Omega$ ].

Bateriaren tentsio izendatua 2 V dira eta barne erresistentziaren balioa ekoizleak ematen duen datu fitxatik ateratzen da, bere balioa 0,24 m $\Omega$  izanik. Formula aplikatuta:

$$I_{z1} = \frac{2 \text{ V}}{0,24 \cdot 10^{-3} \Omega} = 8.333,34 \text{ A}$$

Balio hau jakinda, hautatuko den etengailu magnetotermikoaren ebaketa ahalmena kalkula daiteke, kalkulaturako zirkuitulabur korrontea baino handiagoa izango dena.

## 7 ERREFERENTZIAK

- [1] IDAE, «Instalazio fotovoltaikoak: Sarera konektatutako instalazioen baldintza teknikoen agiria,» Madril, 2011.
- [2] V. M. Mateo, Instalaciones generadoras fotovoltaicas: un cambio hacia la sostenibilidad, Madril: Paraninfo, 2019.
- [3] Ministerio de Vivienda, «CTE: Código Técnico de la Edificación,» 2006.
- [4] J. M. Méndez Muñoz eta R. Cuervo García, Energía solar fotovoltaica, Madril: FC Editorial.
- [5] Europar Batasuna, «PVGIS,» [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html). [Atzitze-data: 14 12 2019].
- [6] B. Bueno Gonzalez, Behe Tentsiorako Erregelamendu Elektroteknikoa, Marcombo, 2016.
- [7] AENOR, «UNE-EN 50618:2015 Sistema fotovoltaikoentzako kable elektrikoak».
- [8] AENOR, «UNE-HD 60364-5-52:2014, Behe tentsioko instalazio elektrikoak. 5-52 atala: Ekipu elektrikoek hautatze eta instalazioa. Kanalizazioak».